



Swiss Centre  
for Life Cycle  
Inventories

A joint initiative  
of the ETH domain and  
Swiss Federal Offices

**ETH**



# Teil XIII

## Windkraft

Data v2.0 (2007)



Bastian Burger  
Christian Bauer  
Paul Scherrer Institut, Villigen

ecoinvent report No. 6-XIII

Villigen, Dezember 2007

## Project "ecoinvent data v2.0"

<b>Commissioners:</b>	Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Dübendorf Swiss Federal Office for the Environment (BAFU - FOEN), Bern Swiss Federal Office for Energy (BFE), Bern Swiss Federal Office for Agriculture (BLW), Bern
<b>ecoinvent Board:</b>	Alexander Wokaun (Chair) PSI, Villigen Gérard Gaillard, Agroscope Reckenholz-Tänikon Research Station, ART, Zürich Lorenz Hilty, Empa, St. Gallen Konrad Hungerbühler, ETHZ, Zürich François Maréchal, EPFL, Lausanne
<b>ecoinvent Advisory Council:</b>	Norbert Egli, BAFU, Bern Mark Goedkoop, PRé Consultants B.V. Patrick Hofstetter, WWF, Zürich Roland Högger, öbu / Geberit AG, Rapperswil Christoph Rentsch, BAFU (until January 2006) Mark Zimmermann, BFE (until July 2007)
<b>Institutes of the ecoinvent Centre:</b>	Swiss Federal Institute of Technology Zürich (ETHZ) Swiss Federal Institute of Technology Lausanne (EPFL) Paul Scherrer Institute (PSI) Swiss Federal Laboratories for Materials Testing and Research (Empa) Agroscope Reckenholz-Tänikon Research Station (ART)
<b>Participating consultants:</b>	Basler & Hofmann, Zürich Bau- und Umweltchemie, Zürich Carbotech AG, Basel Chudacoff Oekoscience, Zürich Doka Life Cycle Assessments, Zürich Dr. Werner Environment & Development, Zürich Ecointsys - Life Cycle Systems Sarl. ENERS Energy Concept, Lausanne ESU-services Ltd., Uster Infras AG, Bern
<b>Software Support:</b>	ifu Hamburg GmbH
<b>Project leader:</b>	Rolf Frischknecht, ecoinvent Centre, Empa, Dübendorf
<b>Marketing and Sales:</b>	Annette Köhler, ecoinvent Centre, Empa, Dübendorf

## Windkraft

Authors 2007, v2.0:	Bastian Burger, Christian Bauer
Authors 2004, v1.1:	Bastian Burger, Christian Bauer
Authors 2003, v1.01:	Bastian Burger, Christian Bauer
Authors 1996:	Ursula Bollens
Reviewer:	Roberto Dones, PSI (2007, 2004, 2003) Sebastiano Meier, FAL (2003)
Contact address:	ecoinvent Centre Empa P.O. Box CH-8600 Dübendorf <a href="http://www.ecoinvent.org/">http://www.ecoinvent.org/</a> <a href="mailto:frischknecht@ecoinvent.org">frischknecht@ecoinvent.org</a>
Responsibility:	This report has been prepared on behalf of one or several Federal Offices listed on the opposite page (see commissioners) and / or the ecoinvent Centre. The final responsibility for contents and conclusions remains with the authors of this report.
Terms of Use:	Data published in this report are subject to the ecoinvent terms of use, in particular paragraphs 4 and 8. The ecoinvent terms of use (Version 2.0) can be downloaded via the Internet ( <a href="http://www.ecoinvent.org">www.ecoinvent.org</a> ).
Liability:	Information contained herein have been compiled or arrived from sources believed to be reliable. Nevertheless, the authors or their organizations do not accept liability for any loss or damage arising from the use thereof. Using the given information is strictly your own responsibility.

---

### Citation:

Burger, B. and Bauer, C. (2007) Windkraft. In: Dones, R. (Ed.) et al., Sachbilanzen von Energiesystemen: Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz. Final report ecoinvent No. 6-XIII, Paul Scherrer Institut Villigen, Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Dübendorf, CH.



## Verdankung

Folgenden Personen sei für Ihre Mithilfe und Mitarbeit gedankt:

Herrn Daniel Steinemann, ABB Energie Services Schweiz, den Mitarbeitern der Firma Nordex Dänemark, Manfred Lenzen und Jesper Munksgaard, AKF Dänemark, Wolfram Krewitt, DLR Stuttgart, Deutschland, E.T.D. Bjerregaard und J.C. Hansen, Risø Dänemark, A. Appenzeller, ADEV Liestal, Schweiz, H. Mösch, Suisse-eole Schweiz, J. Vollenweider, Juvent SA Schweiz, H.J. Kooijmann, Energy research Center of the Netherlands, H. Hassing, Tech-wise A/S Dänemark.

Folgenden weiteren Personen sei für die Hilfe für die Erstellung der Version 1996 gedankt: Kaspar Merten vom Ökozentrum Langenbruck, der die Betriebsdaten der bilanzierten Windanlagen zur Verfügung stellte, Robert Horbaty (ENCO Energie-Consulting) für seine allgemeinen Informationen zum Thema Windenergie in der Schweiz und Martin Arnold, Bauunternehmer Simplon Dorf, für die Präzisierungen bezüglich der Bauarbeiten auf dem Simplon.

## Zusammenfassung

Weltweit waren Ende des Jahres 2002 Windkraftanlagen mit rund 32000 MW Leistung installiert, etliche Anlagen sind geplant oder im Ausbau. Das am Meer üblicherweise hohe Windangebot wird mittels Offshore-Windkraftanlagen mit höheren Kapazitätsfaktoren in Küstennähe seit einigen Jahren genutzt. Die Ausweitung dieser Nutzung wird in den nächsten Jahren erwartet.

In der Schweiz wird Windkraft seit 1986 (Anlage Sool, Langenbruck) genutzt. Seitdem sind einige neue Anlagen dazugekommen. Im Juni 2004 waren in der Schweiz insgesamt 4509 kW Leistung installiert, davon über 90% im Windpark Mt.Crosin (Jura), mit drei 600 kW, einer 660 kW und zwei 850 kW-Anlagen.

In dieser Arbeit werden Sachbilanzen für lokale Verhältnisse in der Schweiz für die Stromerzeugung einer 30 kW-, einer 150 kW-, einer 600 kW- und einer 800 kW-Anlage erstellt. Mit diesen Datensätzen, welche Kapazitätsfaktoren zwischen 8.5% und 14% aufweisen, wird die durchschnittliche Stromerzeugung in schweizerischen Windkraftanlagen bilanziert. Für Referenzverhältnisse in Europa werden die Stromproduktion einer 800 kW Onshore-Anlage mit einem angenommenen durchschnittlichen Kapazitätsfaktor von 20% (ca. 1750 Volllaststunden) und einer 2 MW Offshore-Anlage mit einem angenommenen durchschnittlichen Kapazitätsfaktor von 30% (ca. 2600 Volllaststunden) bilanziert. Daraus wird ebenfalls ein europäischer Windstrom-Mix modelliert.

Die Schlüsselfaktoren bezüglich der Umweltauswirkungen der Stromerzeugung mittels Windkraftanlagen sind die Nennleistung und die Lebensdauer der Anlagen sowie der Kapazitätsfaktor, also das Windangebot. Im Allgemeinen sinken mit höherer Nennleistung und zunehmendem Kapazitätsfaktor die hier untersuchten Umweltauswirkungen der Anlagen einer Technologie. Dieser „scale-down Effekt“ der mit höherer Leistung abnehmenden Umweltauswirkungen ist jedoch in der vorliegenden Analyse ab einer Leistung von 600 kW relativ gering und nur für die analysierten Onshore-Anlagen gültig. Eine Ausnahme stellt die hier modellierte Offshore-Anlage dar. Aufgrund der für die Errichtung der 2 MW Offshore-Anlage höheren Aufwendungen und der im Vergleich zu den Onshore-Anlagen als geringer angenommenen Lebensdauer des Fundaments sind die Umweltauswirkungen der Stromerzeugung in der 2 MW Offshore-Anlage meist etwas höher als die der 800 kW Onshore-Anlage. Daraus kann jedoch nicht die Schlussfolgerung gezogen werden, dass die Stromerzeugung mit Windkraftanlagen auf dem Meer generell grössere negative Umweltfolgen nach sich zieht, denn diese sind stark von den jeweiligen Standorten mit den spezifischen Windbedingungen, der Meerestiefe, Entfernung von der Küste etc. abhängig.

Die Materialherstellung verursacht in den meisten Fällen die höchsten Anteile an den gesamten Umweltauswirkungen des Systems. Neben Stahl für den Turm und die Gondel sowie glasfaserverstärktem Kunststoff für die Rotorblätter steuert auch Beton für das Fundament, insbesondere bei der 2 MW Offshore-Anlage, bedeutende Anteile bei.

Die Materialverarbeitung spielt generell eine weniger wichtige Rolle. Im Allgemeinen sind mit Ausnahme einzelner Elementarflüsse bei den modellierten Systemen Transport- und Entsorgungsprozesse sowie die Aufwendungen für die Endmontage und die Errichtung der Windkraftanlagen zu vernachlässigen. Die Ausnahme stellt hier die untersuchte Offshore-Windkraftanlage dar, bei der auch die Errichtung der Anlage für einzelne Elementarflüsse im Vergleich zu den restlichen Bereichen für bedeutende Beiträge verantwortlich sind. Beispielsweise verursacht der Aushub für das Fundament etwa 18% der kumulierten NO<sub>x</sub>-Emissionen.

## Abkürzungsverzeichnis

a	Jahr (annum)
ARE	Bundesamt für Raumentwicklung
AWZ	Ausschliessliche Wirtschaftszone
B(a)P	Benzo(a)pyren
BEW	Schweizerisches Bundesamt für Energiewirtschaft
BfE	Bundesamt für Energie
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BOD <sub>5</sub>	Biologischer Sauerstoffbedarf innerhalb von fünf Tagen
Buwal	Bundesamt für Umwelt, Wald und Landschaftsschutz
COD	Chemischer Sauerstoffbedarf
DOC	Gelöster organischer Kohlenstoff
DEWI	Deutsches Windenergie Institut
DLR	Zentrum für Luftfahrt und Raumfahrt, Stuttgart, D
EVU	Dänische Energieversorger
GFK	Glasfaserverstärkter Kunststoff
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
kg	Kilogramm
KMEK	Copenhagen Environment and Energy Office
kWh	Kilowattstunde
KVA	Kehrichtverbrennungsanlage
LKW	Lastkraftwagen
m <sup>2</sup>	Quadratmeter
m <sup>3</sup>	Kubikmeter
Mio.	Million
MJ	Megajoule
Nm <sup>3</sup>	Normkubikmeter
NMVOG	None Methane Volatile Organic Compound
PEX	Polyethylen-Verbundstoff
pkm	Personenkilometer
PM <sub>10</sub>	Partikel mit einem Durchmesser <10 µm
PM <sub>2.5</sub>	Partikel mit einem Durchmesser <2.5 µm
PSI	Paul Scherrer Institut
tkm	Tonnenkilometer (1t Fracht wird ein Kilometer weit transportiert)
TOC	Gesamter organischer Kohlenstoff
TSP	Gesamter Schwebstaub
UVEK	Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation

vkm	Fahrzeugkilometer
VOC	Flüchtige organische Kohlenstoffverbindungen
UCTE	Union for the Coordination of Transmission of Electricity
WEA	European Wind Energy Association
WKA	Windkraftanlage



# Inhaltsverzeichnis

<b>VERDANKUNG</b> .....	<b>I</b>
<b>ZUSAMMENFASSUNG</b> .....	<b>I</b>
<b>ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS</b> .....	<b>III</b>
<b>INHALTSVERZEICHNIS</b> .....	<b>V</b>
<b>1 EINFÜHRUNG</b> .....	<b>1</b>
1.1 Überarbeitung 2007, Datenbestand ecoinvent v2.0.....	1
1.2 Windenergie: eine entwicklungsfähige Energiequelle .....	1
1.3 Datensätze der Sachbilanzen .....	2
<b>2 GRUNDLAGEN DER WINDKRAFTNUTZUNG</b> .....	<b>4</b>
2.1 Technologie und Standort .....	4
2.1.1 Technik einer horizontalachsigen Windkraftanlage.....	4
2.1.2 Wirkungsgrad.....	5
2.1.3 Onshore-Anlagen .....	6
2.1.4 Offshore-Anlagen.....	6
2.2 Nutzung und Potentiale der Windkraft.....	7
2.2.1 Die aktuelle Situation in der Schweiz .....	8
2.2.2 Das Potential in der Schweiz.....	8
2.2.3 Die aktuelle Situation in Europa .....	9
2.2.4 Das Potential in Europa.....	10
<b>3 BILANZIERT ANLAGEN</b> .....	<b>12</b>
3.1 Allgemeine Angaben .....	12
3.1.1 Bewegte Teile.....	12
3.1.2 Feste Teile .....	13
3.1.3 Betrieb .....	14
3.1.4 Materialverarbeitung .....	14
3.1.5 Transport .....	15
3.1.6 Recycling.....	16
3.1.7 Entsorgung .....	16
3.2 Anlagen für schweizerische Verhältnisse.....	16
3.2.1 Windkraftanlage Simplon 30 kW.....	16
3.2.2 Windkraftanlage Grenchenberg 150 kW .....	25
3.2.3 Windkraftanlage 600 kW .....	31
3.2.4 Windkraftanlage 800 kW .....	37
3.2.5 Schweizerischer Wind-Mix.....	43
3.3 Anlagen für europäische Verhältnisse.....	44
3.3.1 Windkraftanlage 800 kW .....	45
3.3.2 Windkraftanlage 2 MW Offshore .....	47
3.3.3 Europäischer Wind-Mix.....	56
<b>4 UNSICHERHEITEN</b> .....	<b>57</b>
4.1 Allgemeines.....	57
4.2 Unsicherheiten Onshore-Anlagen .....	57
4.3 Unsicherheiten der 2 MW Offshore-Anlage .....	58

4.4	Kritikpunkte .....	61
<b>5</b>	<b>KUMULIERTE RESULTATE UND INTERPRETATION, DATENBESTAND ECOINVENT V1.0...</b>	<b>63</b>
5.1	Übersicht .....	63
5.2	Ausgewählte Ergebnisse der Sachbilanz der Stromerzeugung.....	63
5.2.1	Elektrizität .....	63
5.2.2	Infrastruktur .....	65
5.3	Analyse der Resultate der Sachbilanz .....	65
5.3.1	Vergleich der Stromerzeugung in den untersuchten Windkraftanlagen.....	65
5.3.2	Dominanzanalyse .....	67
<b>6</b>	<b>SCHLUSSFOLGERUNG UND AUSBLICK .....</b>	<b>73</b>
<b>7</b>	<b>LITERATURVERZEICHNIS.....</b>	<b>74</b>
<b>8</b>	<b>KORREKTUREN, ECOINVENT V1.3 DATEN.....</b>	<b>77</b>

# 1 Einführung

## 1.1 Überarbeitung 2007, Datenbestand ecoinvent v2.0

Im Rahmen der Überarbeitung 2007 für den Datenbestand ecoinvent v2.0 wurde nur ein Elementarfluss gegenüber Version v1.3 korrigiert (siehe Kap. 8). Eine komplette Übersicht der Korrekturen seit der Veröffentlichung des Datenbestandes v1.01 bis Oktober 2006 ist in (Frischknecht et al. 2006) zu finden.

Die kumulierten LCA-Resultate in diesem Bericht (Kap. 5) stammen aus dem Datenbestand v1.01 und sollten nicht für numerische Analysen verwendet werden. Dazu wird dringend die Nutzung des aktuellen Datenbestandes v2.0 empfohlen.

## 1.2 Windenergie: eine entwicklungsfähige Energiequelle

Wenn man heute von neuen Energiequellen spricht, denkt man an Sonnen-, Wind-, Wellen-, Gezeiten, Laufwasserenergie oder Erdwärme. Aber das Wissen um die Existenz dieser Kräfte ist nicht neu. Neu ist lediglich der Versuch, diese mit modernen Technologien zu nutzen. Wind und Wasser sind die ältesten Energiequellen, die der Mensch zur Erzeugung von mechanischer Energie genutzt hat. Windmühlen und Wasserschöpfleinrichtungen zählen zu den ältesten Maschinen überhaupt.

Nach alten Überlieferungen waren die ersten Windmühlen vor ca. 3000 Jahren in Alexandria zu sehen. In Europa begann die Windkraftnutzung im 9. Jh. n. Chr. in England, im 12. Jh. in Frankreich und ein Jahrhundert später in Holland, wo sie ihre Blütezeit erlebte. Ihre damaligen Zwecke waren unter anderem Getreide mahlen, Holz sägen, Wasser pumpen oder Zuckerrohr auspressen. Man schätzt, dass Ende des vorigen Jahrhunderts alleine in Holland über 10000 Windmühlen in Betrieb waren, die grössten mit einer Leistung von 50 kW.

Der Vormarsch der Dampfmaschine und später der Stromenergie beendete dann die Vormachtstellung der Windkraft. 1887-88 baute der amerikanische Ingenieur Charles F. Brush (1849-1929) die erste vollautomatische Windkraftanlage zur Stromerzeugung. Der erzeugte Strom war für den Eigengebrauch bestimmt. Als Vater der modernen Windkraftanlagen für die Stromerzeugung gilt Poul la Cour (1846-1908). La Cour beschäftigte sich mit der Speicherung von Energie und benutzte den Strom seiner Windkraftanlagen, um mittels Elektrolyse Wasserstoff für Gaslicht zu erzeugen. In der Volkshochschule von Askov hielt er Kurse für angehende Windkraftingenieure ab und gründete 1904 die Gesellschaft der Windkraft-Elektroingenieure (windpower 2002).

Einige der folgenden Informationen stammen von (windpower 2002).

Im Jahr 1918 besaßen in Dänemark 120 Elektrizitätswerke eine Windkraftanlage. Die typische Größe betrug 20 bis 35 kW, die installierte Gesamtleistung 3 MW. Diese Anlagen deckten damals rund 3 Prozent des dänischen Stromverbrauchs. In den folgenden Jahren ging das Interesse an Windkraft jedoch zurück, bis im 2. Weltkrieg Versorgungsengpässe auftraten.

Nach der ersten Ölkrise im Jahre 1973 erwachte das Interesse an Windenergie in mehreren Ländern neu. In Dänemark begannen die Elektrizitätsversorger anschliessend große Anlagen zu installieren (windpower 2002). Das gleiche geschah in Deutschland, Schweden, Großbritannien und in den USA.

Dennoch blieben die Herstellungskosten hoch und nicht konkurrenzfähig mit Strom aus konventionellen Kraftwerken. Der Strompreis wurde zum wichtigsten Argument gegen Windkraftnutzung zur Stromerzeugung.

Ende der 70er Jahre wurden die Grossanlagen der ersten Generation entwickelt, z. B. der deutsche GROWIAN (3 MW, 100 m Rotordurchmesser). Doch grosse technische Probleme machten den Betrieb solcher Mammutanlagen unwirtschaftlich.

Die 55 kW-Generation von Windkraftanlagen, die zwischen 1980 und 1981 entwickelt wurde, verhalf der modernen Windkraftindustrie zum industriellen und technologischen Durchbruch. Die Kosten pro

Kilowattstunde Strom fielen um rund 50 Prozent, als diese Anlagen auf dem Markt auftauchten (windpower 2002).

In den 80er Jahren wurden im Rahmen des Windkraftprogramms Tausende Anlagen mit 25 bis 100 kW Nennleistung nach Kalifornien geliefert (die dänischen Anlagen machen 50% der installierten Anlagen aus). Mit dem Auslaufen des kalifornischen Förderprogramms im Jahre 1985 nahm die Installationsrate rasch ab. 1987 wurden weltweit 18000 Anlagen grösser als 10 kW erfasst. Davon stehen 16000 in Kalifornien, die bei einer installierten Leistung von 1400 MW ca. 2000 GWh jährlich produzieren.

Seit den 80er Jahren hat die Windkraftnutzungstechnologie gewaltige Fortschritte gemacht. Die Anlagen wurden grösser, leichter (binnen 5 Jahren hat sich die Masse von dänischen WKA's halbiert (windpower 2002)), sie werden stabiler, effizienter, geräuschärmer. Dadurch konnten die Kosten pro installierter Kilowattstunde laufend gesenkt werden. Eine durchschnittliche Anlage hatte Mitte der 90er Jahre eine Grösse von 630 kW installierter Leistung (Pick 1998), der Markttrend geht in Richtung grössere, seriengefertigte Anlagen. Auf die zunehmende Nachfrage reagieren die Hersteller mit einem breiteren Angebotsspektrum an Windkraftanlagen.

Durch die zunehmenden Bestrebungen vieler Länder, den Anteil der erneuerbaren Energien an der Gesamtstromproduktion zu erhöhen (z.B. wegen der Treibhausgasproblematik) und die abnehmenden Kosten von Windstrom ist Windenergie heute eine der interessantesten Optionen geworden.

### 1.3 Datensätze der Sachbilanzen

Bereits in der Version 1996 wurden drei Windanlagen an Standorten in der Schweiz bilanziert. Die 30 kW-Anlage auf dem Sool, die 30 kW-Anlage auf dem Simplon und die 150 kW-Anlage auf dem Grenchenberg. Daten zur Simplon-Anlage waren in guter Qualität verfügbar, die anderen Anlagen wurden auf diesen basierend extrapoliert.

Seit 1996 wird der Windpark auf dem Mt.Croisin laufen ausgebaut. Zum Zeitpunkt Juni 2001 waren in der Schweiz insgesamt 4509 kW Leistung installiert, davon über 90% auf dem Mt.Croisin mit drei 600 kW-, einer 660 kW- und zwei 850 kW-Anlagen. Deshalb ist eine Bilanzierung von Anlagen mit 600 kW und 800 kW Leistung nötig. Alle Module werden zur Berechnung des schweizerischen Windmix benutzt.

Die Sachbilanz der 800 kW-Anlage wurde an Referenzverhältnisse in Europa mit einem Kapazitätsfaktor von 20% angepasst. Im weiteren wurde eine vereinfachte Bilanzierung einer 2 MW-Offshore-Anlage aus dem bestehenden Windpark Middelgrunden, Dänemark, mit einem Kapazitätsfaktor von 30% vorgenommen.

Für Onshore-Anlagen werden die Aufwendungen der bewegten Teile (Rotor, Gondel, Elektronik und Netzanschluss<sup>a</sup> ohne Transformer) und der festen Teile (Turm, Fundament, Montage) als Infrastruktur bilanziert. Diese Unterteilung der Infrastruktur erfolgt wegen der Annahme unterschiedlicher Lebensdauern. Bei Offshore-Anlagen wird der Hauptnetzanschluss ans Festland unter „Feste Teile“ bilanziert, die Bilanz der „Bewegte Teile“ enthält zusätzlich noch einen Transformator. Obwohl die Lebensdauer aller Teile der Offshore-Anlage mit 20 Jahren veranschlagt wird, wird an der Unterteilung in „Bewegte Teile“ und „Feste Teile“ festgehalten. Die Module sind so besser vergleichbar. Im Modul „Strom, ab Windkraftanlage...“ wird der Betrieb bilanziert.

---

<sup>a</sup> Der Netzanschluss wird unter „bewegte Teile“ bilanziert, da die gleiche Lebensdauer von 20 Jahren angenommen wird.

## 2 Grundlagen der Windkraftnutzung

### 2.1 Technologie und Standort

Bei der Nutzung der Windenergie wird die kinetische Energie der anströmenden Luft zur Rotation der Flügel ausgenutzt und die so erzeugte mechanische Energie wird von einem Generator in elektrische Energie umgewandelt.

Dem Luftstrom kann nicht die ganze kinetische Energie entzogen werden. Kinetische Energie entziehen bedeutet, dass die Luftgeschwindigkeit nach der Windturbine kleiner sein muss als davor. Zu geringe Geschwindigkeit nach der Turbine zöge jedoch einen „Windstau“ hinter der Anlage nach sich, infolge dessen sich die Anströmgeschwindigkeit verringern würde. Zu hohe Geschwindigkeit hinter der Windturbine heisst aber schlechte Ausnutzung des Windenergieangebotes. Man kann zeigen, dass das optimale Geschwindigkeitsverhältnis hinter/vor dem Windrad  $1/3$  beträgt. Dies ergibt für ein frei umströmtes Windrad einen maximalen idealen Energieausnutzungsgrad von 59.3%. Die Nachteile der Windenergienutzung sind dabei die geringe Energiedichte des Angebotes, bedingt durch die sehr geringe Dichte des Energieträgers Luft, und das zeitlich sehr stark schwankende Energieangebot, das zudem völlig unabhängig ist von der jeweiligen Nachfrage. Vorteilhaft ist jedoch die Tatsache, dass etwa zwei Drittel des Jahresertrages (Erfahrungen auf dem Sool) in den nachfragestarken Wintermonaten anfallen.

#### 2.1.1 Technik einer horizontalachsigen Windkraftanlage

Die Übertragung der Energie vom Wind an die Turbine erfolgt am **Rotor**. Bei der Stromherstellung, wo eine möglichst hohe Drehzahl erwünscht ist, sind dies heute meist wenigflüglige (ein-, zwei-, oder dreiflüglige), schnellaufende Rotoren, deren aerodynamisch optimierte Flügel den Auftriebseffekt der Strömung ausnutzen. Der äussere Teil der Blätter ist z.T. vom restlichen Blatt unabhängig drehbar (mittels Extender). Um an diesen grossen rotierenden Teilen (ganzes Blatt) die Fliehkräfte in Grenzen zu halten, werden die Rotorblätter heute zumeist aus leichten Faserverbundwerkstoffen hergestellt. Diese hochwertige mechanische Rotationsenergie wird von den Blättern über eine Nabe an die **Rotorwelle** übertragen. Da der Rotor wegen der begrenzten Blattspitzengeschwindigkeit generell langsam dreht (je nach Grösse 15 bis 200 U/min.), bei den **Generatoren** aus Gewichtsründen jedoch schnellrotierende, d.h. wenigpolige bevorzugt werden, muss auf jeden Fall noch ein **Getriebe** zwischengeschaltet werden. Als Generatoren für den Netzbetrieb können sowohl Synchron- als auch Asynchrongeneratoren verwendet werden. Den billigeren und einfacheren Asynchrongenerator trifft man in der Praxis am häufigsten an. Zusätzlich zu diesen Bauteilen sind noch eine **Kupplung** und eine mechanische **Bremse** vorhanden, die entweder als Betriebs- oder als Notfallbremse installiert ist.

Dieser gesamte Maschinensatz wird in der sogenannten **Gondel**, einer selbsttragenden Konstruktion, die oben am Turm angebracht ist und über ein Lager in die Windrichtung gedreht wird, zusammengefasst. Diese Windnachrichtung des Rotors kann je nach Konstruktion durch Ausnutzung aerodynamischer Kräfte oder durch einen Zwangsantrieb erfolgen.

**Turm** und **Fundament** schliessen die Anlage nach unten ab. Bei kleinen und mittleren Anlagen besteht der Turm meist aus Stahl. Das Problem der Turmauslegung liegt hauptsächlich in der schwingungsdynamischen Dimensionierung.

Windkraftanlagen benötigen im Allgemeinen eine **Regel- und Steuereinrichtung** zur Begrenzung der Rotordrehzahl und der Leistung, um die Anlage vor Überlast bei starkem Wind oder bei Störfällen zu schützen. Da bei Netzanlagen die Drehzahl durch die Netzfrequenz festgelegt wird, werden sie im Betrieb leistungsgeregelt. Die Leistungsregelung kann einerseits passiv erfolgen, indem die Rotoren so ausgelegt sind, dass bei höheren Windgeschwindigkeiten und damit geänderten Anströmwinkel der Blätter die Strömung abreisst und die abgegebene Leistung damit begrenzt bleibt (Stall-Regelung). Andererseits besteht auch die Möglichkeit, diese Leistungsaufnahme in Funktion des Anstellwinkels durch eine aktive Blattverstellung (Rotation um die Längsachse) zur Leistungsbegrenzung zu nützen.

Die Energiegewinnung durch Windkraftanlagen ist abhängig vom Windangebot und der Windgeschwindigkeit. Ab einer Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe von zirka 3 m/s beginnt die Anlage ins Netz Leistung einzuspeisen. Mit steigender Windgeschwindigkeit wächst die abgegebene Leistung an und erreicht ab zirka 13 m/s ihren Bemessungswert. Ab Windgeschwindigkeiten von etwa 25 m/s wird die mechanische Festigkeit der Anlage gefährdet. Um Schäden zu vermeiden, wird der Rotor aus dem Wind gedreht und ausser Betrieb genommen (vgl. Leistungskurven der Anlagen, Fig. 3.21 und Fig. 3.2) (Heuck 1999). Die von einer Windkraftanlage maximal abgebbare Leistung im Dauerbetrieb wird als Bemessensleistung bezeichnet. Sie hängt hauptsächlich von der gewählten Turmhöhe und der von den Rotoren überstrichenen Fläche ab. Die mögliche Auslastung beträgt in Europa zwischen 10% und 70%, meistens aber zwischen 20% und 30% (windpower 2003).

Fig. 2.1 gibt eine Übersicht über eine typische horizontalachsige Windkraftanlage.

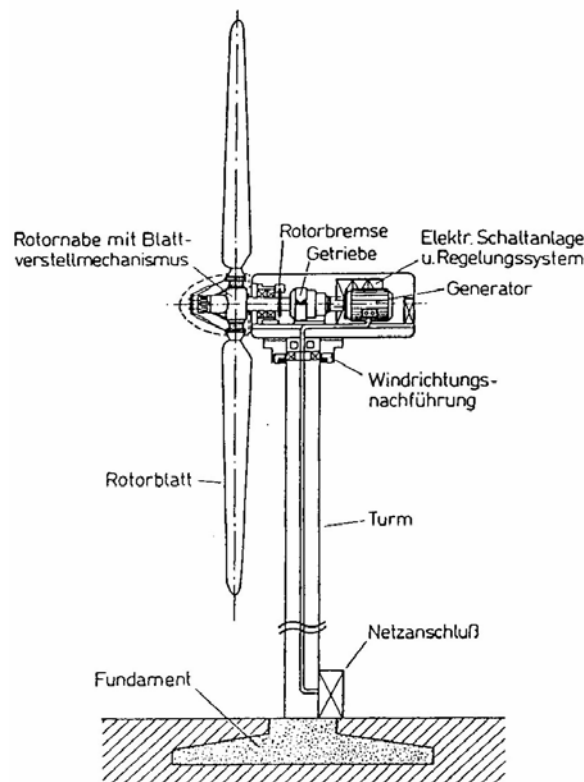


Fig. 2.1 Schematische Darstellung einer Windkraftanlage (Kaltschmitt 1995)

### 2.1.2 Wirkungsgrad

Als Wirkungsgrad einer Windkraftanlage wird hier das Verhältnis von der in der Luftströmung enthaltenen Leistung zu der zur Verfügung gestellten elektrischen Leistung definiert. Der theoretisch mögliche Maximalwert ohne Verluste, der maximale Leistungsbeiwert bzw. Betz-Koeffizient, ist mit einem Faktor von 0.593 begrenzt (Wokaun 1999). In der Praxis werden höchstens Leistungsbeiwerte von 40% bis 50% erreicht. Diese sind jedoch stark von der Windgeschwindigkeit abhängig und für jede Windkraftanlage spezifisch einstellbar.<sup>a</sup> Der reale Wirkungsgrad wird weiters von mechanischen Verlusten (Teilwirkungsgrade von Rotor, Getriebe und Generator) reduziert. Als durchschnittlicher Wirkungsgrad sind Werte von etwas mehr als 20% bis 35% dokumentiert.<sup>b, a</sup> Für diese Studie wird ein

<sup>a</sup> <http://www.windpower.org/de/tour/wres/cp.htm> , bezogen am 25.7.2003.

<sup>b</sup> <http://www.windpower.org/de/tour/wres/cp.htm> , bezogen am 25.7.2003.

Wert von 25% gewählt. Dieser Wert gilt für alle Windkraftwerke, obwohl der tatsächliche Wirkungsgrad von den Windbedingungen, der Bauart, d.h. der Anzahl der Rotorblätter, und der Einstellung der Anlage ist. Es liegen jedoch keine ausreichenden Informationen vor, um zwischen den einzelnen Windkraftanlagen zu differenzieren.

### **2.1.3 Onshore-Anlagen**

Der grösste Teil der installierten Leistung ist heute durch Onshore-Anlagen realisiert. In England sind heute Anlagen mit einer Grösse von 600 kW Standard, in Deutschland sind Anlagen mit 1-1.5 MW üblich (Armstrong 1998). Kommerziell genutzte Onshore-Anlagen haben Rotordurchmesser von 45-80 m und Leistungen von 600-2500 kW (Hassan 2001).

Einschränkungen bei der Ausscheidung von Onshore-Standorten sind häufig durch die Nähe zu Populationszentren, in Regionen von nationaler Bedeutung (Natur- und Landschaftsschutz), sowie bei Nähe zu Vogelflugrouten oder Nistplätzen zu erwarten.

### **2.1.4 Offshore-Anlagen**

Begrenzte Flächenpotentiale und hohe Bevölkerungsdichten führten dazu, dass neuen Möglichkeiten für die Windkraftnutzung gesucht werden. Auf dem Meer stehen grosse Flächen mit günstigsten Windverhältnissen zur Verfügung. So können auf See bis zu 40% mehr Energie gewonnen werden als mit vergleichbaren Anlagen in Küstennähe an Land (Greenpeace 2000).

Offshore-Anlagen werden in Küstennähe oder im offenen Meer auf dem Festlandsockel installiert. Entscheidend für die Standortwahl ist primär die Wassertiefe. Die Fundamente heutiger Offshore-Anlagen stehen in Wassertiefen bis zu maximal 10 m, in Zukunft bis zu 40 m, z.B. in Deutschland (Rehfeld 2002). Die Notwendigkeit ein Fundament im Meer zu errichten, ist der gewichtigste Nachteil gegenüber der Onshore-Nutzung und zieht grosse Mehrkosten nach sich. Bei Bau, Inbetriebnahme und Betrieb von Offshore-Anlagen sollten möglichst viele Arbeitsschritte an Land und mit grosser Sorgfalt durchgeführt werden, da die Problembewegung auf See immer sehr aufwändig, kosten- und zeitintensiv ist. Wichtig bei der Standortwahl sind neben Windverhältnissen und Nutzungskonflikten auch die Meeresbedingungen, z.B. Grunderosion, Strömungen, Gezeiten, Packeis und Wellencharakteristik. Dennoch überwiegen die Vorteile der Offshore-Nutzung dermassen, dass ein grosser Teil zukünftiger Windkraftanlagenleistung wahrscheinlich an Offshore-Standorten errichtet wird.

Einerseits sind die Windverhältnisse auf See im Vergleich zu Binnenstandorten wesentlich besser zur Nutzung geeignet, da kaum Hindernisse vorhanden sind und die Oberfläche sehr glatt ist (kleine Rauheitsfaktoren). Andererseits wird das Meer nicht annähernd so intensiv genutzt wie das Festland, was zu einer Reduktion und auch zu einer Verschiebung der Nutzungskonflikte führt. Konflikte können mit Natur- und Landschaftsschutz (Schutzgebiete), dem Schiffsverkehr (Transport, Fischfang, Sport, Erholung), mit militärischer Nutzung des Meeres und mit der Öl/Gasförderung (Plattformen und Pipelines, Ausbaggerungs- und Bergbaukonzessionen) entstehen. Unterschiedlich beurteilt werden Konflikte in Bezug auf veränderte Optik (Ästhetik) und Lärm für Mensch und Meeresbewohner. Über mögliche Beeinflussung von Meeresbewohnern ist wenig bekannt, allerdings sollen neue Anlagen nicht in ornithologisch wertvollen Gebieten wie Nistplätzen und Flugkorridoren errichtet werden.

Offshore-Anlagen unterscheiden sich heute kaum von ihren Geschwistern auf dem Festland. So wurden bislang grosse Onshore-Anlagen auch für den Offshore-Einsatz verwendet. Es zeichnet sich allerdings ein Trend zur Spezialisierung ab, da die Anforderungen an die Anlagen unterschiedlich sind und die steigende Nachfrage grössere Produktpaletten rentabel macht. Der grösste Unterschied

---

<sup>a</sup> <http://www.fh-bochum.de/fb3/eglab/solar/energietaeager/energiepotential.html> , bezogen am 25.7.2003.

zwischen On- und Offshore ist das verwendete Fundament. Für den Offshore-Einsatz kommen verschiedene Fundamenttypen in Frage. Da die Wassertiefen der Nordseegebiete, von denen erwartet wird, dass sie in naher Zukunft genutzt werden, nicht grösser als 50m ist, werden schwimmende Fundament nicht beschrieben (Greenpeace 2002).

Generell gibt es verschiedene Fundamente für die Offshore-Nutzung von Windkraft: monopod- oder multipodstrukturen, die als Basis ein Gravitationsfundament, ein Bucketfundament oder einen Pfahl haben. Multipodfundamente sind aufgrund der aufwendigen Konstruktion eher weniger geeignet. Gravitations- und Bucketfundament eignen sich für homogene Untergründe, Pilefundamente eher für Standorte, bei denen die Zusammensetzung des Untergrunds stark variiert (Watson 2000).

Einpfahl-Gründungen (Monopile-Fundamente) bestehen aus einem einzelnen, im Seeboden fixierten Standbein. Dadurch ist keine Seebettvorbereitung nötig und das Fundament ist relativ resistent gegen Erosion des Untergrunds. Allerdings wird ein spezielles Installationsequipment benötigt. Beim Einrammen können Probleme mit grossen Steinen im Untergrund entstehen. Bei grossen Wassertiefen wird das Fundament flexibel (Grud 2000). Monopilefundamente haben einen Durchmesser von drei bis 3.5 m und eine Masse von etwa 175 t (Watson 2000).

Tripod-, Jacket-Structure oder Multipile-Fundamente nutzen drei oder mehr Standbeine als Basis. Auch hier ist keine oder nur eine geringe Untergrundvorbereitung nötig. Für grössere Wassertiefen gut geeignet ist dieses Fundament kaum in flachem Wasser verwendbar. Die Standbeine haben einen Durchmesser von etwa 1 m, das Fundament wiegt um 125 t (Watson 2000).

Gravitationsfundamente setzen sich meist aus einer Basisplatte und aufgesetzten Zylindern zusammen. Im Trockendock werden zunächst die Armierungseisen und Zylinder verbunden, anschliessend wird das ganze mit Beton gefüllt. Die Beschwerung kann mit Beton oder anderen Materialien wie Kies oder Sand erfolgen. Sie haben einen Basisdurchmesser von 12-15 m und ein Gewicht von 500-1000 t (Watson 2000). Nach Beendigung der Trockendockarbeiten wird das Fundament zum vorbereiteten Standort geschleppt und montiert.

Die Grössenangaben zu den Fundamenttypen sind als Richtwerte zu verstehen, grosse Unterschiede sind je nach Standort und lokalen Verhältnissen möglich. Bei zunehmender Wassertiefe steigen nicht nur die Ausmasse und das Gewicht des Fundaments, auch die Belastungen durch Wellen nimmt zu. Denn die Wellenhöhe nimmt zu, je grösser die Wassertiefe ist. Gleichzeitig ergibt sich aus der zunehmenden Tiefe auch ein verlängerter Hebelarm vom Grund bis zum Angriffspunkt der Wellen und somit ein grösseres Kippmoment, dem das Fundament widerstehen muss.

Obwohl Offshoreanlagen oft mit Turmhöhen von 60 m bis 80 m angeboten werden, sind nach Ansicht dänischer Kraftwerksbetreiber kleinere Turmhöhen um 55 m für eine 1.5 MW-Anlage mit 64 m Rotordurchmesser optimal. Die glatte Meeresoberfläche hat in der Terminologie des European Wind Atlas die Rauigkeitsklasse Null, was zu einer geringen Windscherung führt und so die Unterschiede der Windgeschwindigkeiten in verschiedenen Höhen klein sind (Krohn 1997). Bis 1998 hatten installierte Offshore-Anlagen eine Leistung von um die 500 kW, der Trend geht allerdings zu grösseren Anlagen im Bereich von 2 MW und mehr. Aktuelle Anlagen haben einen Rotordurchmesser von 65-80 m und eine Leistung von 1.5-2.5 MW (Hassan 2001), Anlagen mit Rotordurchmessern von bis zu 120 m und Leistungen bis zu 5 MW sind noch in der Entwicklung.

Die Kosten von Offshore-Anlagen sind noch um 60% höher als die von Anlagen an Land, was auf Mehrkosten von Fundament und Netzverbindung zum Festland zurückzuführen ist (Greenpeace 2000).

## **2.2 Nutzung und Potentiale der Windkraft**

Die Windenergiebranche entwickelte sich in den vergangenen Jahren enorm und weist Wachstumsraten in Europa von 40% oder mehr pro Jahr auf (Ancona und McVeigh 2001). Die Stromgestehungskosten an guten Standorten belaufen sich auf pro kWh 0.05 \$ oder weniger (Ancona 2001). In der Schweiz belaufen sich die Stromgestehungskosten auf mindestens 20 Rappen



pro kWh (suisse-eole 2001), 30 Rappen wurden in (Gantner et al. 2001) als Mitterwert für das Jahr 2000 verwendet.

### 2.2.1 Die aktuelle Situation in der Schweiz

Seit 1986 wird in der Schweiz Strom mit Windkraft produziert. Nach dem Bau der Anlage mit 30 kW Leistung bei Sool kamen in der Folgezeit laufend neue Anlagen hinzu, sodass heute 16 grössere Anlagen mit einer installierten Leistung von 4.5 MW Strom ins Netz einspeisen. Die mit Abstand grössten Anlagen befinden sich auf dem Mt.Crosin, wo ein Park mit 3×600 kW, 1×660 kW und 2×850 kW-Anlagen Strom produziert. Der Ausbau des Parks wurde durch eine Zunahme der Nachfrage an Windstrom möglich. Im weiteren sind etwa 50 kleine, nicht netzgekoppelte Inselanlagen in Betrieb.

Tab. 2.1 gibt eine Übersicht über die bedeutenden Anlagen der Schweiz:

Tab. 2.1 An das Stromnetz angeschlossene Windkraftanlagen in der Schweiz

Standort	Nennleistung [kW]	Baujahr	Produktion [kWh/a] (Meteotest 2002)	Messperiode
Beringen SH	3	1996	1848	1997-2001
Chli Titlis	30	1997		
Chürstein (Gäbris)	80	1995	45700	1997
Diegenstal	5	1993	2395	1998-2001
Grenchenberg	150	1994	125511 <sup>a</sup>	1997-2001
Hettlingen ZH	2	1994	1077	1997-2001
Mt.Crosin	4160	1996-2001	3777000 <sup>b</sup>	2001
Oberhelfenstein	6.4	2000	5643	2001
Schaber (Emmental)	15	1993	4602	1997-1999
Simplon	30	1990	20833 <sup>c</sup>	
Sool (Jura)	28	1986	14161	1997-2001
Gesamt	4524		3998770	

a Quelle: (ADEV 2002).

b Die 850 kW-Anlagen waren bis Ende 2001 erst 2 Monate in Betrieb, wodurch die effektive Produktion kleiner als die zu vermutende ausfällt (meteotest 2002).

c Aus einer Produktion von 1.5 TJ in 20 Jahren berechnet (Aus Version 1996).

### 2.2.2 Das Potential in der Schweiz

Der Teil Windenergie der EGES-Studie (EGES 1987) weist ein technisch nutzbares Potential von 1800 Anlagen aus, die etwa 1.6% des Stromverbrauchs des Jahres 1984 in der Schweiz decken (2400 TJ/a). Nach (Horbaty 1996) müssen diese Aussagen heute relativiert werden, denn das Schwerkraft der eingesetzten Anlagen lag damals auf 75- bzw. 150 kW-Anlagen. Heute sind grössere Anlagen mit 1 – 2 MW oder noch mehr Leistung weit verbreitet. Dadurch werden der Energieertrag pro Standort massiv gesteigert und die Stromgestehungskosten deutlich gesenkt. Nach (Buser et al. 1996) ist eine Energieproduktion von 1628 GWh/a aus Windkraft möglich, was 3.4% der gesamten Stromproduktion des Jahres 1995 in der Schweiz sind. Dieses Potential beinhaltet die Gebiete erster und zweiter Priorität, die Standorte mit Windgeschwindigkeiten von über 4.5 m/s (Jahresmittel) einschliessen und zusätzlich noch Aspekte des Landschaftschutzes berücksichtigen.

Bis 1999 waren laut Eduar Kiener, dem Direktor des BfE, die bundesseitigen Fördermittel für die Windenergie marginal (suisse-eole 2002), was dazu führte, dass die Schweiz im internationalen Vergleich einen grossen Nachholbedarf aufweist. Nach der Annahme des Bundesgesetzes über eine Energieabgabe zur Förderung des wirksamen Energieeinsatzes und erneuerbare Energien 1999 (Förderabgabegesetz FAG) ändert sich die Situation nicht Grund legend, da Windenergie nicht unter

„Insbesondere“ genannt wird und somit ein eigentliches Schwerpunktprogramm Windenergie durch den Bund nicht möglich ist. Kantonale Programme bleiben jedoch möglich und es ist zu erwarten, dass vermehrt Bundesmittel für die Windenergie eingesetzt werden.

Im Rahmen des bundesrätlichen Programms EnergieSchweiz sollen bis 2010 zusätzlich 500 GWh/a aus neuen erneuerbaren Energiequellen stammen. Windenergie soll dabei 10 – 20% ausmachen. Bis 2010 soll die Windproduktion 50 – 100 GWh betragen (UVEK 2001). Zur Realisierung erarbeiten die betroffenen Ämter (BFE, BUWAL und ARE) eine Arbeitshilfe „Windenergie und Raumplanung, die den Ausbau der Windenergie regeln soll.

Verschiedene neue Windkraftanlagen sind in Planung, schon geplant oder kurz vor der Realisierung, z.B. ein Windpark in Sainte-Croix, wo 11.5 MW installierte Leistung gut 13 GWh produzieren sollen (suisse-eole 2002).

### 2.2.3 Die aktuelle Situation in Europa

Dänemark und Schweden haben schon relativ früh mit der Nutzung von Offshore-Standorten in der Ostsee begonnen. Dänemark hat als erstes Land weltweit die Bedeutung von Offshore-Windkraftnutzung zur Realisierung der CO<sub>2</sub>-Reduktionsziele erkannt und in der Planung umgesetzt (Rehfeld 2002). Neben der Definition der Ziele wurden Eignungsgebiete ausgewiesen, die Errichtung von Pilotphasen in den ausgewiesenen Gebieten beschlossen und ein umfangreiches Forschungs- und Entwicklungsprogramm erstellt. Durch dieses Vorgehen können Pilotprojekte schnell realisiert und so wertvolle Erfahrungen in Planung, Errichtung und Betrieb von Offshore-Anlagen gesammelt werden. So kann Dänemark seinen Vorsprung in der Nutzung von Windkraft behalten und ausbauen. Bisher installierte Offshore-Anlagen sind meist Demonstrationsanlagen in Küstennähe (unter 10 km Entfernung zum Festland). Entscheidend für den Ausbau der Windkraft sind die Ausscheidung von Potentialgebieten, eine klare gesetzliche Grundlage, sowie politische Ziele bezüglich Leistung und Zeithorizont. So hat Frankreich bis jetzt weder eine politische Zielvorstellung, noch eine Umsetzungsstrategie für die Offshore-Nutzung. Gerade bei Offshore-Anlagen ist die rechtliche Situation oft schwierig, da ausserhalb der 12 Meilenzone der AWZ zuständig ist, innerhalb aber das Anrainerland selbst.

Ende Juni 2003 waren in der EU Anlagen mit einer Leistung von 24626 MW installiert (davon 12836 MW in Deutschland), wovon knapp 400 MW Offshore-Anlagen sind.<sup>a,b</sup> Weltweit waren Ende des Jahres 2002 Anlagen mit insgesamt etwa 32000 MW Leistung installiert.<sup>c</sup> Die durchschnittliche Anlagengrösse in Dänemark war 1999 750 kW, 2001 in Deutschland 765 kW<sup>d</sup>. Tab. 2.2 gibt eine Übersicht über die installierte Leistung der in der EU betriebenen Windkraftanlagen.

---

<sup>a</sup> [http://www.ewea.org/documents/WIND\\_CAP\\_JUNE03.pdf](http://www.ewea.org/documents/WIND_CAP_JUNE03.pdf), Information bezogen im September 2003.

<sup>b</sup> <http://www.windpower.org/de/pictures/offshore.htm>, Information bezogen im September 2003.

<sup>c</sup> [http://www.igwindkraft.at/aktuell/h\\_zahlen.htm](http://www.igwindkraft.at/aktuell/h_zahlen.htm), Informationen bezogen im September 2003.

<sup>d</sup> Windpowernote 24, Juli 2000. Danish Wind Turbine Manufacturers Association.

Tab. 2.2 Installierte Leistung der in der EU betriebenen Windkraftanlagen, Stand Juni 2003.

Capacity Installed In European Union			
Country	Total at end 2002 (MW)	Installed Jan-June 2003 (MW)	Total by June 2003 (MW)
Germany	12,001	835	<b>12,836</b>
Spain	4,830	230	<b>5,060</b>
Denmark	2,881	36	<b>2,916</b>
Netherlands	678	125	<b>803</b>
Italy	788	12	<b>800</b>
UK	552	34	<b>586</b>
Sweden	328	36	<b>364</b>
Greece	297	57	<b>354</b>
France	148	72	<b>220</b>
Austria	139	80	<b>219</b>
Portugal	196	21	<b>217</b>
Ireland	137	0	<b>137</b>
Belgium	44	12	<b>56</b>
Finland	41	0	<b>41</b>
Luxembourg	16	0	<b>16</b>
<b>European Union</b>	<b>23,076</b>	<b>1,550</b>	<b>24,626</b>

Laut dänischen Energieversorgern (EVU) sind die Kosten pro kWh Windstrom mit 0.04 \$ nicht mehr höher als die von modernen Kohlekraftwerken. Der Verband der dänischen Windkraftindustrie zitiert europäische und amerikanische Studien, nach denen sich die Preise bis 2005 noch um 10-20% reduzieren sollen (windpower 2002).

## 2.2.4 Das Potential in Europa

Bei den Offshorepotentialen aus der „Study of Offshore-Windenergy in the EC“, welche nicht direkt für diese Arbeit verfügbar war, aber in (Greenpeace. 2000) zitiert wird (Auszug in Tab. 2.3), wurden folgende Annahmen getroffen: bei Nordseestandorten wird ein Potential von 6 MW pro Quadratkilometer angenommen, die maximale Wassertiefe ist 40 m, maximale Distanz zur Küste 30 km, Boden­neigung kleiner als 5°. Ausgenommen sind Verkehrszonen, Standorte näher als 10 km von Bohrin­seln, 2 km von Kabeln und Pipelines und Naturschutzgebiete. Die geschätzten Potentiale sind extrem hoch, beispielsweise würde ein Potential von 550 TWh/a in England rund 300% des jährlichen Stromkonsums entsprechen. Die Werte sind mit Vorsicht zu verwenden und entsprechen wahrscheinlich dem rein theoretisch möglichen Ausmass. Aus (greenpeace 2000) ist nicht klar ersichtlich, wie gross das technisch realisierbare Potential sein könnte. In Tab. 2.3 sind auch die theoretischen Potentiale und die politischen Ziele nach (Rehfeld 2002) angeführt. Diese wurden für vier grosse Offshore-Gebiete abgeschätzt. Diese Gebiete wurden basierend auf einem Gutachten der Arbeitsgruppe durch ein Offshore-Komitee des Energieministeriums Dänemark identifiziert. Die Kriterien der Ausscheidung der Gebiete waren nicht verfügbar. Bei einem Kapazitätsfaktor von 40% würden 8000 MW Leistung jährlich rund 28 GWh produzieren, was nur 5% des in (greenpeace 2000) ausgewiesenen Potentials entspricht. Die Berechnung des Potentials für Holland geht von einer maximalen Wassertiefe von maximal 20 m aus und legt eine Fläche von 680 km<sup>2</sup> zu Grunde. Bei einem Kapazitätsfaktor von 40% würden Anlagen mit 6000 MW Leistung jährlich rund 21 GWh produzieren, was 15% des Potentials in (greenpeace 2000) entspricht.

Tab. 2.3 Offshore Potentiale und politische Ziele in ausgewählten Ländern Europas

Land	Potential [TWh/a] (Aus "Study of Offshore-Windenergy in the EC" in (Greenpeace 2000))	Theoretisches Potential (Rehfeld 2002)	Politisches Ziel (Rehfeld 2002)	Zeithorizont
Schweden			10 TWh	2015
Dänemark	550	7000-8000 MW	15-18 TWh 4000 MW Offshore	2030
Holland	136	4000-6000 MW	6000 MW Offshore <sup>a</sup>	2020
Belgien	24		100 MW Offshore	2004
England	986		1600 MW	2010
Frankreich			500 MW	2005
Deutschland	237		15% Strombedarf Offshore <sup>b</sup>	2030

a Die Forschungseinrichtung ECN geht sogar von 8000 MW bis 2030 (Rehfeld 2002) aus.

b (Malcher 2002).

## 3 Bilanzierte Anlagen

### 3.1 Allgemeine Angaben

Die bewegten Teile der On- und Offshore-Anlagen sind nahezu identisch und werden in diesem Kapitel allgemein behandelt. Die Angaben zu „Feste Teile“ beziehen sich auf die Fundamente der Onshore-Anlagen, Angaben zum Offshore-Fundament sind in Kapitel 3.3.2 zu finden. Sind keine Angaben (k.A.) zu den verwendeten Materialien erhältlich, so wird eine Annahme für die zu verwendenden Materialien getroffen. Weichen einzelne Punkte einer Anlage von den hier beschriebenen ab, so wird dies in Unterkapitel der entsprechenden Anlage oder des Anlageteils angeführt und erläutert.

#### 3.1.1 Bewegte Teile

Für die bewegten Teile der Anlagen wird eine Lebensdauer von 20 Jahren angenommen, was den Herstellerangaben entspricht (Nordex, 2001, 2001b, 2002).

Der **Rotor** besteht aus Rotorblättern, der Rotornabe und Extendern. Die Rotorblätter werden aus glasfaserverstärktem Kunststoff gefertigt.

Die **Gondel** besteht aus einem Gondelrahmen, der die Mechanik und die Verkleidung der Gondel, die Haube, trägt. Die **Elektronik** zur Überwachung, Steuerung und Aufzeichnung der Anlagedaten befindet sich in einem Elektronikschrank am Fuss der Anlage. Die **Elektronik** der Anlagen wird von der Simplon-Anlage übernommen, da angenommen wird, dass die Elektronik nicht von der installierten Leistung abhängt. Die Bilanzierung des **Netzanschlusses** wird unter Annahme konstanter Kabelverluste<sup>a</sup> auf Basis der Bilanzierung des Netzanschlusses der Simplon-Anlage vorgenommen. Für den Offshore-Netzanschluss wird die Bilanzierung im Kapitel 3.3.2 beschrieben.

In Tab. 3.1 sind die Bilanzierungseingaben für „Bewegte Teile“ zusammengestellt.

---

<sup>a</sup> Simplon: Verlust = 0.2% (Länge 120 m, 30 kW, 380 V, Dicht Kupfer: 8920 kg/m<sup>3</sup>, Widerstand Kupfer: 1.7·10<sup>-8</sup> Ωm)

Tab. 3.1 Materialien in den Bilanzierungseingaben „Bewegte Teile“

Anlagenteil		Material <sup>a</sup>	Bilanziertes Material
<b>Rotor</b>	Blätter	GFK	Glasfaserverstärkte Kunststoffe
	Nabe	Hochwertiger Kugelgraphitguss (GGG 40.3)	Chromstahl
	Extender	k.A.	Chromstahl
<b>Mechanik</b>	Achse	42CrMo 4V	Stahl niedriglegiert
	Hauptlager	k.A.	Gusseisen, Chromstahl
	Getriebe <sup>b</sup>	k.A.	Gusseisen, Chromstahl, Gummi EPDM
	Generator <sup>c</sup>	k.A.	Gusseisen, Chromstahl, Aluminium, Kupfer
	mech.Bremse	k.A.	Chromstahl <sup>d</sup>
<b>Haube</b>	Rahmen	Stahlkonstruktion	Chromstahl
	Verkleidung	GFK	glasfaserverstärkte Kunststoffe
<b>Windnachführung</b>	Kugellager	42 CrMo 4	Stahl niedriglegiert
	Bremse	S335 J2G3	Chromstahl <sup>e</sup>
	Hydraulik	k.A.	Chromstahl
		Öl: Shell Tellus 32	
<b>Elektronikschrank</b>		k.A.	Aluminium 0% rec., Kupfer, Blei, Zinn, Stahl niedriglegiert, HDPE-Schlauchfolie, PVC schlagfest
<b>Netzanschluss<sup>f</sup></b>		k.A.	Kupfer, HDPE-Schlauchfolie, PVC schlagfest, PP-Schlauchfolie

a Herstellerangaben aus (Nordex 2001, 2001b, 2002).

b Abschätzung. Gummilagerung Getriebe (Ultrabuchsen) (Nordex 2001).

c Materialien (ABB 1991).

d Abschätzung.

e Material aus (Nordex 2001, 2001b, 2002) wegen Sintermetallbelägen wird Chromstahl verwendet.

f Der Netzanschluss wird hier bilanziert, da die gleiche Lebensdauer von 20 Jahren angenommen wird.

### 3.1.2 Feste Teile

Für die festen Teile der Anlage wird eine Lebensdauer von 40 Jahren veranschlagt, so dass während des Einsatzes eines Fundaments gerade zwei Anlagen eingesetzt werden.<sup>a</sup>

Der **Turm** der Anlage besteht aus Stahl und ist konisch geformt. Die Aufstiegsleiter, Arbeitsplattformen und das Sicherheitsseil befinden sich im Innern des Turms. Der Korrosionsschutz und die dafür benötigten Farbaufwendungen (Epoxidharz) variieren von Anlage zu Anlage. Die Schweissarbeiten werden mit dem Modul „Schweissen, Lichtbogen“ bei einer Länge von  $3.8 \cdot \text{Turmhöhe}$  in Metern bilanziert.<sup>b</sup> Die Aufwendungen für den Materialverbrauch werden mit 0.166 kg/m Naht abgeschätzt und grosszügig aufgerundet.

Tab. 3.2 gibt Auskunft über die Bilanzierungseingaben der Materialien des Turms.

<sup>a</sup> Gemäss (Mailkontakt mit J.Munksgaard, AKF Denmark, vom 14.6.02.) wäre für das Fundament auch eine Lebensdauer von 50 Jahren denkbar.

<sup>b</sup> Empirischer Wert aus Version 1996.

Tab. 3.2 Materialien für die Bilanzierung des Turms

Anlagenteil	Material <sup>a</sup>	Bilanziertes Material
Turm	S235 JRG2, S355 J2G3	Stahl, niedriglegiert
	Epoxidharz	Epoxidharz, flüssig
Fundament	Beton	Beton, normal
	Armierungsstahl	Armierungsstahl

<sup>a</sup> Herstellerangaben aus (Nordex 2001, 2001b, 2002).

Das **Fundament** der Anlage besteht aus Beton und Armierungseisen. Der Beton wird bereits fertig gemischt geliefert, es entstehen an der Baustelle keine Emissionen. Die Flächenumwandlung wird mit „Umwandlung, von Wiesen und Weiden“ und „Umwandlung, zu Verkehrsweg, Strasse“ beschrieben.<sup>a</sup> Für die anschliessende Nutzung werden die Module „Nutzung, Verkehrsweg, Strasse“ und „Nutzung, Industrieareal, bebaut“ verwendet.

Bei der **Montage** der Anlage werden Baumaschinen wie Betonmischer, Kran und Kompressoren benötigt, sie werden mit einem Totalgewicht von 60 Tonnen, das heisst vier Maschinen à 10 Tonnen und eine Maschine à 20 Tonnen abgeschätzt. Für ihren Transport werden ein LKW 40 t und vier LKW 16 t eingesetzt, die 80 km (Hin- und Rückweg) zurücklegen. An- und Abfahrten der Baumannschaft werden vernachlässigt. Für den Transport der kompletten Anlage und der Netzverbindung vom Werk zum Standort in der Schweiz werden Transporte von 800 km Bahn und 100 km LKW 40 t RER angenommen.

### 3.1.3 Betrieb

Die Aufwendungen des Betriebs werden für ein Jahr bilanziert und auf 1 kWh produzierten Strom umgerechnet. Das Getriebeöl (Tribol 1100 VG 320 (Nordex 2001, 2001b, 2002) wird alle 2 Jahre gewechselt, dazu fährt eine Person im PKW über 100 km (Hin- und Rückweg) zur Anlage und zurück. Im Betrieb wird die Landnutzung in unmittelbarer Umgebung der Anlagen bedingt eingeschränkt, die landwirtschaftliche Nutzung ist aber uneingeschränkt möglich (ENET 2002). In Windparks wird eine Fläche von durchschnittlich 7×4 Rotordurchmessern pro Anlage benötigt (indpower 2002) da bei kleineren Flächen der Energieverlust durch die gegenseitige Beeinflussung der Anlagen zu gross würde (Windschatten durch reduzierte Windgeschwindigkeit hinter der Anlage). Diese Fläche wird nicht bilanziert. Der Betrieb der Anlagen wird mit einem Modul „Strom, ab Windkraftanlage“ beschrieben. Das Modul beinhaltet die Aufwendungen des Betriebs und die Nachfrage nach den Infrastruktur-Modulen „Bewegte Teile“ und „Feste Teile“.

### 3.1.4 Materialverarbeitung

Die Materialien, welche für die Konstruktion der Windkraftanlagen verwendet werden, müssen natürlich verarbeitet und in die entsprechende Form gebracht werden. Beispielsweise reicht es nicht aus, das für die Verkabelung benötigte Kupfer zu bilanzieren, auch die Aufwendungen für die Drahtherstellung müssen berücksichtigt werden.

Tab. 3.3 zeigt, mit welchen Datensätzen die Metallbearbeitung der verschiedenen Materialien beschrieben wird.

<sup>a</sup> Fundamentsfläche betoniert, Zufahrt: Strasse.

Tab. 3.3 Energieaufwendungen für die Verarbeitung

Material	Prozessenergie	Bemerkung
Kupfer	Kupfer, Draht ziehen	Grösste Kupferbeiträge aus Verkabelung
Aluminium	Aluminium, Blech walzen	
Chromstahl	Chromstahl, Blech walzen	
Gusseisen	Stahl, Profil walzen	
Stahl, niedriglegiert	Stahl, Blech walzen	Stahl des Turms

### 3.1.5 Transport

Für die Transporte der Anlagenmaterialien zur Produktionsstätte werden die Standard-Transportdistanzen „Verbrauch in der Schweiz“ (Anlagen für schweizerische Verhältnisse) und „Verbrauch in Europa“ (Anlagen für europäische Verhältnisse) verwendet. Die Transporte für die 2 MW Offshore-Anlage, der Fundamentsmaterialien und der Netzverbindung auf See werden mit dem Modul „Transport, Frachter, Binnengewässer“ bei den Aufwendungen für die Montage bilanziert.

Tab. 3.4 enthält die für die Materialien verwendeten Transportdistanzen.

Tab. 3.4 Standardtransportdistanzen in diesem Projekt.

Material	Verbrauch in Europa		Verbrauch in der Schweiz	
	Bahn [km]	LKW 32 t [km]	Bahn [km]	LKW 28 t [km]
Kies/ Sand	-	50	-	20
Zement	100	100	100	20
Beton (ohne Armierungseisen)	-	50	-	20
Flachglas	600	100	600	50
<b>Metalle</b>				
Stahl/Gusseisen	200	100	600	50
Kupfer	200	100	600	50
Aluminium	200	100	200	50
<b>Kunststoffe</b>				
PVC	200	100	200	50
PE	200	100	200	50
PP	200	100	200	50

Für die Entsorgung diverser Materialien werden ebenfalls die Standarddistanzen zu den verschiedenen Deponiearten (Tab. 3.5) eingesetzt.

Tab. 3.5 Transportdistanzen der Abfallentsorgung in diesem Projekt

		LKW 28 t /32 t [km]
Kehrichtverbrennung KVA	Municipial waste incineration	10
Reaktordeponie	Sanitary landfill	10
Reststoffdeponie	Residual material landfill	50
Inertstoffdeponie	Inert material landfill	15
Untertagedeponie	Subsurface deposit	500
Sonderabfallverwertung	Hazardous waste incineration	50



### 3.1.6 Recycling

Von den eingesetzten Materialien werden der Stahl der Türme und anderen Teile, das Kupfer der Leitungskabel und des Generators und Aluminium aus dem Generator wiederverwertet. Auch die Metalle, welche in den Elektronikbauteilen enthalten sind, werden recycelt. Die Aufwendungen dazu werden hier nicht berücksichtigt. Die Netzverbindung der Offshore-Anlage wird mit Ausnahme des enthaltenen PVC (in KVA) vollständig wiederverwertet.

### 3.1.7 Entsorgung

Für die nicht rezyklierbaren Materialien wurden folgende Entsorgungswege bilanziert: Gummi, Polypropylen, PVC und PE aus der Kabelisolation, der Kabelhülle und dem Schaltschrank werden in der KVA verbrannt. Nach 20 Jahren Einsatz kommt eine Wiederverwertung kaum noch in Frage, die Annahme der vollständigen Entsorgung in KVA spiegelt eine konservative Haltung wieder. Da sich bei glasfaserverstärktem Kunststoff die Komponenten nicht mehr trennen lassen, werden die Rotorblätter und die Haube in der KVA entsorgt. Pro kg glasfaserverstärktem Kunststoff werden 0.65 kg „Entsorgung, Glas, 0% Wasser, in Kehrichtverbrennung“ und 0.35 kg „Entsorgung, Kunststoffe, Mischung, 15.3% Wasser, in Kehrichtverbrennung“ bilanziert.<sup>a</sup> Das Öl des Bremssystems und des Getriebes wird nach Gebrauch entsorgt und mit dem Modul „Altöl in SAVA“ bilanziert. Es wird angenommen, dass das Fundament (Beton und Armierungseisen) der Onshore- und Offshore-Anlagen nach Abbruch der Anlage im Boden bleibt. Die in den Fundamenten enthaltenen Stahl- und Betonmengen werden nicht bilanziert, da die Umweltauswirkungen hier vernachlässigt werden können.

## 3.2 Anlagen für schweizerische Verhältnisse

In dieser Studie werden vier repräsentative Anlagen für die Schweiz bilanziert. Tab. 3.6 gibt Auskunft über die Kenngrößen der bilanzierten Anlagen.

Tab. 3.6 Kenngrößen der für schweizerische Verhältnisse bilanzierten Anlagen

		Simplon 30 kW	Grenchenberg 150 kW	600 kW	800 kW
Nennleistung	[kW]	30	150	600	800
Inbetriebnahme		1990	1994	1996	2001
Turmhöhe	[m]	22	30	40	50
Rotordurchmesser	[m]	12.5	23.8	43	50
Anzahl Flügel	[Stk]	2	3	3	3
Produktion	MWh/a	21 <sup>a</sup>	125 <sup>b</sup>	736 <sup>c</sup>	981 <sup>c</sup>

a Version 1996.

b Mittelwert der Jahre 1997-2001 (persönliche Mitteilung von A.Appenzeller, ADEV vom 28.5.2002).

c Annahme 14% Kapazitätsfaktor (vgl. Kapitel 3.2.3).

### 3.2.1 Windkraftanlage Simplon 30 kW

Technische Angaben zur Anlage sind in Tab. 3.7 zusammengestellt (aus der Version 1996).

<sup>a</sup> Empfehlung von Gabor Doka am 28.7.2003.

Tab. 3.7 Charakterisierung der Windkraftanlage Simplan

Auslegung	Einschaltgeschwindigkeit	4 m/s
	Nenngeschwindigkeit	11.4 /7 m/s
	Abschaltgeschwindigkeit	20 m/s
	Nennleistung	30 / 8.5 kW
Rotor	Durchmesser	12.5 m
	Anzahl der Blätter	2
	Nenn Drehzahl	92 / 46 U/min.
	Anordnung zum Turm	leeseitig
	Nabenhöhe	22.4 m
Rotorblatt	Länge	6100 mm
	Tiefe	420 mm
	Profil	FX 84-140/218
	Material	GFK-Epoxid
	Masse	73 kg pro Blatt
Windrichtungsnachführung	passiv durch aerodynamische Kräfte	
Getriebe	schrägverzahntes, zweistufiges Stirnradgetriebe	
Übersetzung	1:16.3	
Generator	Polumschaltbarer Asynchrongenerator	
	Nennspannung	380 V
	Nennfrequenz	50 Hz
	Nennleistung	30 / 8.5 kW
Turm	Bauart	achteckiges, konisches Rohr
	Material	8 mm starkes, feuerverzinktes Stahlblech
	Höhe	22 m
Weitere Massen	Gondel	859 kg
	Netzanschluss und Elektroschrank	681 kg
	Turm	5413.5 kg <sup>a</sup>
	Fundament	53367 kg <sup>b</sup>

a Turmgewicht (4845 kg), Fundamentverankerung (440 kg), Farbe (73 kg), Verzinkung (55.5 kg) (aus Version 1996).

b Beton 51t, Armierungseisen 567 kg, Verankerung 1800 kg (aus Version 1996).

Im Windbereich unter 4 m/s (Nabenhöhe) läuft die Anlage auf standby. Der Rotor kann frei drehen und wird so als Anemometer benutzt. Hat der frei laufende Rotor eine Drehzahl erreicht, die der Einschaltgeschwindigkeit entspricht, erfolgt ein etwa zweiminütiger Anfahrvorgang. Die Anlage ist nun ans Netz angeschlossen und gibt elektrische Leistung auf kleiner Drehzahl ab. Bei Windgeschwindigkeiten von über 7 m/s geht die Anlage durch Veränderung der Polzahl des Generators auf eine grössere Drehzahl über. Im Bereich 4 m/s bis zur oberen Nenngeschwindigkeit von 11 m/s ist die Leistungsabgabe im idealen Fall proportional zur Windgeschwindigkeit hoch drei, real liegt sie bedingt durch Umschaltvorgänge und zeitverzögerten Regelvorgängen etwas unter diesem Wert. Bei Windgeschwindigkeiten von über 11 m/s wird die Leistung dann ungefähr konstant auf 30 kW durch die aktive Blattverstellung geregelt. Bei über 20 m/s wird die Anlage aus Sicherheitsgründen abgestellt. In Fig. 3.1 ist der Leistungsverlauf in Funktion der Windgeschwindigkeit dargestellt.

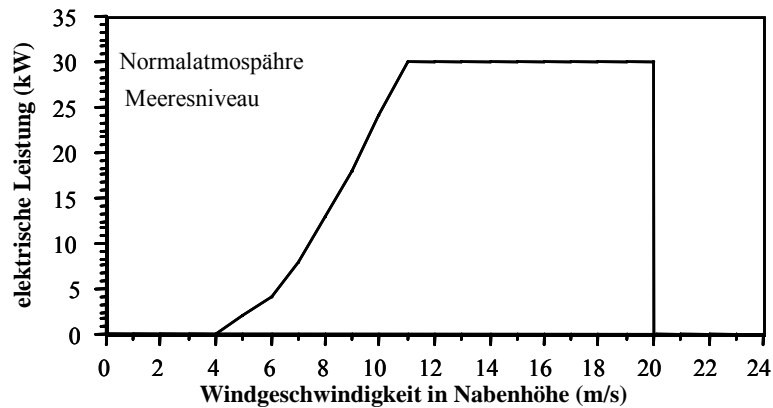


Fig. 3.1 Ideale Leistungskurve der Simplon-Windanlage

### Bewegte Teile

Der **Rotor**durchmesser beträgt 12.5 m. Jedes der beiden Blätter hat eine Länge von 6.1 m und ist aus 73 kg warmaushärtendem GFK-Epoxid angefertigt. Das Epoxidharz ist eine Verbindung von Epichlorhydrin mit Stoffen, die alkoholische oder phenolische Hydroxylgruppen enthalten. Das Epoxid-Glas besteht aus 52.4% SiO<sub>2</sub>, 14.4% Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> + Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, 17.2% CaO, 10.6% Ba<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, 4.6% MgO, 0.8% Na<sub>2</sub>O + K<sub>2</sub>O. Es wird das Modul „Glasfaserverstärkte Kunststoffe“ verwendet.

Oben am Turm ist die **Gondel** angebracht, die von einem GFK-Deckel geschützt im Wesentlichen Getriebe und Generator enthält. Sie wird über ein Lager der Windrichtung nachgeführt. Der Generator wiegt 245 kg und besteht aus 63% Stahl, 24% Grauguss, 7% Kupfer und 6% Aluminium (ABB 1991).

Blattverstellung, sowie Rotor- und Gondelbremse werden hydraulisch betätigt. Die gesamte **Hydraulik** ist in einem kompakten Modul zusammengefasst und am Maschinenträger angeflanscht. Die 12 Liter Hydrauliköl werden nach Gebrauch in SAVA entsorgt.<sup>a</sup>

Der Energieaufwand für das Zusammensetzen der Einzelteile kann lediglich grob abgeschätzt werden, da keine spezifischen Informationen vorliegen. Auf Basis von (Dimag 1994) und (Baumann et al. 1993), wo die Kosten der Montage eines Blockheizkraftwerkmoduls und die Energieintensität pro SFr angegeben sind, wird ein Stromverbrauch von 0.5 kWh/kg angenommen. Für eine Gesamtmasse von etwa 1150 kg ergibt sich damit ein Verbrauch von 575 kWh. Diese Masse muss bei der Montage der Windkraftanlage auch noch um die gesamte Turmhöhe angehoben werden. Der dazu nötige Aufwand wird mittels potentieller Energie abgeschätzt, welche etwa 0.1 kWh beträgt.<sup>b</sup> Der zusätzlichen Stromverbrauch, inkl. Horizontalbewegungen und Verlusten kann somit auf etwa 1 kWh abgeschätzt und vernachlässigt werden.

In Tab. 3.8 sind die Aufwendungen für „Bewegte Teile“ angeführt.

<sup>a</sup> Wurden in Version 1996 zu Brennstoff downzykliert.

<sup>b</sup>  $E_{\text{pot}} = m \cdot g \cdot h = 1150 \text{ kg} \cdot 10 \text{ ms}^{-2} \cdot 25 \text{ m} = 287500 \text{ J} = 0.08 \text{ kWh}$ .

Tab. 3.8 Aufwendungen für „Bewegte Teile“ WKA Simplon 30 kW

Anlagenelement, Prozess		Datensatz	Aufwendung [kg]
<b>Rotor</b>	Blätter	Glasfaserverstärkte Kunststoffe	146
	Flansch, Lager, Verstellmechanismus	Chromstahl	138
	Nabe	Gusseisen	79
	Entsorgung	Kunststoffe, in KVA	51
Glas, in KVA		95	
<b>Gondel</b>			
Mechanik	Kupplung	Chromstahl	9.45 <sup>a</sup>
		Gummi	3.15
	Getriebe	Gusseisen	130
		Chromstahl	100
	Generator	Gusseisen	59
		Chromstahl	154
		Aluminium 0% rec	14.7
		Kupfer	17
Bremse	Chromstahl	32 <sup>a</sup>	
Entsorgung	Kunststoffe, in KVA	3.15	
Haube	Rahmen	Chromstahl	240
	Verkleidung	Glasfaserverstärkte Kunststoffe	60
	Entsorgung	Kunststoffe, in KVA	21
Glas, in KVA		39	
Windnachführung		Stahl niedriglegiert	49 <sup>a</sup>
Kranträger		Chromstahl	18
Hydraulik		Chromstahl	45
		Schmieröl, ab Werk	10
	Entsorgung	Entsorgung, Öl in SAVA	10
<b>Metallbearbeitung</b>		Kupfer, Draht ziehen	17
		Aluminium, Blech walzen	14.7
		Chromstahl, Blech walzen	736.5
		Stahl, Profil walzen	317
<b>Endmontage</b>		Strom, Mittelspannung UCTE	575 kWh

<sup>a</sup> Eigene Annahme für Material.

### Elektrotechnik und Netzanschluss

Am Fuss des Turmes ist ein ca. 100 kg schwerer Elektronikschrank angebracht. Er enthält sämtliche Elektronik zur Messdatenerfassung sowie zur Steuerung und Regelung der Anlage. Leistungselektronik ist jedoch keine vorhanden. Die Hälfte des Gewichtes entfällt auf das Gehäuse (40 kg Stahl, 6 kg Kunststoff, 4 kg PVC).<sup>a</sup> Für die Verkabelung bis zum Netzanschluss wurden über eine Strecke von 120 m Kabel unterschiedlicher Stärke verlegt, insgesamt rund 220 kg Kupfer, was einem effektiven Kabelkerndurchmesser von etwa 16 mm entspricht. Diverse Kunststoffe werden für Kabelisolationen (PVC), das Gehäuse des Schaltschranks (Annahme PP) und das Kabelschutzrohr (PE) verwendet, insgesamt 361 kg. Die gesamte Masse von Netzanschluss und Elektronik ist 716 kg.

<sup>a</sup> Schätzung in (Scholzen 1991), in der Version 1996 dieser Studie wiedergegeben.

Die Aufwendungen sind in Tab. 3.9 zusammengeteilt. Die Tabelle ist Teil der Eingaben des Moduls „Bewegte Teile“.

**Tab. 3.9 Aufwendungen Netzanschluss und Elektronik WKA Simplon 30 kW**

Anlagenteil, Prozess		Datensatz	Aufwendung [kg]
Netzanschluss <sup>a</sup>		Kupfer	220
		HDPE-Granulat	219
		PP-Granulat	20
		PVC schlagfest	158
	Metallbearbeitung	Kupfer, Draht ziehen	220
	Entsorgung	PE in KVA	219
		PVC in KVA	158
PP in KVA		20	
Elektronik <sup>b</sup>		Kupfer	3
		Zinn	0.5
		Stahl, niedriglegiert	63
		Blei	0.5
		Aluminium, 0% rec.	0.04
		HDPE-Granulat	27
		PVC schlagfest	6
	Metallbearbeitung	Kupfer, Draht ziehen	3
		Stahl, Profil walzen	63
		Aluminium, Blech walzen	0.04
	Entsorgung <sup>c</sup>	PE in KVA	27
		PVC in KVA	6

a In Version 1996 ist die Summe des Plastiks 361 kg (PP+PE+PVC), hier wird in Ermangelung der genauen Einzelmassen die Summe von 397 kg verwendet.

b Einzelne Werte können im Vergleich zu Version 1996 leicht aufgerundet sein. Originaldaten aus (Scholzen 1991).

c Die Metalle aus der Entsorgung der Elektronik werden recycelt, die Kunststoffe der KVA zugeführt.

### Feste Teile

Der **Turm** ist ein achteckiges, konisches Rohr aus 8 mm starkem feuerverzinktem Stahlblech. Die Höhe des Turmes misst 22 m, die mit Farbe behandelte Oberfläche 74 m<sup>2</sup>. Hergestellt wurde der Turm in Husum (Schleswig-Holstein) und von dort auf den Simplon transportiert (Scholzen 1991). Der Turm hat ein Gewicht von 4845 kg und ist mit einem 440 kg schweren Stahlfuß im Fundament verankert (Husumer Schiffswerft 1991).

Der Zinkverbrauch für die Feuerverzinkung bei einer Schichtdicke von 85 µm beträgt 0.75 kg Zink pro m<sup>2</sup> (Scholzen 1991). Damit ergibt sich ein Zinkverbrauch von 90 kg. Der Zinkverbrauch und die beim Verzinken entstehenden Emissionen werden über die verzinkte Fläche von zweimal (beidseitige Verzinkung) 74 m<sup>2</sup> mit dem Modul „Stückverzinkung [m<sup>2</sup>]“ bilanziert. Da dieses Modul von einer Schichtdicke von 65 µm ausgeht, wird die Differenz über das Modul „Stückverzinkung Korrektur [µm]“ addiert. Für den Aussenanstrich des Turmes nimmt (Hagedorn 1991) einen Bedarf von 0.25 kg Farbe pro m<sup>2</sup> und 2 Anstriche an. Somit werden 37 kg Farbe, bilanziert als Epoxidharzlack, verwendet. Es wird angenommen, dass am Turm das MAG-C-Verfahren, das häufigste Schweißverfahren, angewendet wurde. Dabei wird als Schutzgas CO<sub>2</sub> verwendet. Der CO<sub>2</sub>-Bedarf beträgt 16 Liter pro Minute. Als CO<sub>2</sub> wird meist Gas verwendet, das in der chemischen Industrie (Ammoniakherstellung) als Nebenprodukt anfällt. Es wird deshalb nicht bilanziert. Insgesamt sind 84 m Schweißnaht in verschiedenen Formen und Stärken vorhanden. Der Elektrodenverbrauch wird auf 14 kg geschätzt (Annahme Stahl niedriglegiert). Die Emissionen des Schweißens werden vernachlässigt.

Für das **Fundament** des Simplonturmes wurden 51 t Beton verwendet (rund 10 t pro t Turmgewicht). Für eine 300 kW-Anlage in Deutschland wurden in (Lewin 1993) 54 t bilanziert (2 t pro t Turm). Im Vergleich scheint also das Simplonfundament etwas überdimensioniert. Zum Bau des Betonfundamentes der Grundfläche 2 x 2 m wurden 21.5 m<sup>3</sup> Normalbeton verwendet. Für einen Kubikmeter Normalbeton werden dem Zement 120 Liter Wasser und 1900 kg Kies zugemischt. Die Armierungseisen wiegen 567 kg. Bei der Erstellung des Fundamentes mussten 34 kg eines Hochleistungsverflüssigers zugegeben werden. Es handelt sich dabei um eine wässrige Lösung einer formaldehydhaltigen Verbindung, die genaue Zusammensetzung dieses Stoffes ist jedoch nicht bekannt. Die Formaldehydverbindung wird nicht berücksichtigt. Zur Befestigung des Turmes wurden 8 Ankereisen und 8 Haken (zusammen etwa 1800 kg Stahl) in den Fels eingelassen. Die gesamte Masse des Fundaments ist 53367 kg. Das Fundament beansprucht eine Fläche von 4 m<sup>2</sup>.

Für den Aushub der **Montage** wurde gesprengt. Dazu wurden 10 kg Gelatine-Sprengstoff verwendet. Die Baumaschinen (Betonmischer, Kran, Kompressoren, ...) verbrauchten vor Ort zusammen 140 l Diesel (mit Dichte = 0.84 kg/l), was 5066 MJ entspricht. Dazu kommt die An- und Rückfahrt der Baumaschinen ab Brig (2x20 km, Annahme: 4 Maschinen von 10 t auf einem 28 t LKW). Die Fahrten des Anlagebetreibers (Kt. Basel-Land) und die Fahrten zur Standortsabklärung sind nicht berücksichtigt. Die Windkraftanlage legte von Husum auf den Simplon 1000 km zurück. Für die Transporte der Anlage und des Netzanschlusses wird nach eigener Annahme ein LKW 28 t verwendet.

Der Energieaufwand für die Aufstellung des Turms kann nur grob anhand der nötigen Hubarbeit abgeschätzt werden. Die gesamte Turmmasse von 4845 kg wird 11 m gehoben (halbe Turmhöhe), dazu auch noch horizontal bewegt. Daraus wird wieder über die potentielle Energie ein vernachlässigbarer Stromverbrauch von weniger als 1 kWh abgeschätzt.<sup>a</sup> Tab. 3.10 enthält die Aufwendungen der Montage.

In Tab. 3.10 sind die gesamten Aufwendungen für „Feste Teile“ beschrieben.

---

<sup>a</sup>  $E_{\text{pot}} = 4845 \text{ kg} \cdot 11 \text{ m} \cdot 10 \text{ ms}^{-2} = 532950 \text{ J} = 0.148 \text{ kWh}$ .

Tab. 3.10 Aufwendungen „Feste Teile“ Windkraftanlage Simplon 30 kW

Anlagenelement, Prozess	Datensatz	Aufwendung [kg]
<b>Turm</b>		
Material	Stahl niedriglegiert	5299 <sup>a</sup>
	Epoxidharz, flüssig ab Werk	37 <sup>b</sup>
Metallbearbeitung	Blech walzen, Stahl	5299
	Schweißen, Lichtbogen, Stahl	84 m <sup>c</sup>
	Stückverzinkung	74 m <sup>2</sup>
	Stückverzinkung, Korrektur	1480 µm
<b>Fundament</b>		
Material	Beton (ohne Armierungseisen)	23.2 m <sup>3</sup>
	Stahl niedriglegiert	2367 kg
Landnutzung	Umwandlung, von Wiesen und Weiden	1004 m <sup>2</sup>
	Umwandlung, zu Verkehrsweg, Strasse	1000 m <sup>2</sup> <sup>d</sup>
	Umwandlung, zu Industrieareal, bebaut	4 m <sup>2</sup>
	Nutzung, Verkehrsweg, Strasse	1000 m <sup>2</sup>
	Nutzung, Industrieareal, bebaut	4 m <sup>2</sup>
Entsorgung <sup>e</sup>	Beton, in Inertstoffdeponie	51040 kg
	Stahl, in Inertstoffdeponie	2367 kg
<b>Montage</b>		
Bau	Diesel, in Baumaschine	118 kg <sup>f</sup>
	Sprengstoff, ab Werk	10 kg

a Zusätzlich zu den 5285 kg Stahl des Turms kommen nun noch 14 kg Stahl für die Schweissarbeiten. Diese 14 kg wurden in Version 1996 als Cadmiumfreies Hartlot bilanziert.

b 0.25 kg Farbe pro m<sup>2</sup> Turmoberfläche und Anstrich (Hagedorn 1991).

c Nahtlänge: 3.8\*Turmhöhe (Aus Version 1996).

d Der Wert wird neu eingeführt (suisse-eole).

e Verbleibt im Boden, Auswirkung ähnlich einer Entsorgung in einer Inertstoffdeponie.

f Abschätzung der Menge.

## Betrieb

Das Getriebeöl (20 Liter) soll alle 4 Jahre gewechselt werden. Bei einer Dichte von 0.84 kg/l und einer angenommenen Lebensdauer der beweglichen Teile von 20 Jahren werden 84kg benötigt. Es wird angenommen, dass für 5 Ölwechsel in 20 Jahren eine Person mit dem Auto von Brig auf den Simplon fährt und zurück (40 km).

Mit der Lebensdauer der zuvor bilanzierten Module und der Energieproduktion (1.5 TJ in 20 Jahren, was 21 MWh/a entspricht) lassen sich die Aufwendungen pro produzierte kWh berechnen:

Die Lebensdauer der bewegten Teile beträgt 20 Jahre, pro produzierte kWh werden folglich  $1/(20 \times 21000) = 2.4 \cdot 10^{-6}$  Stück „Bewegte Teile“ benötigt.

Die Lebensdauer der festen Teile ist 40 Jahre, pro produzierte kWh werden  $1/(40 \times 21000) = 1.2 \cdot 10^{-6}$  Stück „Feste Teile“ benötigt.

Tab. 3.11 bilanziert den Betrieb und gibt die Aufwendungen des Moduls „Strom, ab WKA Simplon 30 kW“.

Tab. 3.11 Modul „Strom, ab WKA Simplon 30 kW“

Prozess	Modul	Aufwendung
Ölwechsel	Schmieröl, ab Werk	$2 \cdot 10^{-4}$ kg/kWh
Entsorgung	Altöl in SAVA	$2 \cdot 10^{-4}$ kg/kWh
Transport	Transport Pkw, CH	$3.8 \cdot 10^{-4}$ pkm/kWh
Nachfrage „Bewegte Teile“	Bewegte Teile	$2.4 \cdot 10^{-6}$ Stk/kWh
Nachfrage „Feste Teile“	Feste Teile	$1.2 \cdot 10^{-6}$ Stk/kWh

### Qualität der Daten

Für die Angaben zur 30 kW-Anlage wurden hauptsächlich die Daten aus der Version 1996 verwendet. Leider lassen sich die Grundlagen dazu (Scholzen 1991) nicht vollständig nachvollziehen. Für die Abschätzung der Unsicherheiten muss daher auf die Daten zur 800 kW-Anlage zurückgegriffen werden. Detaillierte Angaben zu den Unsicherheiten sind in Kapitel 4.2 angeführt.

### Zusammenstellung der Eingabedaten

In Tab. 3.12 sind die gesamten Eingabedaten für die Module der Windkraftanlage Simplon 30 kW zusammengefasst.



Tab. 3.12 Eingabedaten für die WKK-Anlage 30 kW Simplon

Name	Location	Unit	wind power plant 30kW, moving parts			wind power plant 30kW, fixed parts			electricity, at wind power plant Simplon 30kW				
			Uncertainty Type	Standard Deviation	95% GeneralComment	Uncertainty Type	Standard Deviation	95% GeneralComment	Uncertainty Type	Standard Deviation	95% GeneralComment		
Location			CH			CH			CH				
InfrastructureProcess			1			1			0				
Unit			unit			unit			kWh				
Transformation, from pasture and meadow		m2				1004	1	1.32	1)				
Transformation, to traffic area, road network		m2				1000	1	1.32	1)				
Transformation, to industrial area, built up		m2				4	1	1.21	1)				
Occupation, traffic area, road network		m2a				40000	1	1.32	1)				
Occupation, industrial area, built up		m2a				160	1	1.21	1)				
Energy, kinetic, flow, in wind		MJ								14.4	1	1.3	4)
electricity, medium voltage, at grid	CH	kWh	2	1	2	1)							
electricity, medium voltage, production UCTE, at grid	UCTE	kWh	575	1	2	1)							
aluminium, primary, at plant	RER	kg	14.7	1	1.21	1)							
cast iron, at plant	RER	kg	268	1	1.32	1)							
chromium steel 18/8, at plant	RER	kg	736.5	1	1.32	1)							
concrete, normal, at plant	CH	m3				23.2	1	1.32	1)				
copper, at regional storage	RER	kg	240	1	3.3	1)							
diesel, burned in building machine	GLO	MJ				5066	1	1.65	1)				
epoxy resin, liquid, at plant	RER	kg				37	1	1.32	1)				
explosives, tovox, at plant	CH	kg				10	1	1.3	1)				
glass fibre reinforced plastic, polyamide, injection moulding, at plant	RER	kg	206	1	1.21	1)							
lead, at regional storage	RER	kg	0.5	1	1.15	1)							
lubricating oil, at plant	RER	kg	10	1	1.15	1)				2.00E-04	1	1.65	1)
polyethylene, HDPE, granulate, at plant	RER	kg	246	1	3.3	1)							
polypropylene, granulate, at plant	RER	kg	20	1	3.3	1)							
polyvinylchloride, bulk polymerised, at plant	RER	kg	164	1	3.3	1)							
reinforcing steel, at plant	RER	kg				2367	1	1.21	1)				
steel, low-alloyed, at plant	RER	kg	112	1	1.15	1)	5299	1	1.21	1)			
synthetic rubber, at plant	RER	kg	3.2	1	1.65	1)							
tin, at regional storage	RER	kg	0.5	1	1.15	1)							
section bar rolling, steel	RER	kg	380	1	1.32	1)							
sheet rolling, aluminium	RER	kg	14.7	1	1.21	1)							
sheet rolling, chromium steel	RER	kg	736.5	1	1.32	1)							
sheet rolling, steel	RER	kg				5299	1	1.21	1)				
welding, arc, steel	RER	m				84	1	1.32	1)				
wire drawing, copper	RER	kg	20	1	3.3	1)							
zinc coating, pieces	RER	m2				74	1	1.3	1)				
zinc coating, pieces, adjustment per um	RER	m2				1480	1	1.3	1)				
transport, passenger car	CH	pkm								4.80E-04	1	2.2	1)
transport, lorry 28t	CH	tkm	3729	1	2.1	2)	10771	1	2.1	2)			
transport, freight, rail	CH	tkm	951	1	2.1	2)	4636	1	2.1	2)			
disposal, plastics, mixture, 15.3% water, to municipal incineration	CH	kg	75	1	1.3	3)							
disposal, glass, 0% water, to municipal incineration	CH	kg	134	1	1.3	3)							
disposal, used mineral oil, 10% water, to hazardous waste incineration	CH	kg	10	1	1.15	1)				2.00E-04	1	1.76	1)
disposal, polyethylene, 0.4% water, to municipal incineration	CH	kg	246	1	3.3	1)							
disposal, polypropylene, 15.9% water, to municipal incineration	CH	kg	20	1	3.3	1)							
disposal, polyvinylchloride, 0.2% water, to municipal incineration	CH	kg	164	1	3.3	1)							
wind power plant 30kW, moving parts	CH	unit								2.40E-06	1	1.1	1)
wind power plant 30kW, fixed parts	CH	unit								1.20E-06	1	1.1	1)

\* Bilanziert nach „low population density“.

- 1) Eigene Annahmen und Extrapolationen; 2) Standard für Transporte; 3) Unsicherheit in der Masse und Zusammensetzung; 4) Eigene Annahme, basierend auf dem Schwankungsbereich der Umwandlungswirkungsgrade

### 3.2.2 Windkraftanlage Grenchenberg 150 kW

#### Beschreibung der Anlage

Die Anlage Grenchenberg wurde 1995 in Betrieb genommen. Zur Bilanzierung der Anlage werden nur wenige anlagespezifische Daten beigezogen. Wo nichts weiter bekannt ist, werden die Aufwendungen mit den Angaben aus (Scholzen 1991) für die Simplonanlage und (Hagedorn 1991) abgeschätzt.<sup>a</sup>

#### Bewegte Teile

Der **Rotordurchmesser** beträgt 23.8 m. Alle drei Blätter zusammen wiegen 2500 kg. Sie sind aus GFK mit einer Polyestermatrix hergestellt („fibreglass reinforced polyester“) (ADEV 1996).

Die **Gondel** wiegt ohne Rotor 6000 kg. Die Materialien werden nach Gewichtsprozenten der Simplonanlage aufgeteilt. Für den Energieaufwand, den Transport und die Abfälle werden die gleichen Annahmen gemacht wie bei der Simplon-Anlage. Die Gesamtmasse der bewegten Teile ist 10464 kg, wovon der Netzanschluss und die Elektronik 1964 kg ausmachen.

Der Energieaufwand für das Zusammensetzen der Einzelteile kann lediglich grob abgeschätzt werden, da keine spezifischen Informationen vorliegen. Analog zur Windkraftanlage 30 kW wird ein Stromverbrauch von 0.5 kWh/kg angenommen. Für eine Gesamtmasse von etwa 7970 kg ergibt sich damit ein Verbrauch von 3985 kWh. Diese Masse muss bei der Montage der Windkraftanlage auch noch um die gesamte Turmhöhe angehoben werden. Der dazu nötige Aufwand wird mittels potentieller Energie abgeschätzt, welche etwa 0.8 kWh beträgt.<sup>b</sup> Der zusätzlichen Stromverbrauch, inkl. Horizontalbewegungen und Verlusten kann somit auf etwa 2 kWh abgeschätzt.

In Tab. 3.13 sind die Aufwendungen für „Bewegte Teile“ zusammengestellt.

---

<sup>a</sup> Die Eingaben wurden aus der Version 1996 übernommen

<sup>b</sup>  $E_{\text{pot}} = m \cdot g \cdot h = 7970 \text{ kg} \cdot 10 \text{ ms}^{-2} \cdot 35 \text{ m} = 2789500 \text{ J} = 0.78 \text{ kWh}$ .

Tab. 3.13 Aufwendungen für „Bewegte Teile“ WKA Grenchenberg 150 kW

Anlagenelement, Prozess		Modul	Aufwendung [kg]
<b>Rotor</b>	Blätter	Glasfaserverstärkte Kunststoffe	2500
	Flansch, Lager, Verstellmechanismus	Chromstahl	662
	Nabe	Gusseisen	379
	Entsorgung	Kunststoffe, in KVA	875
		Glas, in KVA	1625
<b>Gondel</b>			
Mechanik	Kupplung	Chromstahl	45 <sup>a</sup>
		Gummi	15
	Getriebe	Gusseisen	624
		Chromstahl	480
	Generator	Gusseisen	283
		Chromstahl	739
		Aluminium 0% rec.	70.6
		Kupfer	81
	Bremse	Chromstahl	154 <sup>a</sup>
	Entsorgung	Kunststoff, in KVA	15
Haube	Rahmen	Chromstahl	1152
	Verkleidung	Glasfaserverstärkte Kunststoffe	288
	Entsorgung	Kunststoff, in KVA	101
		Glas, in KVA	187
Windnachführung		Stahl niedriglegiert	235 <sup>a</sup>
Kranträger		Chromstahl	86
Hydraulik		Chromstahl	216
		Schmieröl, ab Werk	57
	Entsorgung	Altöl in SAVA	57
<b>Metallbearbeitung</b>		Kupfer, Draht ziehen	81
		Aluminium, Blech walzen	70.6
		Chromstahl, Blech walzen	3534
		Stahl, Profil walzen	1521
<b>Endmontage</b>		Strom, Mittelspannung UCTE	3985 kWh
		Strom, Mittelspannung CH	2 kWh

a Annahme für Material.

Zur Netzverbindung der Anlage stehen keine spezifischen Informationen zur Verfügung. Für die Kupfermasse wird ein willkürlicher Wert von 400 kg angenommen. Die Aufwendungen an PE und PVC werden durch Multiplikation mit Faktor 2 von den Simplon-Werten grob abgeschätzt. Die PVC-Masse wird wie für die Siplon-Anlage angenommen.

In Tab. 3.14 sind die Aufwendungen zusammengestellt.

Tab. 3.14 Aufwendungen Netzanschluss WKA Grenchenberg 150 kW

Anlagenteil, Prozess		Datensatz	Aufwendung [kg]
Netzanschluss	Materialien	Kupfer	400
		HDPE-Granulat	438
		PP-Granulat	20
		PVC schlagfest	316
	Metallbearbeitung	Kupfer, Draht ziehen	400
	Entsorgung	PE in KVA	438
		PVC in KVA	316
		PP in KVA	20

Für den **Elektroschrank** und die **Steuerungselektronik** werden die gleichen Aufwendungen wie für die Anlage 30 kW Simplon bilanziert.

### Feste Teile

Der **Turm** hat eine Höhe von 30 m und wiegt ca. 15 t. Er ist aus feuerverzinktem Stahl gefertigt (ADEV 1996). Es wird angenommen, dass dieser Turm in der gleichen Bauweise wie der Turm der Simplonanlage hergestellt wurde.

Folgende spezifische Annahmen werden gemacht:

- Blechstärke 10 mm -> Oberfläche 190 m<sup>2</sup>
- Schweissnähte 115 m (3.8xTurmhöhe)

Die Oberfläche wurde zweiseitig verzinkt und mit einem Schutzanstrich versehen. Es wird mit 0.25 kg Farbe pro m<sup>2</sup> (Hagedorn 1991) und 2 Anstrichen (bilanziert als Epoxidharz) gerechnet.

Da das **Fundament** auf dem Simplon im Vergleich mit Literaturdaten grosszügig bemessen ist, werden die Bilanzwerte für Bau und Montage für den Grenchenberg übernommen.

In Ermangelung entsprechender Daten werden für die Transportaufwendungen der Baumaschinen und der Gesamtanlage (800 km Schiene und 100 km LKW 28 t) die Angaben der Simplonanlage verwendet. Der Transport der Anlagenteile wird in Kapitel 3.1.2 beschrieben.

Der Energieaufwand für die Aufstellung des Turms kann nur grob anhand der nötigen Hubarbeit abgeschätzt werden. Die gesamte Turmmasse von 15 t wird 15 m gehoben, dazu auch noch horizontal bewegt.<sup>a</sup> Daraus wird ein Stromverbrauch inkl Verlusten von 2 kWh abgeschätzt.

In Tab. 3.15 sind die gesamten Aufwendungen für „Feste Teile“ angeführt.

<sup>a</sup>  $E_{\text{pot}} = 15000 \text{ kg} \cdot 10 \text{ ms}^{-2} \cdot 15 \text{ m} = 2.25 \text{ MJ} = 0.625 \text{ kWh}$ .

Tab. 3.15 Aufwendungen für „Feste Teile“ WKA Grenchenberg 150 kW

Anlagenelement, Prozess	Datensatz	Aufwendung
<b>Turm</b>		
Material	Stahl niedriglegiert	15019 <sup>a</sup>
	Epoxidharz, flüssig ab Werk	95 <sup>b</sup>
Metallbearbeitung	Blech walzen, Stahl <sup>c</sup>	15019 kg
	Schweissen, Lichtbogen, Stahl	115 m <sup>d</sup>
	Stückverzinkung	190 m <sup>2</sup>
	Stückverzinkung, Korrektur	3800 µm
<b>Fundament</b>		
Material	Beton (ohne Armierungseisen)	23.2 m <sup>3</sup>
	Armierungsstahl	2367 kg
Landnutzung	Umwandlung, von Wiesen und Weiden	1004 m <sup>2</sup>
	Umwandlung, zu Verkehrsweg, Strasse	1000 m <sup>2 e</sup>
	Umwandlung, zu Industrieareal, bebaut	4 m <sup>2</sup>
	Nutzung, Verkehrsweg, Strasse	40000 m <sup>2</sup>
	Nutzung, Industrieareal, bebaut	160 m <sup>2</sup>
Entsorgung <sup>f</sup>	Beton, in Inertstoffdeponie	51040 kg
	Stahl, in Inertstoffdeponie	2367 kg
<b>Montage</b>		
Bau	Diesel, in Baumaschine	118 kg <sup>g</sup>
	Sprengstoff, ab Werk	10 kg
	Strom, Mittelspannung CH	2 kWh

a Zusätzlich zu den 15000 kg Stahl des Turms kommen nun noch 19 kg Stahl für die Schweissarbeiten. Diese 19 kg wurden bisher als cadmiumfreies Hartlot bilanziert.

b 0.25 kg Farbe pro m<sup>2</sup> Turmoberfläche und Anstrich (Hagedorn 1991), 2 Anstriche.

c Formungsenergie des Stahls.

d Nahtlänge: 3.8\*Turmhöhe (Aus Version 1996).

e Der Wert wird neu eingeführt (suisse-eole).

f Verbleibt im Boden, Auswirkung ähnlich einer Entsorgung in einer Inertstoffdeponie.

g Abschätzung.

## Betrieb

Da keine genauen Angaben zum Wartungsaufwand der Anlage auf dem Grenchenberg vorhanden sind, wird das Modul „Betrieb Simplon“ modifiziert verwendet. Dabei wird der Verbrauch von Getriebeöl verdoppelt.

Mit der Lebensdauer der zuvor bilanzierten Module und der Energieproduktion von 125511 kWh/a, was dem Mittel der Jahre 1997-2001 entspricht, lassen sich die Aufwendungen der gesamten Anlage pro produzierte kWh berechnen:

Die Lebensdauer der bewegten Teile beträgt 20 Jahre, pro produzierte kWh werden folglich  $1/(20 \times 125511) = 4 \cdot 10^{-7}$  Stück bewegte Teile benötigt.

Die Lebensdauer der festen Teile ist 50 Jahre, pro produzierter kWh werden  $1/(50 \times 125511) = 1.6 \cdot 10^{-7}$  Stück feste Teile benötigt.

Tab. 3.16 enthält die Bilanzierung des Betriebs sowie die Aufwendungen des Moduls „Strom, ab WKA Grenchenberg 150 kW“.

Tab. 3.16 Modul „Strom, ab WKA Grenchenberg, 150 kW“

Prozess	Modul	Aufwendung
Ölwechsel	Schmieröl, ab Werk	$6.6 \cdot 10^{-5}$ kg/kWh
Entsorgung	Altöl in SAVA	$6.6 \cdot 10^{-5}$ kg/kWh
Transport	Transport Pkw, CH	$1.6 \cdot 10^{-4}$ pkm/kWh
Nachfrage „Bewegte Teile“	Bewegte Teile	$4 \cdot 10^{-7}$ Stk/kWh
Nachfrage „Fest Teile“	Fest Teile	$1.6 \cdot 10^{-7}$ Stk/kWh

### Qualität der Daten

Für die Angaben zur 150 kW-Anlage wurden hauptsächlich die Daten aus der Version 1996 verwendet. Leider lassen sich die Grundlagen dazu (Scholzen 1991) nicht vollständig nachvollziehen und rekonstruieren. Für die Abschätzung der Unsicherheiten muss daher auf die Daten zur 800 kW-Anlage zurückgegriffen werden. Detaillierte Angaben zu den Unsicherheiten sind in Kapitel 4.2 angeführt.

### Zusammenstellung der Eingabedaten

In Tab. 3.17 sind die gesamten Eingabedaten zur Windkraftanlage Grenchenberg 150 kW dargestellt.

Tab. 3.17 Eingabedaten für die Winkraftanlage 150 kW Grenchenberg

Name	Location	Unit	wind power plant 150kW, moving parts			wind power plant 150kW, fixed parts			electricity, at wind power plant Grenchenberg 150kW		
			UncertaintyType	Standard Deviation	95% GeneralComment	UncertaintyType	Standard Deviation	95% GeneralComment	UncertaintyType	Standard Deviation	95% GeneralComment
	Location		CH			CH			CH		
	InfrastructureProcess		1			1			0		
	Unit		unit			unit			kWh		
Transformation, from pasture and meadow		m2				1004	1	1.32	1)		
Transformation, to traffic area, road network		m2				1000	1	1.32	1)		
Transformation, to industrial area, built up		m2				4	1	1.21	1)		
Occupation, traffic area, road network		m2a				40000	1	1.32	1)		
Occupation, industrial area, built up		m2a				160	1	1.21	1)		
Energy, kinetic, flow, in wind		MJ								14.4	1 1.3 4)
electricity, medium voltage, at grid	CH	kWh	2.0	1	2	1)	2	1	2	1)	
electricity, medium voltage, production UCTE, at grid	UCTE	kWh	3985	1	2	1)					
aluminium, primary, at plant	RER	kg	70.6	1	1.21	1)					
cast iron, at plant	RER	kg	1286	1	1.32	1)					
chromium steel 18/8, at plant	RER	kg	3534	1	1.32	1)					
concrete, normal, at plant	CH	m3				23.2	1	1.32	1)		
copper, at regional storage	RER	kg	484	1	3.3	1)					
diesel, burned in building machine	GLO	MJ				5066	1	1.65	1)		
epoxy resin, liquid, at plant	RER	kg				95	1	1.32	1)		
explosives, tovox, at plant	CH	kg				10	1	1.3	1)		
glass fibre reinforced plastic, polyamide, injection moulding, at plant	RER	kg	2788	1	1.21	1)					
lead, at regional storage	RER	kg	0.5	1	1.15	1)					
lubricating oil, at plant	RER	kg	57	1	1.15	1)				6.6E-05	1 1.65 1)
polyethylene, HDPE, granulate, at plant	RER	kg	465	1	3.3	1)					
polypropylene, granulate, at plant	RER	kg	20	1	3.3	1)					
polyvinylchloride, bulk polymerised, at plant	RER	kg	322	1	3.3	1)					
reinforcing steel, at plant	RER	kg				2367	1	1.21	1)		
steel, low-alloyed, at plant	RER	kg	298	1	1.15	1)	15019	1	1.21	1)	
synthetic rubber, at plant	RER	kg	15	1	1.65	1)					
tin, at regional storage	RER	kg	0.5	1	1.15	1)					
section bar rolling, steel	RER	kg	1683	1	1.32	1)					
sheet rolling, aluminium	RER	kg	70.6	1	1.21	1)					
sheet rolling, chromium steel	RER	kg	3534	1	1.32	1)					
sheet rolling, steel	RER	kg				15019	1	1.21	1)		
welding, arc, steel	RER	m				115	1	1.32	1)		
wire drawing, copper	RER	kg	481	1	3.3	1)					
zinc coating, pieces	RER	m2				190	1	1.3	1)		
zinc coating, pieces, adjustment per um	RER	m2				3800	1	1.3	1)		
transport, passenger car	CH	pkm								1.6E-04	1 2.2 1)
transport, lorry 28t	CH	tkm	9854	1	2.1	2)	20980	1	2.1	2)	
transport, freight, rail	CH	tkm	4132	1	2.1	2)	10502	1	2.1	2)	
disposal, plastics, mixture, 15.3% water, to municipal incineration	CH	kg	991	1	1.3	3)					
disposal, glass, 0% water, to municipal incineration	CH	kg	1812	1	1.3	3)					
disposal, used mineral oil, 10% water, to hazardous waste incineration	CH	kg	57	1	1.15	1)				6.6E-05	1 1.76 1)
disposal, polyethylene, 0.4% water, to municipal incineration	CH	kg	465	1	3.3	1)					
disposal, polypropylene, 15.9% water, to municipal incineration	CH	kg	40	1	3.3	1)					
disposal, polyvinylchloride, 0.2% water, to municipal incineration	CH	kg	322	1	3.3	1)					
wind power plant 150kW, moving parts	CH	unit								4.0E-07	1 1.1 1)
wind power plant 150kW, fixed parts	CH	unit								1.6E-07	1 1.1 1)

\* Bilanziert nach „low population density“.

- 1) Eigene Annahmen und Extrapolationen; 2) Standard für Transporte; 3) Unsicherheit in der Masse und Zusammensetzung; 4) Eigene Annahme, basierend auf dem Schwankungsbereich der Umwandlungswirkungsgrade

### 3.2.3 Windkraftanlage 600 kW

#### Beschreibung der Anlage

Die N43/600 ist ein ausgereiftes Serienprodukt, das bis 2001 475 mal weltweit installiert wurde. Die Anlage ist für alle Klimazonen geeignet. Da der Stahlrohrturm steif konstruiert ist, ist die Anlage sehr zuverlässig. Sie weist sehr geringe Schallemissionen auf, da Generator, Getriebe und viele andere Bauteile so befestigt sind, dass Schwingungen nicht übertragen werden können oder gedämpft werden. So werden Geräusche sofort am Entstehungsort reduziert. Die Anlage ist stall-geregelt, d.h. die Leistungsbegrenzung erfolgt durch Strömungsabriss. Weitere technische Informationen sind aus Tab. 3.18 zu entnehmen.

Tab. 3.18 Charakterisierung der Windkraftanlage 600 kW (Nordex 2001)

Auslegung	Einschaltgeschwindigkeit	3-4 m/s
	Nenngeschwindigkeit	13.5 m/s
	Abschaltgeschwindigkeit	25 m/s
	Nennleistung	645/ 125 kW
Rotor	Durchmesser	43 m
	Anzahl der Blätter	3
	Nennzahl	27.2/18.1 U/min.
	Anordnung zum Turm	luvseitig
Rotorblatt	Länge	19.1 m
	Material	GFK
	Masse (inkl Extender)	3.26 t pro Blatt
Windrichtungsnachführung	Aktiv, elektrisch	
Getriebe	Dreistufiges Planeten-Stirnradgetriebe	
Übersetzungsverhältnis	1:55.39	
Generator	Polumschaltbarer Asynchrongenerator	
	Nennspannung	690 V
	Nennfrequenz	50/60 Hz
Turm	Bauart	Stahlrohrmast
	Material	S235 JRG2, S355 L2G3
	Höhe	40 m
	Masse	33800 kg
Weitere Massen	Rotor	13980 kg <sup>a</sup>
	Gondel	21400 kg
	Netzanschluss und Elektroschrank	22048 kg
	Fundament	191200 kg

a Summe der einzelnen Komponenten (Blätter, Nabe, Extender).

#### Bewegte Teile

Die Blätter des **Rotors** werden aus hochwertigem glasfaserverstärktem Kunststoff (GFK) gefertigt. Die Blattspitzen lassen sich in axialer Richtung um 85° drehen und wirken in dieser Position als aerodynamische Bremse. In der Blattspitze befindet sich ein Blitzschutzsystem mit einer Fangelektrode, die den Blitz zur Nabe hin ableitet.

Tab. 3.19 gibt Auskunft über die verwendeten Module und die bilanzierten Gewichte der bewegten Teile.

Der Energieaufwand für das Zusammensetzen der Einzelteile kann lediglich grob abgeschätzt werden, da keine spezifischen Informationen vorliegen. Analog zur Windkraftanlage 30 kW wird ein



Stromverbrauch von 0.5 kWh/kg angenommen. Bei einer Masse von etwa 35 t ergibt sich damit ein Verbrauch von 17500 kWh. Der Energieaufwand für die Endmontage der bewegten Teile lässt sich wiederum nur aus der potentiellen Energie abschätzen.<sup>a</sup> Inklusive Verlusten und Horizontalbewegungen wird ein Stromverbrauch von 10 kWh bilanziert.

Tab. 3.19 Aufwendungen für „Bewegte Teile“ WKA 600 kW

Anlagenelement, Prozess		Datensatz	Aufwendung [kg]
<b>Rotor</b>	Blätter	Glasfaserverstärkte Kunststoffe	5880 <sup>b</sup>
	Extender	Chromstahl	3900
	Nabe	Gusseisen	4200
	Entsorgung	Kunststoff, in KVA	2058
		Glas, in KVA	3822
<b>Gondel</b>			
Mechanik	Achse	Stahl niedriglegiert	1800
		Hauptlager	Chromstahl
	Getriebe	Gusseisen	251 <sup>c</sup>
		Gusseisen	2000 <sup>d</sup>
		Chromstahl	2000
	Generator	Gummi	100 <sup>e</sup>
		Gusseisen	816 <sup>f</sup>
		Chromstahl	2142
		Aluminium 0% rec	204
	Mechanische Bremse	Kupfer	238
Chromstahl		150 <sup>g</sup>	
Haube	Rahmen	Chromstahl	8337 <sup>h</sup>
	Verkleidung	Glasfaserverstärkte Kunststoffe	1261 <sup>i</sup>
	Entsorgung	Kunststoff, in KVA	441
		Glas, in KVA	820
Windnachführung	Kugellager	Stahl niedriglegiert	850 <sup>j</sup>
	Antrieb	Chromstahl	300
	Bremse	Chromstahl	200
Hydraulik		Chromstahl	500
		Schmieröl, ab Werk	50.4 <sup>k</sup>
	Entsorgung	Altöl in SAVA	50.4
<b>Metallbearbeitung</b>		Kupfer, Draht ziehen	238
		Aluminium, Blech walzen	204
		Chromstahl, Blech walzen	17780
		Stahl, Profil walzen	9917
<b>Endmontage</b>		Strom, Mittelspannung UCTE	17500 kWh
		Strom, Mittelspannung CH	10 kWh

b Gewichtsangaben aus (Nordex 2001)..

c Gesamtgewicht aus (Nordex 2001), Abschätzung der Aufteilung in Materialien (50% Gusseisen und Stahl hochwertig, Materialien aus (Nordex 2001)).

d Gesamtgewicht aus (Nordex 2001), Aufteilung: Abschätzung.

e Abschätzung der Masse der Ultragummibuchsen, auf denen das Getriebe gelagert ist.

f Gesamtmasse Generator aus (Nordex 2001), Aufteilung (ABB 1991).

g Abschätzung.

h Berechnung: Totalgewicht Gondel (Nordex 2001) - alle in der Gondel enthaltenen Teile.

i 0.5% des Totalgewichts (inkl. Fundament) der Anlage, (Telefonat mit M.Lenzen, 17.6.02).

j Abschätzung.

k Ölmenge (Nordex 2001).

<sup>a</sup>  $E_{\text{pot}} = 35000 \text{ kg} \cdot 10 \text{ ms}^{-2} \cdot 45 \text{ m} = 15.75 \text{ MJ} = 4.375 \text{ kWh}$ .

Für die Aufwendungen an Kupfer und Kunststoffen für die **Netzverbindung** werden unter Berücksichtigung der Turmhöhe von 40 m statt 50 m die gleichen Werte wie für die 800 kW-Anlage angenommen, da keine zugehörigen Informationen verfügbar waren. Die Aufwendungen sind in Tab. 3.20 dargestellt.

Der **Elektroschrank** und die **Elektronikteile** werden wie für die Anlagen Simplon und Grenchenberg bilanziert.

Tab. 3.20 Aufwendungen Netzanschluss WKA 600 kW

Anlagenteil, Prozess		Modul	Aufwendung [kg]
Netzanschluss <sup>a</sup>	Material	Kupfer	1057
		HDPE-Granulat	576
		PP-Granulat	20
		PVC schlagfest	415
	Metallbearbeitung	Kupfer, Draht ziehen	1057
	Entsorgung	PE in KVA	576
		PVC in KVA	415
		PP in KVA	20

a In Version 1996 ist die Summe des Plastiks 361 kg (PP+PE+PVC), hier wird in Ermangelung der genauen Einzelmassen die Summe von 397 kg verwendet.

### Feste Teile

Für die **Turmoberfläche** werden 576 m<sup>2</sup> angenommen, was 4/5 der Oberfläche des Turms der 800 kW-Anlage entspricht (Turm 600 kW: 40 m, Turm 800 kW: 50 m).

Für den Transport der **Fundementsmaterialien** werden die Standardtransportdistanzen für die Schweiz verwendet.

Bei der **Montage** hängt die Verankerung des Turms von den Bodenverhältnissen ab, am wahrscheinlichsten ist die Verankerung mittels Doppelflanschen und Ankerbolzen. Die Arbeiten und Aufwendungen für Vorbereitung des Geländes sowie des Aushubs werden nicht bilanziert.

Der Transport der Baumaschinen wird mit 80 km Hin- und Rückweg abgeschätzt, wobei 4 Maschinen à 10 t transportiert werden. Zusätzlich wird eine Baumaschine mit 20 t über 80 km transportiert. Für die Transporte der Anlage vom Hersteller zum Standort wird eine Strecke von 800 km Schiene und 100 km LKW 28t angenommen.

Der Energieaufwand für die Aufstellung des Turms kann nur grob anhand der nötigen Hubarbeit abgeschätzt werden. Die gesamte Turmmasse von 34 t wird 20 m gehoben, dazu auch noch horizontal bewegt.<sup>a</sup> Daraus wird inkl. Verlusten ein Stromverbrauch etwa 5 kWh abgeschätzt.

Tab. 3.21 gibt Auskunft über die Bilanzierung der „Feste Teile“.

<sup>a</sup>  $E_{pot} = 34000 \text{ kg} \cdot 10 \text{ ms}^{-2} \cdot 20 \text{ m} = 2.25 \text{ MJ} = 1.9 \text{ kWh}$ .

Tab. 3.21 Aufwendungen für „Feste Teile“ WKA 600 kW

Anlagenelement, Prozess	Modul	Aufwendungen
<b>Turm</b>		
	Stahl niedriglegiert	38900 kg <sup>a</sup>
	Epoxidharz, flüssig ab Werk	144 kg <sup>b</sup>
Metallbearbeitung	Blech walzen, Stahl <sup>c</sup>	38900 kg
	Schweissen, Lichtbogen, Stahl	152 m <sup>d</sup>
<b>Fundament</b>		
	Beton (ohne Armierungseisen)	81.8 m <sup>3e</sup>
	Armierungsstahl	11200 kg
Transporte	Transport LKW 28t, CH	3600 tkm <sup>f</sup>
	Betrieb LKW 28t, leer, CH	129 vkm
Landnutzung	Umwandlung, von Wiesen und Weiden	1091 m <sup>2g</sup>
	Umwandlung, zu Verkehrsweg, Strasse	1000 m <sup>2h</sup>
	Umwandlung, zu Industrieareal, bebaut	91 m <sup>2</sup>
	Nutzung, Verkehrsweg, Strasse	40000 m <sup>2a</sup>
	Nutzung, Industrieareal, bebaut	3640 m <sup>2a</sup>
Entsorgung <sup>i</sup>	Beton, in Inertstoffdeponie	197690 kg
	Stahl, in Inertstoffdeponie	11200 kg
<b>Montage</b>		
Bau	Diesel, in Baumaschine	600 kg <sup>j</sup>
	Strom, Mittelspannung CH	5 kWh

a Gewicht Turm: 33800 kg, zusätzlich 15% für Einbauten und Wartungsplattformen (Nordex 2001) plus 30 kg für Schweissarbeiten (als Lot) (Abschätzung).

b 0.25 kg Farbe pro m<sup>2</sup> Turmoberfläche und Anstrich (Hagedorn 1991), 1 Anstrich (Nordex 2001).

c Formungsenergie des Stahls.

d Nahtlänge: 3.8\*Turmhöhe (Aus Version 1996).

e 4500 kg Beton/ Meter Turmhöhe, 280 kg Armierungseisen/ Meter Turmhöhe (Steinemann D., 29.11.2001, ABB Energie Services Schweiz, Telefonat zum Thema Bilanzierung von Windkraftanlagen).

f Nur Beton.

g Fundamentsfläche: 6/8 der 800 kW-Fläche, Zuwegung identisch mit 800 kW.

h Zufahrtswege: 1000 m<sup>2</sup>, [www.suisse-eole.ch](http://www.suisse-eole.ch).

i Verbleibt im Boden, Auswirkung ähnlich einer Entsorgung in einer Inertstoffdeponie.

j Menge auf Basis des Gesamtgewichts von Simplon hochgerechnet.

## Betrieb

Die Produktion der Anlage wird auf Basis der Betriebsdaten des Windparks auf dem Mt.Crosin abgeschätzt. Dort werden seit 2001 drei Windkraftanlagen mit einer Leistung von 600 kW, eine Anlage mit 660 kW und zwei Anlagen mit 800 kW betrieben. Für das Jahr 2002 ist eine Stromproduktion von 5162 GWh dokumentiert, woraus sich ein Kapazitätsfaktor von 14% ergibt.<sup>a</sup> Da die Produktion für die einzelnen Turbinen nicht getrennt angegeben ist, kann zwischen der 600 kW-Klasse und der 850 kW-Anlage nicht unterschieden werden.

Mit diesem Kapazitätsfaktor ergibt sich für die Windkraftanlage 600 kW eine jährliche Stromproduktion von etwa 736 MWh. Die von der Firma Nordex berechnete Produktion der Anlage (40 m Nabenhöhe) beläuft sich bei einer durchschnittlichen jährlichen Windgeschwindigkeit von 4.5 m/s (10 m Höhe) auf 871 MWh/a, bei 5 m/s (10 m Höhe) auf 1154 MWh/a. Diese Werte sind aber im Praxisbetrieb anscheinend nicht zu erreichen, auch wenn die Windgeschwindigkeiten in diesem Bereich liegen. In dieser Studie sollen aber die realen Verhältnisse erfasst werden.

<sup>a</sup> Informationen unter <http://www.juvent.ch/about.htm> im Juli 2003 bezogen.

Im Betrieb wird das Getriebeöl alle zwei Jahre gewechselt, 85 l (Nordex, 2001) mit einer Dichte von 0.84 kg/l.

Mit der Lebensdauer der zuvor bilanzierten Module und der jährlichen Energieproduktion lassen sich die Aufwendungen der gesamten Anlage pro produzierte kWh berechnen:

Die Lebensdauer der bewegten Teile beträgt 20 Jahre, pro produzierte kWh werden folglich  $1/(20 \times 736000) = 6.79 \cdot 10^{-8}$  Stück „Bewegte Teile“ benötigt.

Die Lebensdauer der festen Teile ist 40 Jahre, pro produzierte kWh werden  $1/(40 \times 736000) = 3.40 \cdot 10^{-8}$  Stück „Feste Teile“ benötigt.

Tab. 3.22 bilanziert den Betrieb und zeigt die Aufwendungen des Moduls „Strom, ab WKA 600 kW“ auf.

Tab. 3.22 Modul „Strom, ab WKA 600 kW“

Prozess	Modul	Aufwendung
Ölwechsel	Schmieröl, ab Werk	$4.9 \cdot 10^{-5}$ kg/kWh <sup>a</sup>
Entsorgung	Altöl in SAVA	$4.9 \cdot 10^{-5}$ kg/kWh
Transport	Transport Pkw, CH	$2.7 \cdot 10^{-5}$ pkm/kWh
Nachfrage „Bewegte Teile“	„Bewegte Teile“	$6.39 \cdot 10^{-8}$ Stk/kWh
Nachfrage „Feste Teile“	„Feste Teile“	$3.40 \cdot 10^{-8}$ Stk/kWh

a (Nordex 2001)

### Qualität der Daten

Die Angaben in den Informationsquellen zur 600 kW-Anlage sind zum Grossteil von ausreichender Genauigkeit und Detailliertheit. Wo Angaben fehlen, wurden diese auf Basis der im folgenden Kapitel bilanzierten 800 kW-Anlage ergänzt. Detaillierte Angaben zu den Unsicherheiten sind in Kapitel 4.2 angeführt.

### Zusammenstellung der Eingabedaten

Tab. 3.23 zeigt die gesamten Eingabedaten für die Windkraftanlage 600 kW.

Tab. 3.23 Eingabedaten für die Windkraftanlage 600 kW

Name	Location	Unit	wind power plant 600kW, moving parts			wind power plant 600kW, fixed parts			electricity at wind power plant 600kW		
			Uncertainty Type	Standard Deviation	95% GeneralComment	Uncertainty Type	Standard Deviation	95% GeneralComment	Uncertainty Type	Standard Deviation	95% GeneralComment
	Location		CH			CH			CH		
	InfrastructureProcess		1			1			0		
	Unit		unit			unit			kWh		
Transformation, from pasture and meadow		m2				1091	1	1.2	1)		
Transformation, to traffic area, road network		m2				1000	1	1.2	6)		
Transformation, to industrial area, built up		m2				91	1	1.1	7)		
Occupation, traffic area, road network		m2a				40000	1	1.2	6)		
Occupation, industrial area, built up		m2a				3640	1	1.1	7)		
Energy, kinetic, flow, in wind		MJ								14.4	1 1.3 4)
electricity, medium voltage, at grid	CH	kWh	10	1	2	1)	5	1	2	1)	
electricity, medium voltage, production UCTE, at grid	UCTE	kWh	17500	1	2	1)					
aluminium, primary, at plant	RER	kg	204	1	1.1	1)					
cast iron, at plant	RER	kg	7267	1	1.2	1)					
chromium steel 18/8, at plant	RER	kg	17780	1	1.2	1)					
concrete, normal, at plant	CH	m3				81.7	1	1.2	7)		
copper, at regional storage	RER	kg	1302	1	3	1)					
diesel, burned in building machine	GLO	MJ				25759	1	1.5	1)		
epoxy resin, liquid, at plant	RER	kg				144	1	1.2	6)		
glass fibre reinforced plastic, polyamide, injection moulding, at plant	RER	kg	7141	1	1.1	1)					
lead, at regional storage	RER	kg	0.5	1	1.05	5)					
lubricating oil, at plant	RER	kg	50.4	1	1.05	1)				4.90E-05	1 1.5 1)
polyethylene, HDPE, granulate, at plant	RER	kg	603	1	3	1)					
polypropylene, granulate, at plant	RER	kg	20	1	3	1)					
polyvinylchloride, bulk polymerised, at plant	RER	kg	421	1	3	1)					
reinforcing steel, at plant	RER	kg				11200	1	1.1	7)		
steel, low-alloyed, at plant	RER	kg	2713	1	1.05	5)	38900	1	1.1	1)	
synthetic rubber, at plant	RER	kg	100	1	1.5	1)					
tin, at regional storage	RER	kg	0.5	1	1.05	5)					
section bar rolling, steel	RER	kg	9917	1	1.2	1)					
sheet rolling, aluminium	RER	kg	204	1	1.1	1)					
sheet rolling, chromium steel	RER	kg	17780	1	1.2	1)					
sheet rolling, steel	RER	kg				38900	1	1.1	1)		
welding, arc, steel	RER	m				152	1	1.2	6)		
wire drawing, copper	RER	kg	1302	1	3	1)					
transport, passenger car	CH	pkm								2.70E-05	1 2 2)
transport, lorry 28t	CH	tkm	5723	1	2.1	2)	16274	1	2.1	2)	
transport, freight, rail	CH	tkm	49248	1	2.1	2)	70287	1	2.1	2)	
disposal, plastics, mixture, 15.3% water, to municipal incineration	CH	kg	2599	1	1.2	3)					
disposal, glass, 0% water, to municipal incineration	CH	kg	4642	1	1.2	3)					
disposal, used mineral oil, 10% water, to hazardous waste incineration	CH	kg	50.4	1	1.05	1)				4.90E-05	1 1.6 1)
disposal, polyethylene, 0.4% water, to municipal incineration	CH	kg	576	1	3	1)					
disposal, polypropylene, 15.9% water, to municipal incineration	CH	kg	20	1	3	1)					
disposal, polyvinylchloride, 0.2% water, to municipal incineration	CH	kg	415	1	3	1)					
wind power plant 600kW, moving parts	CH	unit								6.39E-08	1 1.1 1)
wind power plant 600kW, fixed parts	CH	unit								3.40E-08	1 1.1 1)

\* Bilanziert nach „low population density“.

- 1) Eigene Annahmen und Extrapolationen; 2) Standard für Transporte; 3) Unsicherheit in der Masse und Zusammensetzung; 4) Eigene Annahme, basierend auf dem Schwankungsbereich der Umwandlungswirkungsgrade; 5) Standard für Metalle; 6) Literaturwert; 7) Expertenschätzung

### 3.2.4 Windkraftanlage 800 kW

#### Beschreibung der Anlage

Aufgrund der guten Erfahrungen mit anderen, grossen Windkraftanlagen wurde die optimierte N50/800 kW-Anlage (Nordex 2001) entwickelt. Bisher wurden 71 Anlagen dieses Typs installiert. Diese Windturbine wird für die Bilanzierung der 800 kW-Klasse in dieser Studie verwendet.

Die Anlage ist auf eine Einschaltwindgeschwindigkeit von 3-4 m/s, eine Nenngeschwindigkeit von 15 m/s und eine Abschaltgeschwindigkeit von 28 m/s ausgelegt (vgl. Fig. 3.2 (Nordex 2002)). Die Anlage ist stall-geregelt, d.h. die Leistungsbegrenzung erfolgt durch Strömungsabriss. Weitere technische Angaben zur Anlage befinden sich in Tab. 3.24. Fig. 3.2 zeigt die ideale Leistungskurve der Anlage.

Tab. 3.24 Charakterisierung der Windkraftanlage 800 kW <sup>a</sup>

Auslegung	Einschaltgeschwindigkeit	3-4 m/s
	Nenngeschwindigkeit	15 m/s
	Abschaltgeschwindigkeit	28 m/s (3-Sekunden Wert)
Rotor	Nennleistung	800/200 kW
	Durchmesser	50 m
	Anzahl der Blätter	3
	Nennzahl	23.75/ 15.3 U/min.
Rotorblatt	Anordnung zum Turm	luvseitig
	Länge	23.3 m
	Material	GFK
Windrichtungsnachführung	Gewicht (inkl.Extender)	3830 kg pro Blatt
	Aktiv, elektrisch	
Getriebe	dreistufiges Planeten-Stirnradgetriebe	
Übersetzung	1:63.3	
Generator	Polumschaltbarer Asynchrongenerator mit Kurzschlussläufer	
	Nennspannung	690 V
	Nennfrequenz	50 Hz
Turm	Nennstrom	752/ 200 A
	Bauart	Konischer Stahlrohrmast
	Material	S235 JRG2 oder S355 J2G3
Massen	Höhe	50 m
	Rotor	14700 kg
	Gondel	20200 kg
	Netzanschluss und Elektroschrank	28260 kg
	Turm	69735 kg
	Fundament	238400 kg

<sup>a</sup> (Nordex 2001b, 2002)

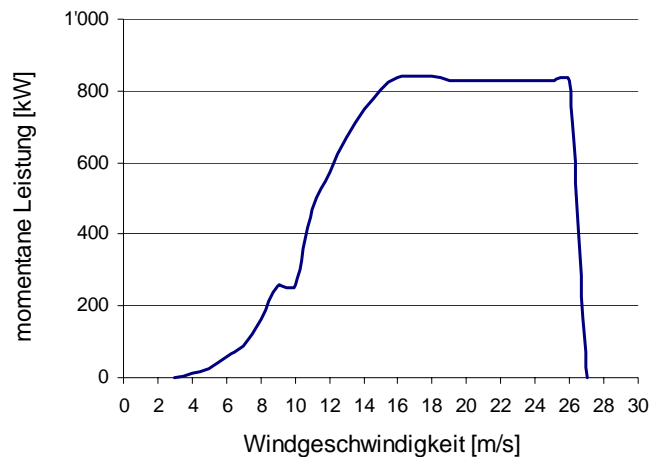


Fig. 3.2 Leistungskurve WKA 800 kW

### Bewegt Teile

Der **Rotor** wird mit einer neuen Herstellungsmethode (VARIM) hergestellt. Er besteht aus drei Blättern mit Extendern und einer Nabe. Die um  $85^\circ$  drehbaren Blattspitzen wirken auch als aerodynamische Bremse und enthalten ein Blitzschutzsystem (Nordex 2001).

Tab. 3.25 listet die Aufwendungen der bewegten Teile auf.

Der Energieaufwand für das Zusammensetzen der Einzelteile kann lediglich grob abgeschätzt werden, da keine spezifischen Informationen vorliegen. Analog zur Windkraftanlage 30 kW wird ein Stromverbrauch von 0.5 kWh/kg angenommen. Damit ergibt sich bei einer Masse von Rotor und Gondel von etwa 35 t ein Verbrauch von 17500 kWh. Die nötige Energie zur Endmontage kann wiederum lediglich aus der potentiellen Energie abgeschätzt werden.<sup>a</sup> Aufgrund der notwendigen potentiellen Energie von 5.3 kWh wird ein Stromverbrauch inkl. Horizontalbewegungen und Verlusten von 10 kWh bilanziert.

<sup>a</sup>  $E_{\text{pot}} = 35000 \text{ kg} \cdot 10 \text{ ms}^{-2} \cdot 55 \text{ m} = 19.25 \text{ MJ} = 5.3 \text{ kWh}$ .

Tab. 3.25 Aufwendungen für „Bewegte Teile“ WKA 800 kW

Anlagenelement, Prozess		Datensatz	Aufwendung [kg]
Rotor	Blätter	Glasfaserverstärkte Kunststoffe	8400 <sup>a</sup>
	Extender	Chromstahl	3100
	Nabe	Gusseisen	3200
	Entsorgung	Kunststoffe, in KVA	2940
Glas, in KVA		5460	
<b>Gondel</b>			
Mechanik	Achse	Stahl niedriglegiert	3100
	Hauptlager	Gusseisen	251 <sup>b</sup>
		Chromstahl	251
	Getriebe	Gusseisen	2200
		Chromstahl	2200
		Gummi	100 <sup>c</sup>
	Generator	Gusseisen	828 <sup>d</sup>
		Chromstahl	2173
		Aluminium 0% rec	207
		Kupfer	242
Mechanische Bremse	Chromstahl	150 <sup>e</sup>	
Haube	Rahmen	Chromstahl	5652 <sup>f</sup>
	Verkleidung	Glasfaserverstärkte Kunststoffe	1261 <sup>g</sup>
Windnachführung	Kugellager	Stahl niedriglegiert	585
	Antrieb	Chromstahl	300 <sup>h</sup>
	Bremse	Chromstahl	200
Hydraulik		Chromstahl	500
		Schmieröl, ab Werk	58.8
Entsorgung gesamt		Altöl in SAVA	58.8
		Kunststoffe, in KVA	541
		Glas, in KVA	820
<b>Metallbearbeitung</b>		Kupfer, Draht ziehen	242
		Aluminium, Blech walzen	207
		Chromstahl, Blech walzen	14404
		Stahl, Profil walzen	10164
<b>Endmontage</b>		Strom, Mittelspannung UCTE	17500 kWh
		Strom, Mittelspannung CH	10 kWh

a Gewichtsangaben aus (Nordex 2001b, 2002).

b Gewichtsangaben aus (Nordex 2001b, 2002). Abschätzung der Aufteilung in Materialien (50% Gusseisen und Stahl hochwertig, Materialien aus (Nordex 2001b)).

c Abschätzung der Masse der Ultragummibuchsen, auf denen das Getriebe gelagert ist, Abschätzung Aufteilung restliche Masse 50% Gusseisen und Chromstahl (Materialien aus (Nordex 2001b, 2002)).

d Gesamtmasse Generator aus (Nordex 2001b, 2002), Aufteilung prozentual wie Simplon-Generator.

e Abschätzung Gewicht und Material.

f Berechnung: Totalgewicht Gondel (Nordex 2001b,2002), alle in der Gondel enthaltenen Teile.

g 0.5% des Totalgewichts (inkl. Fundament) der Anlage, (Telefonat mit M.Lenzen, 17.6.02).

h Abschätzung Masse und Material.

Die Kupfer-Aufwendungen pro Meter der **Netzverbindung** werden aufgrund von Angaben zu den beiden am Mt.Crosin installierten 850 kW-Turbinen abgeschätzt. Die beiden Anlagen sind mit einem 550 m langen Kabel, welches einen Leiterquerschnitt von 3-50 mm<sup>2</sup> aufweist, ans Netz angebunden.<sup>a</sup> Pro Anlage ergibt sich damit eine Kupfermasse von 367 kg. Zusätzlich wird das Kabel innerhalb des Turmes bilanziert, und zwar mithilfe einer Extrapolation von den Angaben zur 2 MW Offshore-Anlage, da für die 800 kW-Anlage keine Informationen zur Verfügung standen. Es wird ein Kabelquerschnitt von 3-640 mm<sup>2</sup> angenommen, woraus sich eine Kupfermasse von ca. 850 kg ergibt. Für eine Abschätzung der Kunststoffaufwendungen werden die Angaben von der Simplon-Anlage

<sup>a</sup> Persönliche Mitteilung per email von Hr. J. Vollweider, Geschäftsführer Juvent SA, 26.4.2004.



verwendet, da zumindest das Kabel zur Netzverbindung ähnlich dimensioniert ist und keine detaillierten Informationen verfügbar waren. Es werden die gleichen PE- und PVC-Massen pro Meter Kabel bilanziert. Für den Schaltschrank (PP) wird die gleiche Masse angenommen. Die Aufwendungen sind in Tab. 3.26 dargestellt.

Der **Elektroschrank** und die **Elektronikteile** werden wie für die Anlagen Simplon und Grenchenberg bilanziert.

Tab. 3.26 Aufwendungen Netzanschluss WKA 800 kW

Anlagenteil, Prozess		Datensatz	Aufwendung [kg]
Netzanschluss	Material	Kupfer	1217
		HDPE-Granulat	594
		PP-Granulat	20
		PVC schlagfest	428
	Metallbearbeitung	Kupfer, Draht ziehen	1217
	Entsorgung	PE in KVA	594
		PVC in KVA	428
		PP in KVA	20

### Feste Teile

Der **Turm** wiegt 60300 kg zuzüglich 15% für Verkabelung und Wartungsplattformen und wird als „Stahl niedriglegiert“ bilanziert. Bei der Herstellung des Turms (Schweissen) werden die Emissionen vernachlässigt. Der Turm hat einen Durchmesser von 2.8 Metern am Boden und von 1.8 Metern am oberen Ende, er ist somit konisch geformt und hat eine Oberfläche von 2·360 m<sup>2</sup> (Innen und Aussen). Der Korrosionsschutz wird durch Sandstrahlung und anschliessende doppelte Epoxidharzbeschichtung sichergestellt.

Für den Transport der **Fundementsmaterialien** werden die Standardtransportdistanzen für die Schweiz verwendet.

Bei der **Montage** hängt die Verankerung des Turms von den Bodenverhältnissen ab, am wahrscheinlichsten ist die Verankerung mittels Doppelflanschen und Ankerbolzen (Nordex, 2001b, 2002). Flächen, die nur während der Bauarbeiten genutzt, nach deren Beendigung aber wieder renaturiert werden, sind nicht bilanziert.

Der Transport der Baumaschinen wird wie bei der 600 kW-Anlage abgeschätzt. Für die Transporte der Anlage vom Hersteller zum Standort wird eine Strecke von 800 km Schiene und 100 km LKW 28t angenommen.

Der Energieaufwand für die Aufstellung des Turms kann nur grob anhand der nötigen Hubarbeit abgeschätzt werden. Die gesamte Turmmasse von 70 t wird 25 m gehoben, dazu auch noch horizontal bewegt.<sup>a</sup> Daraus wird ein Stromverbrauch inkl. Verlusten von 10 kWh abgeschätzt.

In Tab. 3.27 sind die Aufwendungen für „Feste Teile“ zusammengestellt.

<sup>a</sup>  $E_{\text{pot}} = 70000 \text{ kg} \cdot 10 \text{ ms}^{-2} \cdot 25 \text{ m} = 17.5 \text{ MJ} = 4.8 \text{ kWh}$

Tab. 3.27 Aufwendungen für „Feste Teile“ WKA 800 kW

Anlagenelement	Datensatz	Aufwendung
<b>Turm</b>		
	Stahl niedriglegiert	69375 kg <sup>a</sup>
	Epoxidharz, flüssig ab Werk	360 kg <sup>b</sup>
Metallbearbeitung	Blech walzen, Stahl <sup>c</sup>	69375 kg
	Schweissen, Lichtbogen, Stahl	190 m <sup>d</sup>
<b>Fundament</b>		
	Beton (ohne Armierungseisen)	102 m <sup>3 e</sup>
	Armierungsstahl	14000 kg
Landnutzung	Umwandlung, von Wiesen und Weiden	1121m <sup>2 f</sup>
	Umwandlung, zu Verkehrsweg, Strasse	1000 m <sup>2 g</sup>
	Umwandlung, zu Industrieareal, bebaut	121 m <sup>2</sup>
	Nutzung, Verkehrsweg, Strasse	40000 m <sup>2 a</sup>
	Nutzung, Industrieareal, bebaut	4840 m <sup>2 a</sup>
Entsorgung <sup>h</sup>	Beton, in Inertstoffdeponie	224400 kg
	Stahl, in Inertstoffdeponie	14000 kg
<b>Montage</b>		
Bau	Diesel, in Baumaschine	650 kg <sup>i</sup>
	Strom, Mittelspannung CH	10 kWh

a Gewicht Turm: 60300 kg (Nordex 2001b,2002), zusätzlich 15% für Einbauten und Wartungsplattformen, plus 30 kg für Schweissarbeiten (als Lot).

b 0.25 kg Farbe pro m<sup>2</sup> Turmoberfläche und Anstrich (Hagedorn 1991), 2 Anstriche (Nordex 2001b, 2002).

c Formungsenergie des Stahls.

d Nahtlänge: 3.8\*Turmhöhe (aus Version 1996)

e 4500 kg Beton/Meter Turmhöhe, 280 kg Armierungseisen/Meter Turmhöhe (Steinemann D., 29.11.2001, ABB Energie Services Schweiz), Dichte Beton: 2200kg/m<sup>3</sup>.

f Fundamentsfläche: 6/8 der 800 kW-Fläche, Zufahrtswege identisch mit 800 kW.

g Fläche Zufahrtswege (suisse-eole 2002).

h Verbleibt im Boden, Auswirkung ähnlich einer Entsorgung in einer Inertstoffdeponie

i Menge auf Basis des Gesamtgewichts von Simplon hochgerechnet.

## Betrieb

Die Aufwendungen des Betriebs werden für ein Jahr bilanziert. Es werden 63 kg Öl pro Jahr gewechselt, wozu jährlich eine Fahrt von 50 pkm nötig ist.

## Abschätzung der Produktion

Seit Oktober 2001 sind auf dem Mt.Crosin zwei Windturbinen mit 850 kW Leistung installiert. Aufgrund der Produktionsdaten wird für alle Windkraftanlagen der gleiche Kapazitätsfaktor von 14% angenommen.<sup>a</sup> Eine Unterscheidung zwischenden den 4 Turbinen der 600 kW-Klasse und den 850 kW-Anlagen kann nicht vorgenommen werden, da keine Daten zur Produktion der einzelnen Turbinen verfügbar sind. Mit diesem Kapazitätsfaktor beträgt beträgt die jährliche Produktion der 800 kW-Klasse 981 MWh.

Mit der Lebensdauer der zuvor bilanzierten Module und der Energieproduktion lassen sich die Aufwendungen der gesamten Anlage pro produzierter kWh berechnen:

Die Lebensdauer der bewegten Teile beträgt 20 Jahre, pro produzierte kWh werden folglich  $1/(20 \times 981000) = 5.1 \cdot 10^{-8}$  Stück „Bewegte Teile“ benötigt.

<sup>a</sup> Informationen zur Stromproduktion unter <http://www.juvent.ch/about.htm> im Juli 2003 bezogen.

Die Lebensdauer der festen Teile ist 40 Jahre, pro produzierte kWh werden  $1/(40 \times 981000) = 2.55 \cdot 10^{-8}$  Stück „Feste Teile“ benötigt.

Tab. 3.28 bilanziert den Betrieb und gibt Auskunft über die Aufwendungen des Moduls „Strom, ab WKA 800 kW“.

Tab. 3.28 Modul „Strom, ab WKA 800 kW“

Prozess	Datensatz	Aufwendung
Ölwechsel	Schmieröl, ab Werk	$6.4 \cdot 10^{-5}$ kg <sup>a</sup>
Entsorgung	Altöl in SAVA	$6.4 \cdot 10^{-5}$ kg
Transport	Transport Pkw, CH	$5.1 \cdot 10^{-5}$ pkm /kWh <sup>b</sup>
Nachfrage „Bewegte Teile“	Bewegte Teile	$5.10 \cdot 10^{-8}$ Stk/kWh
Nachfrage „Feste Teile“	Feste Teile	$2.55 \cdot 10^{-8}$ Stk/kWh

### Qualität der Daten

Die Angaben zur 800 kW-Anlage sind die detailliertesten und in den meisten Bereichen vollständig. Wo Informationsmangel besteht, beispielsweise bei den Aufwendungen für die Netzverbindung, wurden eigene Annahmen getroffen. Die noch nicht in ausreichendem Mass vorhandene Betriebserfahrung der Anlagen in der Schweiz erlaubt noch keine endgültigen Aussagen über die jährlich produzierte Energiemenge. Die hierzu getroffenen Annahmen sind aber eher vorsichtig und führen wahrscheinlich zu einem Unterschätzen der Stromerzeugung. Detaillierte Angaben zu den Unsicherheiten sind in Kapitel 4.2 angeführt.

### Zusammenstellung der Eingabedaten

In Tab. 3.29 sind die gesamten Eingabedaten zur Windkraftanlage 800 kW zusammengefasst.

<sup>a</sup> Herstellerangabe (Nordex 2002)

<sup>b</sup> Abschätzung Weg Wartungspersonal: alle 2 Jahre 100 km (Hin- und Rückweg)

Tab. 3.29 Eingabedaten für die Windkraftanlage 800 kW

Name	Location	Unit	wind power plant 800kW, moving parts			wind power plant 800kW, fixed parts			electricity, at wind power plant 800kW					
			UncertaintyType	Standard Deviation	95%	GeneralComment	UncertaintyType	Standard Deviation	95%	GeneralComment	UncertaintyType	Standard Deviation	95%	GeneralComment
Location	Unit	CH	CH	CH	CH	CH	CH	CH	CH	CH	CH	CH	CH	
Unit	unit	unit	unit	unit	unit	unit	unit	unit	unit	unit	unit	unit	unit	
Transformation, from pasture and meadow		m2					1121	1	1.2	1)				
Transformation, to traffic area, road network		m2					1000	1	1.2	6)				
Transformation, to industrial area, built up		m2					121	1	1.1	7)				
Occupation, traffic area, road network		m2a					40000	1	1.2	6)				
Occupation, industrial area, built up		m2a					4840	1	1.1	7)				
Energy, kinetic, flow, in wind		MJ									14.4	1	1.3	4)
electricity, medium voltage, at grid	CH	kWh	10	1	2	1)	10	1	2	1)				
electricity, medium voltage, production UCTE, at grid	UCTE	kWh	17500	1	2	1)								
aluminium, primary, at plant	RER	kg	207	1	1.1	1)								
cast iron, at plant	RER	kg	6479	1	1.2	1)								
chromium steel 18/8, at plant	RER	kg	14526	1	1.2	1)								
concrete, normal, at plant	CH	m3					102	1	1.2	7)				
copper, at regional storage	RER	kg	1462	1	3	1)								
diesel, burned in building machine	GLO	MJ					27906	1	1.5	1)				
epoxy resin, liquid, at plant	RER	kg					360	1	1.2	6)				
glass fibre reinforced plastic, polyamide, injection moulding, at plant	RER	kg	9661	1	1.1	1)								
lead, at regional storage	RER	kg	0.5	1	1.05	5)								
lubricating oil, at plant	RER	kg	58.8	1	1.05	1)					6.40E-05	1	1.5	1)
polyethylene, HDPE, granulate, at plant	RER	kg	621	1	3	1)								
polypropylene, granulate, at plant	RER	kg	20	1	3	1)								
polyvinylchloride, bulk polymerised, at plant	RER	kg	434	1	3	1)								
reinforcing steel, at plant	RER	kg					14000	1	1.1	7)				
steel, low-alloyed, at plant	RER	kg	3748	1	1.05	5)	69375	1	1.1	1)				
synthetic rubber, at plant	RER	kg	100	1	1.5	1)								
tin, at regional storage	RER	kg	0.5	1	1.05	5)								
section bar rolling, steel	RER	kg	10164	1	1.2	1)								
sheet rolling, aluminium	RER	kg	207	1	1.1	1)								
sheet rolling, chromium steel	RER	kg	14404	1	1.2	1)								
sheet rolling, steel	RER	kg					69375	1	1.1	1)				
welding, arc, steel	RER	m					190	1	1.2	6)				
wire drawing, copper	RER	kg	1459	1	3	1)								
transport, passenger car	CH	pkm									5.10E-05	1	2	2)
transport, lorry 28t	CH	tkm	5707	1	2.1	2)	22253	1	2.1	2)				
transport, freight, rail	CH	tkm	47828	1	2.1	2)	117006	1	2.1	2)				
disposal, plastics, mixture, 15.3% water, to municipal incineration	CH	kg	3481	1	1.2	3)								
disposal, glass, 0% water, to municipal incineration	CH	kg	6280	1	1.2	3)								
disposal, used mineral oil, 10% water, to hazardous waste incineration	CH	kg	58.8	1	1.05	1)					6.40E-05	1	1.6	1)
disposal, polyethylene, 0.4% water, to municipal incineration	CH	kg	621	1	3	1)								
disposal, polypropylene, 15.9% water, to municipal incineration	CH	kg	20	1	3	1)								
disposal, polyvinylchloride, 0.2% water, to municipal incineration	CH	kg	434	1	3	1)								
wind power plant 800kW, moving parts	CH	unit									5.10E-08	1	1.1	1)
wind power plant 800kW, fixed parts	CH	unit									2.55E-08	1	1.1	1)

\* Bilanziert nach „low population density“.

1) Eigene Annahmen und Extrapolationen; 2) Standard für Transporte; 3) Unsicherheit in der Masse und Zusammensetzung; 4) Eigene Annahme, basierend auf Schwankungsbereich der Umwandlungswirkungsgrade; 5) Standard für Metalle; 6) Literaturwert; 7) Expertenschätzung.

### 3.2.5 Schweizerischer Wind-Mix

Aus den vier bisher bilanzierten Windkraftanlagen wird ein Modul für den schweizerischen Wind-Mix erstellt. Als Grundlage für die Zusammensetzung einer durchschnittlichen schweizerischen Kilowattstunde Windstrom dienen die Angaben aus (Meteotest 2002), (Energie2000) und (Juvent 2003). Dort sind die Jahresproduktion der einzelnen Windkraftanlagen (Mt.Crosin und

Grenchenberg) und die installierte Leistung angeführt. Für Simplon wurden die Produktionsdaten aus den Ökoinventaren 1996 verwendet. Der Grossteil der Elektrizität wird vom Windpark am Mt. Crosin geliefert, wo seit Oktober 2001 insgesamt sechs Windkraftanlagen installiert sind: drei Anlagen mit 600 kW, eine Anlage mit 660 kW und zwei Anlagen mit 850 kW installiert sind. Im Jahr 2002 lieferten diese eine Gesamtproduktion von etwa 5162 GWh. Mitte 2002 wurde auch in der Nähe von Andermatt eine 800 kW-Anlage installiert, welche jedoch mittlerweile aufgrund technischer Probleme wieder abgebaut werden musste.

Die Festlegung der Unsicherheitsfaktoren basiert auf Schwankungen in der jährlichen Stromproduktion, welche durch unterschiedliche Windverhältnisse verursacht werden. Diese bewegen sich im Bereich von etwa 15%. Der Faktor 1.2 ist also grosszügig abgeschätzt.

Für die Verwendung des Wind-Mix im schweizerischen Strommix ergibt sich kein Unterschied, ob für Wind das Jahr 2000 oder das Jahr 2002 bilanziert wird, da der Beitrag zu vernachlässigen ist. Für die zukünftige Verwendung des Windstroms sind die Verhältnisse im Jahr 2002 jedoch repräsentativ, da die 800-kw-Anlagen eingeschlossen sind, welche im Jahr 2000 noch nicht installiert waren.

Tab. 3.30 zeigt die Eingabedaten für den schweizerischen Wind-Mix.

Tab. 3.30 Eingabedaten für den schweizerischen Wind-Mix

Name	Location	Unit	electricity, at wind power plant	UncertaintyType	Standard Deviation 95%	GeneralComment
Location			CH			
Unit			kWh			
electricity, at wind power plant Simplon 30kW	CH	kWh	0.007	1	1.2	uncertainty of yearly production
electricity, at wind power plant Grenchenberg 150kW	CH	kWh	0.023	1	1.2	uncertainty of yearly production
electricity, at wind power plant 600kW	CH	kWh	0.573	1	1.2	uncertainty of yearly production
electricity, at wind power plant 800kW	CH	kWh	0.397	1	1.2	uncertainty of yearly production

### 3.3 Anlagen für europäische Verhältnisse

Für die Abschätzung der durchschnittlichen Verhältnisse in Europa wurden zwei Windkraftanlagen bilanziert: Eine 800 kW-Anlage, Onshore und eine 2 MW-Anlage, Offshore. Die Produktion der Anlagen basiert auf der Abschätzung eines Kapazitätsfaktors für beide Anlagen: Für die 800 kW-Anlage 20%, für die 2 MW-Offshore-Anlage 30%. An Offshore-Standorten sind die Windverhältnisse besser zur Stromproduktion durch Windkraftanlagen geeignet (höhere durchschnittliche Windgeschwindigkeiten). Beide Abschätzungen sind eher tief angesetzt (konservative Schätzung), die effektiven Kapazitätsfaktoren an entsprechenden Standorten sind zum Teil höher.

Es wird auf die explizite Beschreibung der Standorte verzichtet, um die Einsatzmöglichkeiten der Module nicht zu reduzieren. So sollen beim Bilanzieren einer Anlage für einen bestimmten Standort die lokalen Windverhältnisse miteinbezogen werden können. Das lässt sich über eine Multiplikation mit dem Standort entsprechenden Kapazitätsfaktoren erreichen, da die Aufwendungen und Auswirkungen der Anlagen direkt proportional zur Produktion sind. Konkret werden die Auswirkungen (an einem Standort mit 30% Kapazitätsfaktor, Onshore) mit dem Faktor

$(20\%/30\%)=0.66$  multipliziert. Die Auswirkungen reduzieren sich also um  $1/3$  pro produzierte Energieeinheit, es wird ja auch 1.5 mal soviel produziert (bei gleichbleibenden Aufwendungen).<sup>a</sup>

### 3.3.1 Windkraftanlage 800 kW

#### Beschreibung der Anlage

Es wird die gleiche Anlage wie für die Schweiz bilanziert. Unterschiede bestehen nur bei den Transporten und bei der Stromproduktion. Die Beschreibung der Anlage ist identisch und wird nicht nochmals angeführt, die Zusammenstellungen der Aufwendungen werden nur bei Änderungen angeführt.

Für den Transport der **Fundementsmaterialien** und die **Montage** werden die Transportdistanzen für Europa verwendet. Der Transport der Baumaschinen wird wie bei der schweizerischen Anlage mit 80 km Hin- und Rückweg abgeschätzt. Für den Transport der Anlage vom Hersteller zum Standort werden 100 km LKW 32 t angenommen. Für den Transport der Anlage vom Hersteller zum Standort werden 300 km Bahn angenommen.

Tab. 3.31 gibt Auskunft über die Änderungen der Aufwendungen für „Feste Teile“ im Vergleich zu den Aufwendungen für „Feste Teile“ der WKA 800 kW für schweizerische Verhältnisse.

Tab. 3.31 Unterschiede in den Aufwendungen für „Feste Teile“ WKA 800 kW Europa

Anlageteil, Prozess	Datensatz	Aufwendung
<b>Fundament</b>		
	Beton (ohne Armierungseisen)	102 m <sup>3</sup> <sup>a</sup>
	Armierungseisen	14000 kg
Landnutzung	Umwandlung, von Wiesen und Weiden	1121m <sup>2</sup>
	Umwandlung, zu Verkehrsweg, Strasse	1000 m <sup>2</sup>
	Umwandlung, zu Industrieareal, bebaut	121 m <sup>2</sup>
	Nutzung, Verkehrsweg, Strasse	40000 m <sup>2</sup> a
	Nutzung, Industrieareal, bebaut	4840 m <sup>2</sup> a
Entsorgung <sup>b</sup>	Beton, in Inertstoffdeponie	224400 kg
	Stahl, in Inertstoffdeponie	14000 kg
<b>Montage</b>		
Bau	Diesel, in Baumaschine	650 kg

<sup>a</sup> 4500kg Beton/Meter Turmhöhe, 280 kg Armierungseisen/Meter Turmhöhe (Steinemann D., 29.11.2001, ABB Energie Services Schweiz, Telefonat zum Thema Bilanzierung von Windkraftanlagen), Dicht Beton: 2200 kg/m<sup>3</sup>.

<sup>b</sup> Verbleibt im Boden, Auswirkung ähnlich einer Entsorgung in einer Inertstoffdeponie.

#### Betrieb

Die Aufwendungen des Betriebs werden von der Anlage 800 kW für schweizerische Verhältnisse übernommen.

#### Abschätzung der Produktion

Für die Produktion wird ein Kapazitätsfaktor von 20% angenommen.<sup>b</sup> Dieser Faktor von 20% wurde aufgrund diverser Statistiken, welche für europäische Standorte an Land 1500 bis 2400 Voll-

<sup>a</sup> Unterschiede in den Aufwendungen siehe Kapitel 3.3.1

<sup>b</sup> J.Munksgaard, AKF Denmark, verwendet 25% für europäische Anlagen (Mailkontakt vom 14.6.2002)

laststunden pro Jahr angeben, gewählt.<sup>a</sup> Bei einem Kapazitätsfaktor von 20% produziert eine 800 kW-Anlage jährlich rund 1.4 GWh.

Mit der Lebensdauer der zuvor bilanzierten Module und der Energieproduktion (1.4 GWh/a) lassen sich die Aufwendungen der gesamten Anlage pro produzierte kWh berechnen:

Die Lebensdauer der bewegten Teile beträgt 20 Jahre, pro produzierte kWh werden folglich  $1/(20 \times 1400000) = 3.57 \cdot 10^{-8}$  Stück „Bewegte Teile“ benötigt.

Die Lebensdauer der festen Teile ist 40 Jahre, pro produzierte kWh werden  $1/(40 \times 1400000) = 1.78 \cdot 10^{-8}$  Stück „Feste Teile“ benötigt.

Tab. 3.32 bilanziert den Betrieb und gibt Auskunft über die Aufwendungen des Moduls „Strom, ab WKA 800 kW, Europa“.

Tab. 3.32 Modul „Strom, ab WKA 800 kW, Europa“

Prozess	Modul	Aufwendung
Ölwechsel	Schmieröl, ab Werk	$4.5 \cdot 10^{-5}$ kg <sup>a</sup>
Entsorgung	Altöl in SAVA	$4.5 \cdot 10^{-5}$ kg
Transport	Transport Pkw, RER	$3.57 \cdot 10^{-5}$ pkm /kWh <sup>b</sup>
Nachfrage „Bewegte Teile“	Bewegte Teile	$3.57 \cdot 10^{-8}$ Stk/kWh
Nachfrage „Feste Teile“	Feste Teile	$1.78 \cdot 10^{-8}$ Stk/kWh

a Herstellerangabe (Nordex, 2002).

b Abschätzung Weg Wartungspersonal: alle 2 Jahre 100 km (Hin- und Rückweg).

### Qualität der Daten

Hier gilt das Gleiche wie für die schweizerische 800 kW-Anlage. Im Vergleich zu anderen Quellen (siehe oben) wird der Kapazitätsfaktor eher vorsichtig abgeschätzt. Detaillierte Angaben zu den Unsicherheiten sind in Kapitel 4.2 angeführt.

### Zusammenstellung der Eingabedaten

Tab. 3.33 fasst die gesamten Eingabedaten zur Windkraftanlage 800 kW, Europa zusammen.

<sup>a</sup> Informationen von <http://www.greenpeace.org/deutschland/?page=/deutschland/fakten/energie/wind/windparks-an-land>, [http://www.vistaverde.de/news/Wirtschaft/0303/03\\_windkraft.htm](http://www.vistaverde.de/news/Wirtschaft/0303/03_windkraft.htm), [http://www.wind-energie.de/zeitschrift/neue-energie/jahr-2002/inhalte/ne-1102/nov\\_1.htm](http://www.wind-energie.de/zeitschrift/neue-energie/jahr-2002/inhalte/ne-1102/nov_1.htm), [http://www.energetik-leipzig.de/Ausg\\_1\\_03-2.html](http://www.energetik-leipzig.de/Ausg_1_03-2.html) im Juli 2003 bezogen.

Tab. 3.33 Eingabedaten für die Windkraftanlage 800 kW, Europa

Name	Location	Unit	wind power plant 800kW, moving parts			wind power plant 800kW, fixed parts			electricity, at wind power plant 800kW					
			Uncertainty Type	Standard Deviation	95%	General Comment	Uncertainty Type	Standard Deviation	95%	General Comment	Uncertainty Type	Standard Deviation	95%	General Comment
Location			RER				RER				RER			
InfrastructureProcess			1				1				0			
Unit			unit				unit				kWh			
Transformation, from pasture and meadow		m2					1121	1	1.2	1)				
Transformation, to traffic area, road network		m2					1000	1	1.2	6)				
Transformation, to industrial area, built up		m2					121	1	1.1	7)				
Occupation, traffic area, road network		m2a					40000	1	1.2	6)				
Occupation, industrial area, built up		m2a					4840	1	1.1	7)				
Energy, kinetic, flow, in wind		MJ									14.4	1	1.3	4)
electricity, medium voltage, at grid	CH	kWh	10	1	2	1)	10	1	2	1)				
electricity, medium voltage, production UCTE, at grid	UCTE	kWh	17500	1	2	1)								
aluminium, primary, at plant	RER	kg	207	1	1.1	1)								
cast iron, at plant	RER	kg	6479	1	1.2	1)								
chromium steel 18/8, at plant	RER	kg	14526	1	1.2	1)								
concrete, normal, at plant	CH	m3					102	1	1.2	7)				
copper, at regional storage	RER	kg	1462	1	3	1)								
diesel, burned in building machine	GLO	MJ					27906	1	1.5	1)				
epoxy resin, liquid, at plant	RER	kg					360	1	1.2	6)				
glass fibre reinforced plastic, polyamide, injection moulding, at plant	RER	kg	9661	1	1.1	1)								
lead, at regional storage	RER	kg	0.5	1	1.05	5)								
lubricating oil, at plant	RER	kg	58.8	1	1.05	1)					4.50E-05	1	1.5	1)
polyethylene, HDPE, granulate, at plant	RER	kg	621	1	3	1)								
polypropylene, granulate, at plant	RER	kg	20	1	3	1)								
polyvinylchloride, bulk polymerised, at plant	RER	kg	434	1	3	1)								
reinforcing steel, at plant	RER	kg					14000	1	1.1	7)				
steel, low-alloyed, at plant	RER	kg	3748	1	1.05	5)	69375	1	1.1	1)				
synthetic rubber, at plant	RER	kg	100	1	1.5	1)								
tin, at regional storage	RER	kg	0.5	1	1.05	5)								
section bar rolling, steel	RER	kg	10164	1	1.2	1)								
sheet rolling, aluminium	RER	kg	207	1	1.1	1)								
sheet rolling, chromium steel	RER	kg	14404	1	1.2	1)								
sheet rolling, steel	RER	kg					69375	1	1.1	1)				
welding, arc, steel	RER	m					190	1	1.2	6)				
wire drawing, copper	RER	kg	1462	1	3	1)								
transport, passenger car	CH	pkm									3.57E-05	1	2	2)
transport, lorry 32t	RER	tkm	7573	1	2.1	2)	33784	1	2.1	2)				
transport, freight, rail	RER	tkm	18682	1	2.1	2)	41825	1	2.1	2)				
disposal, plastics, mixture, 15.3% water, to municipal incineration	CH	kg	3481	1	1.2	3)								
disposal, glass, 0% water, to municipal incineration	CH	kg	6280	1	1.2	3)								
disposal, used mineral oil, 10% water, to hazardous waste incineration	CH	kg	58.8	1	1.05	1)					4.50E-05	1	1.6	1)
disposal, polyethylene, 0.4% water, to municipal incineration	CH	kg	621	1	3	1)								
disposal, polypropylene, 15.9% water, to municipal incineration	CH	kg	20	1	3	1)								
disposal, polyvinylchloride, 0.2% water, to municipal incineration	CH	kg	434	1	3	1)								
wind power plant 800kW, moving parts	RER	unit									3.57E-08	1	1.1	1)
wind power plant 800kW, fixed parts	RER	unit									1.78E-08	1	1.1	1)

\* Bilanziert nach „low population density“.

- 1) Eigene Annahmen und Extrapolationen; 2) Standard für Transporte; 3) Unsicherheit in der Masse und Zusammensetzung; 4) Eigene Annahme, basierend auf dem Schwankungsbereich der Umwandlungswirkungsgrade; 5) Standard für Metalle; 6) Literaturwert; 7) Expertenschätzung

### 3.3.2 Windkraftanlage 2 MW Offshore

Das Ziel der Analyse einer Offshore-Anlage ist eine grobe Bilanzierung der Aufwendungen. Die hier vorgenommene Bilanzierung beruht auf einer Reihe von Annahmen und Verallgemeinerungen und kann von anderen Bilanzierungen abweichen. Das Spektrum der Abweichungen wird durch die



Angabe der Unsicherheiten in Kapitel 4 beschrieben. Die Systemgrenzen beinhalten sowohl die Anlage und ihr Fundament, den Transformator im Fuss der Anlage sowie die Netzverbindung zum Festland.

### Beschreibung der Anlage

Die Bilanzierung basiert auf einer Anlage des Windkraftparks Middelgrunden, in der Nähe von Kopenhagen, wo im Winter 2000/2001 20 Anlagen des Typs Bonus 2 MW aufgestellt wurden. In einer Distanz von 1.7 bis 3.5 km (Bonus 2001) von der Küste entfernt, sind die Windbedingungen gut zur Stromproduktion mittels Windkraft geeignet. Der Park war der zur Zeit der Errichtung grösste realisierte Offshore-Park weltweit und macht mit seinen 40 MW gut die Hälfte der bis 2001 installierten Offshore-Leistung aus. Technische Angaben zur Anlage sind in Tab. 3.34 ersichtlich.

Tab. 3.34 Charakterisierung der Anlage 2 MW Offshore<sup>a</sup>

Auslegung	Einschaltgeschwindigkeit	3 m/s
	Nenngeschwindigkeit	15 m/s
	Abschaltgeschwindigkeit	25 m/s
	Nennleistung	2000/400 kW
Gondel	Masse total	82'500 kg
Rotor	Durchmesser	76 m
	Anzahl der Blätter	3
	Nennzahl	17/11 U/min.
	Anordnung zum Turm	luvseitig
	Masse total	52'000kg
Rotorblatt	Länge	37 m
	Material	GFK
Windrichtungsnachführung	Aktiv, elektrisch	
Getriebe	Dreistufig, Planetary/ helical	
Übersetzung	1:89	
Generator	Asynchrongenerator	
	Nennspannung	690 V
	Nennfrequenz	50 Hz
Turm	Bauart	Konischer Stahlrohrmast
	Material	Stahl
	Höhe	60 m
Weitere Massen	Netzanschluss und Elektroschrank	13309 kg
	Turm	113210 kg <sup>b</sup>
	Fundament	2300000 kg <sup>c</sup>

a (Bonus 2002)

b Gewicht Turm: 98400 kg (Bonus 2002), zusätzlich 15% für Verkabelung und Wartungsplattformen, plus 50 kg für Schweissarbeiten (als Lot).

c 2000 t für Fundament und 300 t für Kiesbett (Bonus 2001).

### Bewegte Teile

Zusätzlich zum **Rotor** und zur **Gondel** wird der im Fusse der Anlage installierte **Transformator**, welcher ebenfalls eine Lebensdauer von 20 Jahren aufweist, in die Bilanz aufgenommen. Der Transformator gibt Strom mit einer Spannung von 30 kV ab. Der Transformator der Anlage hat einen Output von 1.2 MVA. Für dessen Bilanzierung wurden Informationen über einen Transformator aus den Ökoinventaren 1996 verwendet, der einen Output von <2.5 MVA hat. Deshalb wird für die Unsicherheit des Transformators 1.5 (SDg<sup>2</sup>) angenommen.

Für die **Elektronik** der Anlage wird der für die 800 kW-Anlage bilanzierter Elektronikschrank verwendet (ist nicht in Tab. 3.35 enthalten, vgl. Tab. 3.9).

Der Energieaufwand für das Zusammensetzen der Einzelteile kann lediglich grob abgeschätzt werden, da keine spezifischen Informationen vorliegen. Analog zur Windkraftanlage 30 kW wird ein Stromverbrauch von 0.5 kWh/kg angenommen. Damit ergibt sich bei einer Gesamtmasse von etwa 135 t ein Verbrauch von 67500 kWh. Die Kranarbeiten werden im Modul „Feste Teile“ bilanziert.

Für die bewegten Teile der Anlage werden folgende Masse bilanziert (Tab. 3.35).

**Tab. 3.35 Anlagenelemente für „Bewegte Teile“ WKA 2 MW Offshore**

Anlagenelement, Prozess		Datensatz	Masse [kg]
<b>Rotor</b>	Blätter	Glasfaserverstärkte Kunststoffe	29714 <sup>a</sup>
	Extender	Chromstahl	10966
	Nabe	Gusseisen	11320
	Entsorgung	Kunststoffe, in KVA	10409
		Glas, in KVA	19332
<b>Gondel <sup>b</sup></b>			
Mechanik	Achse	Stahl niedriglegiert	12661
		Hauptlager	Gusseisen
	Getriebe	Chromstahl	1025
		Gusseisen	9139
		Chromstahl	9139
	Generator <sup>c</sup>	Gummi	100
		Gusseisen	3382
		Chromstahl	8877
		Aluminium 0% Recycling	845
	Mechanische Bremse	Kupfer	986
Chromstahl		613	
Haube	Rahmen	Chromstahl	16940
	Verkleidung	Glasfaserverstärkte Kunststoffe	11294
Windnachführung	Kugellager	Stahl niedriglegiert	2389
	Antrieb	Chromstahl	1225
	Bremse	Chromstahl	816
Hydraulik		Chromstahl	2042
		Schmieröl, ab Werk	150 <sup>d</sup>
Entsorgung gesamt		Altöl in SAVA	150
		Kunststoffe, in KVA	3322
		Glas, in KVA	8027
<b>Transformer</b>		Gusseisen	1500
		Kupfer	600
		Stahl niedriglegiert	800
		Schmieröl, ab Werk	1000
	Entsorgung	Altöl in SAVA	1000
<b>Metallbearbeitung</b>		Kupfer, Draht ziehen	1586
		Aluminium, Blech walzen	845
		Chromstahl, Blech walzen	51643
		Stahl, Profil walzen	42216
<b>Endmontage</b>		Strom, Mittelspannung UCTE	67500 kWh

a Bekannt: Masse total Rotor: 52 t (Bonus 2002), Annahme der Aufteilung masseprozentuell wie 800 kW-Rotor.

b Bekannt: Masse total Gondel: 82.5 t (Bonus Anlageninformation), Aufteilung massenprozentuell wie 800 kW-Gondel.

c Aufteilung Generator prozentuell wie Simplon-Generator.

d Schätzung.

### Feste Teile

Im Gegensatz zu den zuvor bilanzierten Anlagen wird eine Lebensdauer von 20 Jahren für die festen Teile angenommen.

Der **Turm** der Anlage wiegt 98400 kg, ist 60 m hoch und hat eine Oberfläche von 1094 m<sup>2</sup> (von 800 kW, 50 m Turmhöhe hochgerechnet). Als Korrosionsschutz wird er mit einem doppelten Epoxid-Anstrich versehen.<sup>a</sup>

Die Montage wird aus dem Beispiel des Windparks Middelgrunden übernommen.

Der Bau des **Fundaments** lässt sich in 3 Phasen einteilen, die teilweise gleichzeitig ausgeführt werden:

A: Vorbereitung des Seebodens

Nachdem mittels Sonar der Untergrund vermessen ist, werden so genannte Navigationskanäle ausgehoben. Die Wassertiefe vor Ort beträgt nur 3-5 m, die Bauschiffe aber benötigen eine grössere Wassertiefe. Zum Aushub dieser Kanäle werden Luftdruckpumpen eingesetzt, der Aushub, Schlamm und Sand, wird seitlich der Kanäle abgelagert. Das ausgehobene Volumen wird mit 51300 m<sup>3</sup> abgeschätzt (Für drei Anlagen ein Kanal der Länge 3.5 km, Aushubtiefe 2 m, Breite 1.5×15 m (Fundamentdurchmesser). Mit derselben Technik werden auch die späteren Standorte der WKAs um 1-3 m abgetragen. Im nächsten Schritt tragen Taucher das etwa 0.5 m dicke und rund 300 t schwere Kiesbett auf und sichern es mit einer Fasermatte gegen Erosion. Beim abschliessenden Schritt verdichtet ein hydraulischer Plattenvibrator das Kiesbett, sodass das Kiesbett auch bei Vibrationen im Betrieb nicht instabil wird. Die Aufwendungen der Seebettvorbereitung ist in der Abschätzung des Aushubs der Navigationskanäle enthalten, wobei die Fläche der Kanäle nicht bilanziert wird, sondern nur die des Fundaments.

B: Konstruktion des Fundaments im Trockendock

Das Fundament besteht aus mit Beton ummanteltem Stahl. Als erstes wird ein rundes, der Fundamentfläche entsprechendes Netz aus Armierungseisen erstellt, auf das ein vertikaler Zylinder aus Armierungseisen aufgesetzt wird. In diesen Zylinder wird ein kleinerer Stahlblechzylinder eingesetzt, der bereits die Schraubenlöcher für Montage des Turms besitzt. Nachdem ein kleiner, seitlicher Wall gebaut ist, kann die Fundamentplatte betoniert werden. Der Beton wird mit Betonpistolen verteilt und mit Vibration entlüftet.

Nun wird mit der Arbeit am sichtbaren Teil des Fundaments begonnen, die Tulpe wird aus Armierungseisen geformt und auf die Zylinder aufgesetzt. Diese Form ist gegen Packeis unempfindlich, ein wichtiges Kriterium für den gewählten Standort. Nachdem die Tulpe mit einer geschlossenen Holzverschalung ummantelt ist, kommen wieder die Betonpistolen zum Einsatz. Zunächst wird die Tulpe selbst betoniert, anschliessend wird der innere Zylinder mit den PVC-Röhren für die Verkabelung mit Ballastbeton gefüllt. Nach dem Entfernen der Holzverschalung ist das Fundament fast fertiggestellt und die untere Turmsection kann montiert werden. Jetzt wird das Dock geflutet und als letzte Arbeit an Land noch erste elektrische Installationen vorgenommen.

C: Installation des Fundaments am Standort

Das fertige Fundament wird auf ein grosses Transportschiff gehievt. Begleitet von einem kleineren Beiboot für die Taucher, fährt die Barge durch die Navigationskanäle zum Standort der Anlage. Ein langsames Absenken und ständige Kontrolle durch Taucher ermöglichen die passgenaue Installation des Fundaments. Die vertikale Abweichung darf nicht mehr als 0.25 Grad betragen, was bei allen 20 Fundamenten eingehalten wird. Taucher füllen noch vorhandene Hohlräume im Kiesbett mit Zement. Die Lücke zwischen Rand des Fundaments und Seeboden wird unten mit Filterkies, oben mit Abdecksteinen ausgefüllt. Sobald die Montage des Fundaments abgeschlossen ist, können der Turm und die Gondel aufgesetzt werden.

Als Landnutzung wird lediglich die Grundfläche des im Meeresboden verankerten Fundaments berücksichtigt.

---

<sup>a</sup> Annahme

Die **Montage** der Anlage läuft folgendermassen ab: Nachdem die einzelnen Anlagenteile von der Herstellungstätte zum Trockendock gebracht sind, werden sie auf Transportschiffe verladen und zum Fundament gebracht. Mit grossen hydraulischen Kränen wird zunächst der Turm und anschliessend die Gondel in Position gebracht und befestigt. Abschliessend wird der Rotor montiert. Es kommen 4 Schiffe zum Einsatz: die Sara Maatje und die Orion, zwei kleinere, unterstützende Schiffe, sowie die Thir, ein Frachtkahn mit einem 180 t Kran. Sie transportiert die obere Turmsektion, die Gondel sowie den Rotor. Das vierte Schiff im Verbund ist die Muhibbah mit ihrem 550 t Windenkran. Auf ihren Seiten befinden sich acht lange Beine, die in den Grund abgesenkt werden und das Schiff stabilisieren. (Jack-up crane). Die Aufwendungen der Kranarbeiten werden mit einer Baumaschineneffizienz von 20% und einer zu überwindenden Höhe von 60 m (am Standort, ganze Anlage, ohne Fundament) abgeschätzt, das Fundament wird über 100 m horizontal und 5 m vertikal bewegt. Für die Transporte der Anlage und der Netzverbindung zur Küste werden 100 km LKW 32 t, RER, bilanziert, für den Transport der Anlage, der Netzverbindung und des Fundaments zusätzlich noch 7 km (Hin- und Rückweg) (Sorensen 2001) mit dem Datensatz „Transport Frachter Binnengewässer“.

In Tab. 3.36 sind die Aufwendungen für „Feste Teile“ bilanziert.

**Tab. 3.36 Aufwendungen für “Feste Teile“, ohne Netzverbindung, WKA 2 MW Offshore**

Anlagenelement, Prozess	Datensatz	Aufwendung
<b>Turm</b>		
Material	Stahl niedriglegiert	113210 kg <sup>a</sup>
	Epoxidharz, flüssig ab Werk	547 kg <sup>b</sup>
Metallbearbeitung	Blech walzen, Stahl <sup>c</sup>	113210 kg
	Schweissen, Lichtbogen, Stahl	228 m <sup>d</sup>
<b>Fundament</b>		
Landnutzung	Umwandlung, von Meere und Ozeane	22.5 m <sup>2</sup>
	Umwandlung, zu Industrieareal	22.5 m <sup>2</sup>
	Nutzung, Industrieareal	450 m <sup>2</sup> a
Material	Beton (ohne Armierungseisen)	873 m <sup>3</sup> <sup>e</sup>
	Armierungseisen	80000 kg
	Kies	300000 kg <sup>f</sup>
Entsorgung <sup>g</sup>	Beton, in Inertstoffdeponie	1920600 kg
	Stahl, in Inertstoffdeponie	80000 kg
<b>Montage</b>		
Aushub Transportkanal	Aushub Hydraulikbagger <sup>h</sup>	52500 m <sup>3</sup>
Kranarbeit	Diesel, in Baumaschine	876 MJ <sup>i</sup>

- a Gewicht Turm: 98400 kg (Bonus 2002), zusätzlich 15% für Verkabelung und Wartungsplattformen, plus 50 kg für Schweissarbeiten (als Lot, Masse zusätzlich noch verdoppelt, da der 60m Turm dickere Wände aufweist und somit mehr Lot/m Naht benötigt).
- b 0.25 kg Farbe pro m<sup>2</sup> Turmoberfläche und Anstrich (Hagedorn 1991).
- c Formungsenergie des Stahls.
- d Nahtlänge: 3.8\*Turmhöhe (Aus Version 1996).
- e Masse Fundament: 2000 t (Bonus 2001), Anteile Beton und Armierungseisen (Schleisner 1999).
- f (Bonus 2001).
- g Verbleibt im Boden, Auswirkung ähnlich einer Entsorgung in einer Inertstoffdeponie.
- h Für den Aushub wird dieses Modul verwendet, da kein entsprechendes für Aushub des Seebetts vorhanden ist.
- i Die Kranarbeit wird wie folgt grob abgeschätzt: Das Fundament (200 t) wird 15 Meter hochgehoben (je 5 m hoch und runter, plus 5 m als Äquivalent der horizontalen Bewegungen), die Anlage (247710 kg, ohne Netzverbindung) wird 60 m hoch gehoben. Für den Wirkungsgrad des Krans werden 20% angenommen. Vewendete Formel: potentielle Energie = Masse\*Erdbeschleunigung\*Höhendifferenz.

## Netzverbindung

Der Generator der Anlage produziert 690 V Wechselspannung, die im Transformator im Fuss des Turms auf 30 kV angehoben wird. Die Stromstärke reduziert sich dabei von 1700 A auf 39 A. Die Anlagen

werden untereinander vernetzt und an Amagermarkt angeschlossen, eine Anlage eines Elektrizitätsunternehmens auf dem Festland in der Nähe des Trockendocks.

Die Kabel werden in mit Luftdruck ausgehobenen Kabelgräben verlegt. Die Gräben zwischen den Anlagen sind rund 0,5 m tief, der Graben zum Festland ist etwa 1 m tief. Die Kabel werden vom Boot aus verlegt und schwimmen zunächst auf Luftkissen auf der Wasseroberfläche, um dann von Tauchern in die Gräben verlegt zu werden. Eine Abschätzung dieser Arbeiten ist schwierig, deshalb wird angenommen, dass sie in den Aufwendungen des Aushubs der Navigationskanäle enthalten sind.

Die Netzverbindung des Parks zum Festland wird dem Modul „Feste Teile“ zugerechnet, die Lebensdauer beträgt ebenfalls 20 Jahre. Die Netzverbindung wird auf Basis von (Bonus 2002) für den Kupferkern und (Schleisner 1999) für die eingesetzten Kunststoffe abgeschätzt. Nach (Bonus 2002) sind die einzelnen Windkraftanlagen per Kabel zu einem zentralen Punkt verbunden, von dem eine Verbindung zum Festlandstromnetz besteht. Der Abstand zwischen den einzelnen Anlagen beträgt 180 m, es wurde eine Kabellänge von 200 m angenommen, wobei der Leiterquerschnitt ebenso wie bei der Verbindung zum Festland  $3 \cdot 150 \text{ mm}^2$  beträgt. Der Anteil einer Anlage am Festlandverbindungskabel beträgt 175 m. Zusätzlich wird noch die Stromleitung innerhalb der 60 m hohen Türme der Windkraftanlagen bilanziert, deren Leiterquerschnitt  $3 \cdot 1500 \text{ mm}^2$  beträgt. Aus diesen Abschätzungen ergibt sich insgesamt eine Kupfermasse von etwa 3900 kg pro Anlage.

Nach (Schleisner 1999) wird als Füllmaterial für das Unterseekabel PEX verwendet, welches hier als PVC bilanziert wird. Die dort pro Meter eingesetzte Masse wird proportional zur Leistung (40 MW / 5 MW) mit 8 multipliziert. Blei und Stahl bilden die Ummantelung des Kabels und werden mit 2,8 multipliziert (Wurzel aus 8). Für eine Anlage ergibt sich eine effektive Kabellänge von 435 m (60 m im Turm plus 200 m zwischen den einzelnen Anlagen plus ein Anteil von 175 m an der Festlandverbindung). Da keine genaueren Angaben zur Verfügung stehen, werden für das Kabel im Turm Extrapolationen vorgenommen, mit denen berücksichtigt werden soll, dass das Kabel im Turm geringeren Schutz vor äußeren Einflüssen benötigt als das Unterseekabel. Es wird angenommen, dass die Ummantelung der drei Kupferkerne aus PVC die gleiche Dicke wie beim Unterseekabel hat, wobei jeweils zur Vereinfachung die drei Einzelleiter zu einem dickeren Kern reduziert werden. Für Stahl und Blei wird angenommen, dass deren Massen proportional zum Durchmesser der dickeren Kupferkerne zunehmen. Bei der Entsorgung des Kabels werden nur die Materialien bilanziert, wobei Stahl und Blei als recycelt angenommen werden. Die Bilanzierung der Netzanbindung ist in Tab. 3.37 dargestellt:

Tab. 3.37 Aufwendungen der Netzverbindung WKA 2 MW Offshore

Anlagenelement, Prozess	Datensatz	Aufwendung
<b>Netzverbindung</b>	Kupfer	3900 kg
	Blei	7575 kg
	Stahl niedriglegiert	8766 kg <sup>a</sup>
	PVC schlagfest	3500 kg <sup>b</sup>
Entsorgung	PVC, in KVA	3500 kg
<b>Metallbearbeitung</b>	Stahl, Blech walzen	8766 kg

a In (Schleisner 1999) als Stahl bilanziert.

b In (Schleisner 1999) als PEX bilanziert.

## Betrieb

Bei einer durchschnittlichen jährlichen Windgeschwindigkeit von 7,2 m/s auf 50 m Höhe ist eine Produktion von 89 GWh/a garantiert, eine durchschnittliche Produktion des Parks von 100 GWh/a

wird erwartet. Die Parkverfügbarkeit beträgt 93% (Sorenson 2001).<sup>a</sup> Derzeit sind Produktionsdaten aus den Jahren 2002 und 2003 verfügbar.<sup>b</sup> Im Jahr 2002 betrug die Stromproduktion etwa 104 GWh, im Jahr 2003 knapp 90 GWh. Aus diesen beiden Jahren lässt sich ein durchschnittlicher Kapazitätsfaktor von 27.4% berechnen, was ca. 2400 Volllaststunden entspricht.

Der Park liegt nur 3.5 km vor der Küste, in grösserer Distanz sind die Windverhältnisse wahrscheinlich wesentlich besser. Andere Offshore-Anlagen können Kapazitätsfaktoren von bis zu 43% erreichen.<sup>c</sup> Unter Berücksichtigung der etwas kleinere Windgeschwindigkeiten, die in der südlichen Nordsee vorherrschen, erscheint ein Kapazitätsfaktor von 30% als repräsentativ für Windkraftanlagen an europäischen Offshore-Standorten.

Wartungsarbeiten sind speziell an Offshore-Standorten sehr kosten- und zeitintensiv. Es wird nur der Getriebeölwechsel berücksichtigt. Die Flächennutzung des Betriebs wird nicht berücksichtigt, da Einschränkungen für den Schiffsverkehr nur in geringem Masse zu erwarten sind.

Mit der Lebensdauer der zuvor bilanzierten Module und der Energieproduktion (5.26 GWh/a) lassen sich die Aufwendungen der gesamten Anlage pro produzierte kWh berechnen:

Die Lebensdauer der bewegten Teile beträgt 20 Jahre, pro produzierte kWh werden folglich  $1/(20 \times 5260000) = 9.5 \cdot 10^{-9}$  Stück „Bewegte Teile“ benötigt.

Die Lebensdauer der festen Teile ist 20 Jahre (Annahme), pro produzierte kWh werden  $1/(20 \times 5260000) = 9.5 \cdot 10^{-9}$  Stück „Feste Teile“ benötigt.

Tab. 3.38 gibt Auskunft über die Bilanzierung des Betriebs und zeigt die Aufwendungen des Moduls „Strom, ab WKA 2 MW Offshore“ auf.

**Tab. 3.38 Modul „Strom, ab WKA 2 MW Offshore“**

Prozess	Datensatz	Aufwendung kg
Ölwechsel	Schmieröl, ab Werk	$5.75 \cdot 10^{-5}$ kg/kWh <sup>a</sup>
Entsorgung	Altöl in SAVA	$5.75 \cdot 10^{-5}$ kg/kWh
Nachfrage „Bewegte Teile“	Bewegte Teile	$9.5 \cdot 10^{-9}$ Stk/kWh
Nachfrage „Feste Teile“	Feste Teile	$9.5 \cdot 10^{-9}$ Stk/kWh

a Herstellerangabe (Bonus 2002).

### Qualität der Daten

Da die in den vorliegenden Quellen verfügbaren Informationen teilweise lückenhaft sind, mussten in einigen Bereichen eigene Annahmen getroffen und Extrapolation vorgenommen werden.

Tab. 3.39 gibt eine Übersicht über die Annahmen und Verallgemeinerungen der Bilanzierung der Offshore-Anlage.

<sup>a</sup> Laut website [http://www.middelgrunden.dk/MG\\_UK/project\\_info/production.htm#onl](http://www.middelgrunden.dk/MG_UK/project_info/production.htm#onl) (18.6.2004) beträgt die durchschnittlich erwartete jährliche Stromproduktion 99 GWh bei einer Parkverfügbarkeit von 93.3%.

<sup>b</sup> <http://www.middelgrund.com/> (18.6.2004).

<sup>c</sup> Für den gerade errichteten Windpark Horns Rev wird eine Stromproduktion abgeschätzt, die einem Kapazitätsfaktor von 43% oder 3750 Volllaststunden entspricht.

Tab. 3.39 Annahmen und Verallgemeinerungen zur Windkraftanlage 2 MW Offshore

Annahme, Verallgemeinerung	Begründung	Einfluss auf Aufwendungen	Bemerkung
Fundamentmaterialien wie (Schleisner 2002)	Ähnliche Wassertiefe, keine anderen Angaben verfügbar	Gross	Mit WKAs an Standorten mit grösserer Wassertiefe werden andere Konstruktionen verwendet werden, Massen hängen stark von der Wassertiefe ab
Abschätzung der Montage	Datenmangel	Abhängig von Distanz zur Küste	Aufwendungen werden in Zukunft mit dem Einsatz speziell für die WKA-Montage gebauter Boote abnehmen
Allgemeine Annahmen zu den Anlagematerialien	Datenmangel	Mässig, wird durch Angabe der Unsicherheiten ausgeglichen	Siehe Allgemeine Annahmen
Seekabellänge 3.5 km, 1 Kabel, auf Basis der installierten Leistung proportional hochgerechnet	Angaben zum verwendeten Kabel aus (Bonus, 2002), Angaben zu den Materialien aus (Schleisner 2002)	Sehr gross (z.B. Kupferaufwendung), grosse Unsicherheit	Bestrebungen in die Richtung, zunächst die Anlagen eines Parks untereinander zu vernetzen, anschliessend mehrere Parks miteinander zu vernetzen, sodass nur wenige, grosse Kabel zum Festland führen

Detaillierte Angaben zu den Unsicherheiten sind in Kapitel 4.2 angeführt.

### Zusammenstellung der Eingabedaten

Tab. 3.40 gibt einen Überblick über die gesamten Eingabedaten zur Windkraftanlage 2 MW Offshore.

Tab. 3.40 Eingabedaten für die Windkraftanlage 2 MW Offshore

Name	Location	Unit	wind power plant 2MW, offshore, moving parts	Uncertainty Type	Standard Deviation 95%	General Comment	wind power plant 2MW, offshore, fixed parts	Uncertainty Type	Standard Deviation 95%	General Comment	electricity, at wind power plant 2MW, offshore	Uncertainty Type	Standard Deviation 95%	General Comment
Location			OCE				OCE				OCE			
InfrastructureProcess			1				1				0			
Unit			unit				unit				kWh			
Transformation, from sea and ocean		m2					22.5	1	1.5	1)				
Transformation, to industrial area, benthos		m2					22.5	1	1.5	1)				
Occupation, industrial area, benthos		m2a					450	1	1.5	1)				
Energy, kinetic, flow, in wind		MJ									14.4	1	1.3	4)
electricity, medium voltage, production UCTE, at grid	UCTE	kWh	67500	1	2	1)								
aluminium, primary, at plant	RER	kg	845	1	1.2	1)								
cast iron, at plant	RER	kg	26366	1	1.3	1)								
chromium steel 18/8, at plant	RER	kg	51643	1	1.3	1)								
concrete, normal, at plant	CH	m3					872	1	1.5	1)				
copper, at regional storage	RER	kg	1589	1	1.5	1)	3900	1	3	1)				
diesel, burned in building machine	GLO	MJ					876	1	3	1)				
epoxy resin, liquid, at plant	RER	kg					547	1	1.5	1)				
excavation, hydraulic digger	RER	m3					52500	1	1.5	1)				
glass fibre reinforced plastic, polyamide, injection moulding, at plant	RER	kg	41008	1	1.2	1)								
gravel, unspecified, at mine	CH	kg					300000	1	1.5	1)				
lead, at regional storage	RER	kg	0.5	1	1.15	5)	7575	1	1.5	1)				
lubricating oil, at plant	RER	kg	1150	1	1.5	1)					5.75E-05	1	1.5	1)
polyethylene, HDPE, granulate, at plant	RER	kg	27	1	3.1	1)								
polyvinylchloride, bulk polymerised, at plant	RER	kg	6	1	3.1	1)	3500	1	1.5	1)				
reinforcing steel, at plant	RER	kg					80000	1	1.5	1)				
steel, low-alloyed, at plant	RER	kg	15913	1	1.15	1)	122000	1	1.1	7)				
synthetic rubber, at plant	RER	kg	100	1	1.6	1)								
tin, at regional storage	RER	kg	0.5	1	1.15	5)								
section bar rolling, steel	RER	kg	42216	1	1.3	1)								
sheet rolling, aluminium	RER	kg	845	1	1.2	1)								
sheet rolling, chromium steel	RER	kg	51643	1	1.3	1)								
sheet rolling, steel	RER	kg					122000	1	1.1	7)				
welding, arc, steel	RER	m					228	1	1.2	6)				
wire drawing, copper	RER	kg	1586	1	3.1	1)	3900	1	3	1)				
transport, lorry 32t	RER	tkm	28150	1	2.1	2)	161630	1	2.1	1)				
transport, freight, rail	RER	tkm	28190	1	2.1	2)	43725	1	2.1	2)				
transport, barge	RER	tkm	970				18270	1	2.1	2)				
disposal, plastics, mixture, 15.3% water, to municipal incineration	CH	kg	14453	1	1.3	3)								
disposal, glass, 0% water, to municipal incineration	CH	kg	26665	1	1.3	3)								
disposal, used mineral oil, 10% water, to hazardous waste incineration	CH	kg	1150	1	1.5	1)					5.75E-05	1	1.6	1)
disposal, polyethylene, 0.4% water, to municipal incineration	CH	kg	27	1	3.1	1)								
disposal, polyvinylchloride, 0.2% water, to municipal incineration	CH	kg	6	1	3.1	1)	3500	1	1.5	1)				
wind power plant 2MW, offshore, moving parts	OCE	unit									9.50E-09	1	1.2	1)
wind power plant 2MW, offshore, fixed parts	OCE	unit									9.50E-09	1	1.2	1)

\* Bilanziert nach „low population density“.

- 1) Eigene Annahmen und Extrapolationen; 2) Standard für Transporte; 3) Unsicherheit in der Masse und Zusammensetzung; 4) Eigene Annahme, basierend auf dem Schwankungsbereich der Umwandlungswirkungsgrade; 5) Standard für Metalle; 6) Literaturwert; 7) Angaben des Herstellers.



### 3.3.3 Europäischer Wind-Mix

Mithilfe der europäischen 800 kW- und der 2 MW-Offshore-Windkraftanlagen wird der europäische Windmix bilanziert. Die Leistung der insgesamt in Europa installierten Windkraftanlagen machte Anfang 2003 nach etwa 23000 MW aus.<sup>a</sup> Davon entfallen knapp 400 MW auf Offshore-Windparks in der Nord- und Ostsee.<sup>b</sup> Ausschliesslich Dänemark betreibt bisher solche Anlagen. Wird für Onshore-Anlagen ein durchschnittlicher Kapazitätsfaktor von 20% und für Offshore ein Faktor von 30% angenommen, was die realen Verhältnisse widerspiegeln sollte, so ergibt sich ein Anteil der Offshore-Anteil an der gesamten Windstromproduktion von etwa 2%.<sup>c</sup>

In Tab. 3.41 sind die Eingabedaten für den europäischen Windstrom-Mix zusammengestellt. Es wird darauf hingewiesen, dass dieses Verhältnis von Onshore- zu Offshore-Erzeugung lediglich eine Momentaufnahme für Ende 2002 ist und sich diese Zahlen sicherlich rasch ändern werden. Die Grössenordnung sollte jedoch einige Jahre ähnlich bleiben.

Für die Verwendung des Wind-Mix im europäischen Strommix ergibt sich kein Unterschied, ob für Wind das Jahr 2000 oder das Jahr 2002 bilanziert wird, da der Beitrag sehr gering ist. Für die zukünftige Verwendung des Windstroms sind die Verhältnisse im Jahr 2002 jedoch repräsentativ, da die Offshore-Anlagen eingeschlossen sind, welche im Jahr 2000 zum Grossteil noch nicht installiert waren.

Tab. 3.41 Eingabedaten für den europäischen Wind-Mix

Name	Location	Unit	electricity, at wind power plant	Uncertainty Type	Standard Deviation 95%	General Comment
Location			<b>RER</b>			
Unit			<b>kWh</b>			
electricity, at wind power plant 800kW	RER	kWh	0.98	1	1.2	uncertainty of capacity factor and share
electricity, at wind power plant 2MW Offshore	RER	kWh	0.02	1	1.2	uncertainty of capacity factor and share

<sup>a</sup> Informationen bezogen von <http://www.ewea.org/>, September 2003.

<sup>b</sup> Informationen bezogen von [http://www.hornsrev.dk/Engelsk/default\\_ie.htm](http://www.hornsrev.dk/Engelsk/default_ie.htm) und <http://www.seas.dk/cm5.asp?d=1>, im Juli 2003.

<sup>c</sup> Informationen zum Windangebot bzw. zum Kapazitätsfaktor sind unter [Elsam A/S - an international player in wind energy](#), (Juli 2003), [European Wind Energy Association - The voice of the international wind power industry](#), (September 2003) und <http://www.seas.dk/cm5.asp?d=1>, (Juli 2003) zu finden.

## 4 Unsicherheiten

### 4.1 Allgemeines

Die Unsicherheiten in den Tabellen sind auf Basis der dominierenden Massenanteile abgeschätzt (so macht die Netzverbindung einen Grossteil der Kupferaufwendung aus und die (Kupfer-) Aufwendungen aus der Elektronik fallen nicht ins Gewicht).

Das Spektrum der Anlagengewichte wird nicht berücksichtigt, da ausgewählte Anlagen bilanziert werden und nicht ein Mittelwert über die erhältlichen Anlagen gebildet werden soll.

### 4.2 Unsicherheiten Onshore-Anlagen

Da über die 800 kW-Anlage die detailliertesten Informationen zu finden waren und fehlende Informationen der 600 kW mit diesen ergänzt wurden, werden für beide Anlagen die selben Unsicherheiten verwendet. Die Unsicherheiten der bewegten Teile sind in Tab. 4.1 aufgeführt, diejenigen der festen Teile in Tab. 4.2 und die des Betriebs in Tab. 4.3.

Die Unsicherheiten der 30 kW und 150 kW-Anlagen konnten nicht für jede Aufwendung abgeschätzt werden, da die Grundlagen der Daten (Scholzen 1991) und deren Verwendung in Version 1996 nicht völlig rekonstruierbar waren. Die Unsicherheiten werden mit Ausnahme der Transporte, für welche die Standardunsicherheiten verwendet werden, wie für die 600 kW- und 800 kW-Anlagen abgeschätzt und mit 1.1 multipliziert.

Tab. 4.1 Unsicherheiten für „Bewegte Teile“ der 600 kW- und 800 kW-Anlagen

Datensatz	Unsicherheit SDg <sup>2</sup>	Bemerkung
Glasfaserverstärkte Kunststoffe	1.1	Masse Rotorblätter exakt, Masse Haube ungenauer
Aluminium 0% Recycling	1.1	Masse Generator bekannt, Aluanteil +- 10%
Blei	1.05	Pedigree metals
Zinn	1.05	Pedigree metals
Chromstahl	1.2	Abschätzung
Gummi	1.5	Grobe Schätzung
Gusseisen	1.2	Masse der Nabe bekannt, Zusammensetzung Hauptlager nicht exakt
Kupfer	3	Länge der Netzverbindung nicht bekannt.
HDPE-Granulat	3	Länge der Netzverbindung nicht bekannt.
PP-Granulat	3	Länge der Netzverbindung nicht bekannt.
PVC schlagfest	3	Länge der Netzverbindung nicht bekannt.
Stahl niedriglegiert	1.05	Masse Mechanik und Kugellager auf zwei signifikante Stellen genau
Schmieröl	1.05	Mittelwert, Herstellerangabe wird als zuverlässig eingestuft
Entsorgung Altöl, in Sonderabfallverwertung	1.15	Ölverluste unbekannt
Kupfer, Draht ziehen	3	Länge der Netzverbindung nicht bekannt. Grosszügige Schätzung
Aluminium, Blech walzen	1.1	Masse Generator bekannt, Aluanteil +- 10%
Chromstahl, Blech walzen	1.2	Abschätzung
Stahl, Profil walzen	1.2	Masse der Nabe bekannt, Zusammensetzung Hauptlager nicht exakt
Transport, LKW (alle verwendeten Typen)	2.1	Grobschätzung Transport aus Qualitätsrichtlinien, dazu Standunsicherheit aus Pedigree-Schätzung (SDg <sup>2</sup> =2), mit Multiplikationsformel für Log-normalverteilung mit dominierenden Unsicherheiten der verwendeten Materialien verrechnet
Transport Schiene, RER/CH	2.1	Siehe Transport, LKW

Tab. 4.2 Unsicherheiten für „Feste Teile“ der 600 kW- und 800 kW-Anlagen

Datensatz	Unsicherheit SDg <sup>2</sup>	Bemerkung
Beton, ohne Armierungseisen	1.2	Expertenschätzung, J.Vollenweider, Juvent SA,2002
Armierungsstahl	1.1	Expertenschätzung, J.Vollenweider, Juvent SA,2002
Epoxidharz flüssig	1.2	Literaturwert (Hagedorn 1991)
Stahl, niedriglegiert	1.1	Herstellerangaben genau
Stahl, Blech walzen	1.1	Herstellerangaben genau
Stahl, Schweissen	1.2	Literaturwert (Scholzen 1991)
Diesel in Baumaschine	1.5	Grobe Schätzung
Transport, LKW	2.1	Grobschätzung Transport aus Qualitätsrichtlinien, dazu Standunsicherheit aus Pedigree-Schätzung (SDg <sup>2</sup> =2), mit Multiplikationsformel für Log-normalverteilung mit dominierenden Unsicherheiten der verwendeten Materialien verrechnet
Transport Schiene	2.1	Siehe Transport, LKW
Umwandlung, von Wiesen und Weiden	1.2	Vom Zufahrtsweg dominiert
Umwandlung, zu Verkehrsweg, Strasse	1.2	Literaturwert
Umwandlung, zu Industrieareal, bebaut	1.1	Expertenschätzung
Nutzung, Verkehrsweg, Strasse	1.2	Literaturwert
Nutzung, Industrieareal, bebaut	1.1	Expertenschätzung

### Betrieb

In Tabelle 4.3 sind die Unsicherheiten des Betriebs der 600 kW- und 800 kW-Anlage ersichtlich.

Tab. 4.3 Unsicherheiten Betrieb 600 kW- und 800 kW-Anlage

Datensatz	Unsicherheit SDg <sup>2</sup>	Bemerkung
Schmieröl, ab Werk	1.5	Serviceintervall Annahme
Entsorgung Altöl, in Sonderabfallverbrennung	1.6	Ölverluste unbekannt
Transport PKW	2	Pedigree
Bezug Infrastruktur	1.1	Energieproduktion jährlich und Lebensdauer nicht exakt bekannt

### 4.3 Unsicherheiten der 2 MW Offshore-Anlage

Bei der 2 MW-Offshore-Anlage wurden einige Lücken mit Informationen der 800 kW-Anlage gefüllt, sodass diese Unsicherheiten bei der 2 MW-Anlage um 0.1 (SDg<sup>2</sup>) erhöht werden. Bei Materialien, die unabhängig von den Daten der 800 kW-Anlage bilanziert werden, werden eigene Unsicherheiten berechnet.

Zu den Massen einzelner Anlagekomponenten mussten in einigen Fällen Informationen der 800 kW-Anlage verwendet werden. Andere Angaben sind unabhängig von der 800 kW-Anlage, was sich in unterschiedlichen Unsicherheiten niederschlägt. Wo nicht anders erwähnt, werden sich von den Unsicherheiten der 800 kW-Anlage unterscheidende Unsicherheiten verwendet.

Zur Illustration der Bandbreite der Massen von 2 MW-Anlagen sind in Tab. 4.4 einige Anlagen beschrieben, diese Angaben werden nicht zur Abschätzung der Unsicherheiten verwendet.

Tab. 4.4 Übersicht über die Massen von Rotor, Gondel und Turm ausgewählter 2 MW-Anlagen

Hersteller, Anlage	Rotordurchmesser [m]	Rotormasse [kg]	Gondelmasse [kg]	Turmhöhe [m]	Turmmasse [kg]
Bonus 2 MW	76	52000	825000	76	98400
Repower MD77	77	16500	56000	61.5	150000
Vestas V80	80	36000	61200	60	110000
Neg Micon NM2000/72	72	20400	76000	64	113000

### Bewegte Teile

Es sind nur die Totalmassen von Rotor und Gondel bekannt. Alle Aufspaltungen in Anlagekomponenten werden massenproportional zur 800 kW-Anlage berechnet. Diese Abschätzung wird als praktikabel eingeschätzt, da heute die gleichen Anlagen für Onshore- und Offshore-Standorte verwendet werden. Die Unsicherheiten der 800 kW-Anlage werden pauschal um 0.1 ( $SDg^2$ ) erhöht. Der Netzanschluss wird auf Basis einer bestehenden Bilanzierung eines Offshore-Netzanschlusses durchgeführt, die Unsicherheiten der Kabellänge dominieren jedoch Unsicherheiten in der Materialverteilung.

In Tab. 4.5 sind die Unsicherheiten der bewegten Teile, 2 MW Offshore, zusammengestellt. Ist keine Bemerkung eingetragen, so wird die Unsicherheit von der 800 kW-Anlage übernommen und um 0.1 ( $SDg^2$ ) erhöht.

Tab. 4.5 Unsicherheiten „Bewegte Teile“ 2 MW Offshore

Datensatz	Unsicherheit $SDg^2$	Bemerkung
Glasfaserverstärkte Kunststoffe	1.2	Masse Rotor exakt, Masse Haube ungenauer
Aluminium 0% Recycling	1.2	
Blei	1.15	Pedigree metals
Zinn	1.15	Pedigree metals
Chromstahl	1.3	Abschätzung
Gummi	1.6	Grobe Schätzung
Gusseisen	1.3	
Kupfer	1.5	Unsicherheit Generator
HDPE-Granulat	3.1	Länge der Netzverbindung nicht bekannt. Grosszügige Schätzung
PP-Granulat	3.1	Länge der Netzverbindung nicht bekannt. Grosszügige Schätzung
PVC schlagfest	3.1	Länge der Netzverbindung nicht bekannt. Grosszügige Schätzung
Stahl, niedriglegiert	1.15	
Schmieröl	1.5	Keine Herstellerangaben, Schätzung
Entsorgung Altöl, in Sonderabfallverwertung	1.6	Ölverluste nicht bekannt
Kupfer, Draht ziehen	3.1	Länge der Netzverbindung nicht bekannt. Grosszügige Schätzung
Aluminium, Blech walzen	1.2	
Chromstahl, Blech walzen	1.3	Abschätzung
Stahl, Profil walzen	1.3	
Transport, LKW (alle verwendeten Typen)	2.1	Grobschätzung Transport aus Qualitätsrichtlinien, dazu Standunsicherheit aus Pedigree-Schätzung ( $SDg^2=2$ )
Transport Schiene	2.1	Siehe Transport, LKW
Transport Frachter, Binnengewässer	2.1	Siehe Transport, LKW

## Feste Teile

Angaben über den Turm sind in guter Qualität verfügbar, die Informationen über das Fundament von weniger guter Qualität. Die Zusammensetzung des Fundaments wird von einem Offshore-Fundament einer anderen Anlage übernommen (Schleisner 2002), das Gewicht ist bekannt, wenn auch grob gerundet. Im Vergleich zur 800 kW-Anlage bleiben die Unsicherheiten für den Turm gleich, die des Fundaments unterscheiden sich. Als untere Grenze der Totalmasse des Fundaments wird der Wert von 1000 t (ohne Kiesbett) verwendet. Die Unsicherheiten der festen Teile sind in Tab. 4.6 zusammengestellt.

Tab. 4.6 Unsicherheiten „Feste Teile“ 2 MW Offshore

Datensatz	Unsicherheit SDg <sup>2</sup>	Bemerkung
Beton, ohne Armierungseisen	1.5	Untere Grenze Gewicht Fundament total: 1000 t obere Grenze: 2000 t (benutzter Wert)
Armierungsstahl	1.5	Untere Grenze Gewicht Fundament total: 1000 t obere Grenze: 2000t (benutzter Wert)
Epoxidharz flüssig	1.5	Keine Angaben für Offshore
Stahl, niedriglegiert	1.1	Herstellerangaben genau
Stahl, Blech walzen	1.1	Herstellerangaben genau
Stahl, Schweissen	1.2	Literaturwert (Scholzen 1991)
Aushub Hydraulikbagger	1.5	Abschätzung
Diesel in Baumaschine	3	Grobe Abschätzung
Transport, LKW	2.1	Grobschätzung Transport aus Qualitätsrichtlinien, dazu Standunsicherheit aus Pedigree-Schätzung (SDg2=2), mit Multiplikationsformel für Log- normalverteilung mit dominierenden Unsicherheiten der verwendeten Materialien verrechnet
Transport Schiene, RER	2.1	Siehe Transport, LKW 40t, RER

Die Unsicherheiten der Netzverbindung werden in Tab. 4.7 angeführt.

Tab. 4.7 Unsicherheiten der Kupferaufwendung der Netzverbindung

Datensatz	Unsicherheit SDg <sup>2</sup>	Bemerkung
Kupfer	3	Genau Zusammensetzung unklar
Kupfer, Draht ziehen	3	Genau Zusammensetzung unklar

## Betrieb

Der Betrieb der Offshore-Anlage wird sehr vereinfacht bilanziert. So werden z.B. Transporte ganz vernachlässigt. Bezüglich der Auswirkungen fallen die Aufwendungen des Betriebs nur wenig ins Gewicht, die Bilanzierung wird nur schwach verzerrt. Die Unsicherheiten sind in Tab. 4.8 ersichtlich.

Tab. 4.8 Unsicherheiten „Betrieb 2 MW Offshore“

Modul	Unsicherheit SDg <sup>2</sup>	Bemerkung
Schmieröl, ab Werk	1.5	Serviceintervall Annahme
Entsorgung Altöl, in Sonderabfallverbrennung	1.6	Verluste nicht bekannt
Bezug Infrastruktur	1.2	Lebensdauer und jährliche Energieproduktion nicht genau bekannt

## 4.4 Kritikpunkte

### Massen der bewegten Teile

Die Massen der Komponenten der Gondel werden auf Angaben des Hersteller basierend abgeschätzt. Da nicht für alle Komponenten die Massen bekannt sind, müssen diese z.T. abgeschätzt werden. Die Gesamtmasse der Gondel ist bekannt. Der Grossteil der abgeschätzten Komponenten wird als Chromstahl bilanziert. Werden effektiv andere Legierungen verwendet, so werden die resultierenden Auswirkungen durch die Verwendung des Moduls Chromstahl eher zu hoch als zu tief ausfallen. Allerdings können die resultierenden Auswirkungen bei der falschen Aufteilung der Massen auf Module mit grösseren Auswirkungen als Chromstahl (z.B. Kupfer) zu klein ausfallen. Andererseits macht es keinen Unterschied, ob eine Komponente zu schwer bilanziert wird und eine weitere zu leicht, solange die Summe der Massen aller Komponenten der Masse der Gondel entspricht. Die Unsicherheiten der Materialien wurden nur auf Grund der Massen abgeschätzt.

Die Aufteilung des Generators wird auf Basis von (ABB 1991) vorgenommen, es bleibt die Frage der exakten Zusammensetzung. Die Zusammensetzung der Elektronik wird aus (Version 1996) übernommen, bei einer Gesamtmasse von 100 kg fällt eine Fehlbilanzierung nicht ins Gewicht, die Aufwendungen der Steuerungselektronik haben im Vergleich zu 1996 wohl eher abgenommen. Die Bilanzierung der Netzverbindung wird ebenfalls auf Basis von (Version 1996) vorgenommen. Die Unsicherheit über die Länge der Verbindung dominiert den Fehler in der Aufteilung in verschiedene Materialien.

### Massen der festen Teile

Die Massen der Türme sind aus Herstellerangaben bekannt und haben gute Qualität. Die Qualität der Angaben zum Fundament (im speziellen zum Offshore-Fundament) sind schwierig abzuschätzen, was sich in den Unsicherheitsfaktoren widerspiegelt.

### Montage

Die Aufwendungen der Montage können im Ermangelung genauer Daten nur ungenügend abgeschätzt werden. Gerade bei der Offshore-Anlage fällt dies stärker ins Gewicht als bei den Onshore-Anlagen.

### Metallbearbeitung

Die Verwendung der in Abschnitt 3.1.4 beschriebenen Module zur Metallbearbeitung widerspiegeln die wirklichen Bearbeitungsaufwendungen wahrscheinlich nur begrenzt.

### Transportdistanzen

Die Transportdistanzen werden wie in Abschnitt 3.1.5 bilanziert- es bleibt die Frage der Zulässigkeit der Anwendung dieser Module.

Der Frage, ob die in der Schweiz eingesetzten Anlagen in Nordeuropa produziert werden, wird nicht weiter nachgegangen. Die Annahme von 800 km Bahntransport und 100 km LKW Transport ist grosszügig bemessen.

### **Entsorgung, Recycling**

Da erst seit kurzer Zeit Erfahrungen mit Windkraftanlagen gemacht worden sind, die den hier bilanzierten ähneln, ist über die Entsorgung und das Recycling noch wenig bekannt. Werden vermehrt Komponenten, die hier entsorgt werden, dem Recycling zugeführt, ist eventuell eine Abnahme der Auswirkungen zu erwarten. Allerdings müssen dann auch Aufwendungen zum Recycling bilanziert werden (z.B. Abbruchenergie, Wiedereinschmelzen...).

### **Betrieb**

Für Offshore-Standorte werden die Flächennutzungen während dem Betrieb nicht erfasst. Einerseits sind die Flächenbeanspruchungen schwer zu quantifizieren, andererseits fehlen entsprechende Module.

An Onshore-Standorten ist die Flächennutzung in unmittelbarer Umgebung der Anlagen leicht eingeschränkt, eine Nutzung als Weide oder Ackerland ist jedoch uneingeschränkt möglich.

## 5 Kumulierte Resultate und Interpretation, Datenbestand ecoinvent v1.0

*Diese Resultate entsprechen dem Datenbestand v1.0 der ecoinvent Datenbank. Die Korrekturen und Änderungen, die seither bis zum aktuellen Datenbestand v2.0 vorgenommen wurden, werden von diesen Resultaten nicht wiedergegeben. Es wird dringend empfohlen, die neuesten Resultate des Datenbestands v2.0 für allfällige numerische Analysen zu verwenden. Die generellen Schlussfolgerungen in diesem Kapitel sollten aber weiterhin gültig sein.*

### 5.1 Übersicht

In diesem Kapitel werden ausgewählte Sachbilanzergebnisse sowie Werte für den kumulierten Energieaufwand der Stromerzeugung mittels Windkraftanlagen gezeigt und diskutiert. Hierbei wird aus der Liste von etwa 1000 Elementarflüssen nur ein Teil berücksichtigt. Die Auswahl der in den Listen aufgeführten Schadstoffe erfolgte einerseits aufgrund der Umweltrelevanz, andererseits bietet sie eine Basis, um die modellierten Systeme bezüglich der durch die Teilprozesse beigesteuerten Anteile zu analysieren. Die ersten beiden Abschnitte der in Folge dargestellten Tabellen – „LCIA results“ und „LCI results“ – sind in allen ecoinvent Berichten gleich. Die vollständigen Resultate können der Datenbank entnommen werden.

Die hier gezeigte Auswahl ist nicht zur vollständigen ökologischen Beurteilung der untersuchten Prozesse geeignet.

In der ecoinvent Datenbank sind auch bewertete Ergebnisse enthalten. Um die Bewertungsmethoden auf die ecoinvent Sachbilanzdaten anwenden zu können, waren einige Annahmen und Interpretationen erforderlich. Diese sind in (Frischknecht et al. 2003) beschrieben. Es wird dringend empfohlen, vor der Anwendung von bewerteten Ergebnissen die entsprechenden Kapitel des Implementierungsberichts zu lesen.

### 5.2 Ausgewählte Ergebnisse der Sachbilanz der Stromerzeugung

#### 5.2.1 Elektrizität

Tab. 5.1 und Tab. 5.2 zeigen ausgewählte Resultate der kumulierten Sachbilanz und den kumulierten Energieaufwand für die Stromproduktion in den untersuchten Windkraftanlagen. Tab. 5.3 zeigt ausgewählte Resultate der Sachbilanz der modellierten Datensätze für die durchschnittliche Stromerzeugung in der Schweiz und Europa.



**Tab. 5.1 Ausgewählte Resultate der kumulierten Sachbilanz und kumulierter Energieaufwand für die Stromerzeugung in den Windkraftanlagen 2 MW, Offshore; 800 kW, RER und 800 kW, CH; Datenbestand ecoinvent v1.01.**

		Name		electricity, at wind power plant 2MW, offshore	electricity, at wind power plant 800kW	electricity, at wind power plant 800kW
		Location		OCE	RER	CH
		Unit	Unit	kWh	kWh	kWh
		Infrastructure		0	0	0
<b>LCIA results</b>						
	cumulative energy demand	non-renewable energy resources, fossil	MJ-Eq	1.64E-01	1.39E-01	1.98E-01
	cumulative energy demand	non-renewable energy resources,	MJ-Eq	4.17E-02	3.68E-02	5.27E-02
	cumulative energy demand	renewable energy resources, water	MJ-Eq	9.99E-03	8.85E-03	1.42E-02
	cumulative energy demand	renewable energy resources, wind, solar, geothermal	MJ-Eq	1.44E+01	1.44E+01	1.44E+01
	cumulative energy demand	renewable energy resources, biomass	MJ-Eq	1.21E-03	1.05E-03	1.50E-03
<b>LCI results</b>						
resource	Land occupation	total	m2a	4.96E-04	1.18E-03	1.70E-03
air	Carbon dioxide, fossil	total	kg	1.23E-02	9.56E-03	1.36E-02
air	NMVOC	total	kg	1.14E-05	8.50E-06	1.21E-05
air	Nitrogen oxides	total	kg	5.64E-05	3.86E-05	5.51E-05
air	Sulphur dioxide	total	kg	4.47E-05	3.83E-05	5.45E-05
air	Particulates, < 2.5 um	total	kg	1.54E-05	1.17E-05	1.68E-05
water	BOD	total	kg	7.35E-05	3.79E-05	5.40E-05
soil	Cadmium	total	kg	8.20E-12	5.61E-12	7.33E-12
<b>Further LCI results</b>						
resource	Iron, 46% in ore, 25% in crude ore, in	in ground	kg	2.33E-3	1.95E-3	2.80E-3
resource	Copper, total	in ground	kg	3.83E-5	3.81E-5	5.45E-5
resource	Nickel, total	in ground	kg	3.57E-4	3.71E-4	5.31E-4
air	Particulates, > 2.5 um, and < 10um	total	kg	3.90E-5	2.06E-5	2.98E-5
air	Particulates, > 10 um	total	kg	4.47E-5	2.27E-5	3.27E-5

**Tab. 5.2 Ausgewählte Resultate der kumulierten Sachbilanz und kumulierter Energieaufwand für die Stromerzeugung in Windkraftanlagen 600 kW, CH; 150 kW, Grenchenberg und 30 kW, Simplon; Datenbestand ecoinvent v1.01.**

		Name		electricity, at wind power plant 600kW	electricity, at wind power plant Grenchenberg 150kW	electricity, at wind power plant Simplon 30kW
		Location		CH	CH	CH
		Unit	Unit	kWh	kWh	kWh
		Infrastructure		0	0	0
<b>LCIA results</b>						
	cumulative energy demand	non-renewable energy resources, fossil	MJ-Eq	2.15E-01	3.96E-01	6.36E-01
	cumulative energy demand	non-renewable energy resources,	MJ-Eq	6.04E-02	9.73E-02	1.53E-01
	cumulative energy demand	renewable energy resources, water	MJ-Eq	1.73E-02	2.46E-02	4.31E-02
	cumulative energy demand	renewable energy resources, wind, solar, geothermal	MJ-Eq	1.44E+01	1.44E+01	1.44E+01
	cumulative energy demand	renewable energy resources, biomass	MJ-Eq	1.66E-03	2.85E-03	4.07E-03
<b>LCI results</b>						
resource	Land occupation	total	m2a	2.09E-03	7.43E-03	5.03E-02
air	Carbon dioxide, fossil	total	kg	1.51E-02	2.70E-02	4.68E-02
air	NMVOC	total	kg	1.27E-05	2.50E-05	4.79E-05
air	Nitrogen oxides	total	kg	5.98E-05	1.14E-04	2.16E-04
air	Sulphur dioxide	total	kg	6.14E-05	1.11E-04	1.91E-04
air	Particulates, < 2.5 um	total	kg	2.04E-05	3.05E-05	6.21E-05
water	BOD	total	kg	5.70E-05	8.94E-05	2.00E-04
soil	Cadmium	total	kg	7.94E-12	2.31E-11	6.00E-11
<b>Further LCI results</b>						
resource	Iron, 46% in ore, 25% in crude ore, in	in ground	kg	2.75E-3	3.93E-3	1.01E-2
resource	Copper, total	in ground	kg	6.08E-5	1.41E-4	4.04E-4
resource	Nickel, total	in ground	kg	7.43E-4	9.56E-4	1.38E-3
air	Particulates, > 2.5 um, and < 10um	total	kg	3.21E-5	4.82E-5	1.49E-4
air	Particulates, > 10 um	total	kg	3.48E-5	5.28E-5	1.76E-4

**Tab. 5.3** Ausgewählte Resultate der kumulierten Sachbilanz und kumulierter Energieaufwand für die durchschnittliche Stromerzeugung in Windkraftanlagen für die Schweiz und Europa; Datenbestand ecoinvent v1.01.

		Name		electricity, at wind power plant	electricity, at wind power plant
		Location		RER	CH
		Unit	Unit	kWh	kWh
		Infrastructure		0	0
<b>LCIA results</b>					
	cumulative energy demand	non-renewable energy resources, fossil	MJ-Eq	1.40E-01	2.16E-01
	cumulative energy demand	non-renewable energy resources,	MJ-Eq	3.69E-02	5.88E-02
	cumulative energy demand	renewable energy resources, water	MJ-Eq	8.87E-03	1.64E-02
	cumulative energy demand	renewable energy resources, wind, solar, geothermal	MJ-Eq	1.44E+01	1.44E+01
	cumulative energy demand	renewable energy resources, biomass	MJ-Eq	1.05E-03	1.64E-03
<b>LCI results</b>					
resource	Land occupation	total	m2a	1.17E-03	2.39E-03
air	Carbon dioxide, fossil	total	kg	9.62E-03	1.50E-02
air	NMVOG	total	kg	8.56E-06	1.30E-05
air	Nitrogen oxides	total	kg	3.90E-05	6.03E-05
air	Sulphur dioxide	total	kg	3.85E-05	6.07E-05
air	Particulates, < 2.5 um	total	kg	1.18E-05	1.95E-05
water	BOD	total	kg	3.86E-05	5.76E-05
soil	Cadmium	total	kg	5.66E-12	8.41E-12
<b>Further LCI results</b>					
resource	Iron, 46% in ore, 25% in crude ore, in	in ground	kg	1.96E-3	2.85E-3
resource	Copper, total	in ground	kg	3.81E-5	6.25E-5
resource	Nickel, total	in ground	kg	3.71E-4	6.68E-4
air	Particulates, > 2.5 um, and < 10um	total	kg	2.10E-5	3.24E-5
air	Particulates, > 10 um	total	kg	2.31E-5	3.53E-5

## 5.2.2 Infrastruktur

Die Infrastruktur trägt den Hauptanteil zu den kumulierten Gesamtergebnissen der Sachbilanz der Stromerzeugung in Windkraftanlagen bei. Für einzelne Elementarflüsse kann der Beitrag des Betriebs einige Prozent ausmachen, siehe auch Fig. 5.8.

Bei einem Vergleich der Anlagen untereinander muss beachtet werden, dass die Ergebnisse für die fixen und bewegten Teile auf die während der Lebensdauer unterschiedliche Stromproduktion bezogen werden müssen. Bei einem Vergleich der fixen und bewegten Teile einer Windkraftanlage muss beachtet werden, dass für die fixen Teile im Vergleich zu den bewegten Teilen mit Ausnahme der Offshore-Anlage – gleiche Lebensdauer für die gesamte Infrastruktur – eine doppelt so lange Lebensdauer angenommen wird.

Die absoluten Ergebnisse für die Datensätze der Infrastruktur sind also nicht aussagekräftig, auf eine tabellarische Darstellung wird also verzichtet. Die Ergebnisse sind in der Datenbank abrufbar.

## 5.3 Analyse der Resultate der Sachbilanz

### 5.3.1 Vergleich der Stromerzeugung in den untersuchten Windkraftanlagen

Um den Vergleich der verschiedenen modellierten Windkraftanlagen anschaulicher zu machen, werden hier einige Ergebnisse der Sachbilanz grafisch dargestellt.

#### Luftemissionen

Fig. 5.1 zeigt einige ausgewählte Luftemissionen aus der Stromerzeugung in den untersuchten Windkraftanlagen.

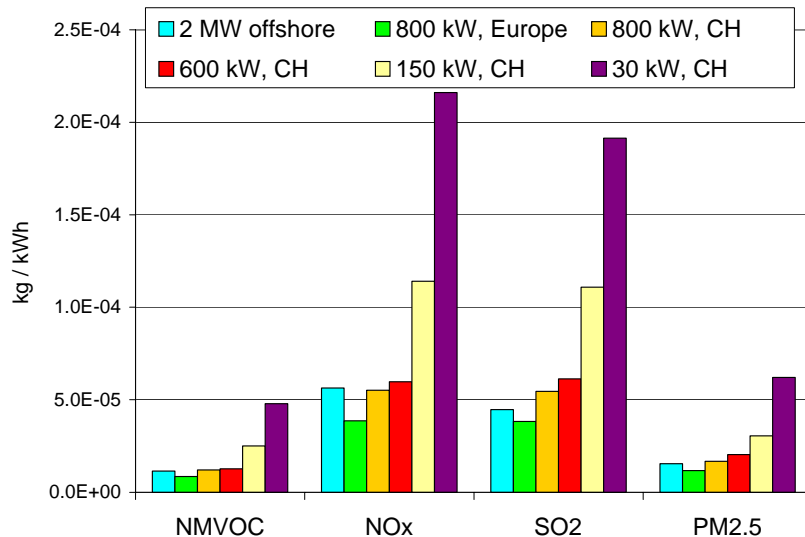


Fig. 5.1 Ausgewählte Luftemissionen der Stromerzeugung in allen untersuchten Windkraftanlagen; Datenbestand ecoinvent v1.01.

Im Allgemeinen ist auch die Tendenz festzustellen, dass Onshore-Anlagen mit höherer Kapazität bei gleichem Kapazitätsfaktor – hier die schweizerische 800 kW-Anlage im Vergleich zur schweizerischen 600 kW-Anlage – geringere Luftemissionen verursachen. Dieser „scale-down Effekt“ ist jedoch relativ gering. Die Analyse der in dieser Studie modellierten Offshore-Anlage ergibt ein etwas anderes Bild. Bei den hier ausgewählten Substanzen sind die Emissionen aus der Stromerzeugung der Offshore-Anlage trotz grösserer mittlerer Windgeschwindigkeit generell höher als jene der europäischen 800 kW-Anlage. Insbesondere die  $\text{NO}_x$ -Emissionen sind deutlich höher. Bei der aufwändigen Errichtung der Anlage am Meer werden beim Aushub der Navigationskanäle bedeutende Mengen an Stickoxiden freigesetzt, sodass das höhere Windangebot am Meer und die höhere Leistung der Offshore-Anlage nicht ausreichen um dies zu kompensieren. Vor allem das Fundament am Meeresgrund – das heisst die grossen Mengen an Beton und Armierungsstahl– und dessen mit 20 Jahren im Vergleich zur Onshore-Anlage als halb so lange angenommene Lebensdauer sowie der Aushub des Bodenmaterials tragen zu den in dieser Auswahl höheren Offshore-Emissionen bei.

### Ressourcenverbrauch

Fig. 5.2 zeigt den kumulierten Energieaufwand der Stromerzeugung in den verschiedenen Windkraftanlagen.

Es ergibt sich ein ähnliches Bild wie bei den Luftemissionen: Je höher die Leistung der Anlage, desto niedriger der kumulierte Energieaufwand pro erzeugter Kilowattstunde, mit Ausnahme der Offshore-Anlage. Zwar sind auch die angenommenen Kapazitätsfaktoren für die schweizerischen 30 kW- und die 150 kW-Anlage geringer als für die 600 kW- und die 800 kW-Anlage, der höhere kumulierte Energieaufwand für die Anlagen mit kleinerer Leistung ist aber auch auf einen „scale-down Effekt“ zurückzuführen.

Sowohl bei den in Fig. 5.1 gezeigten Luftemissionen als auch beim kumulierten Energieaufwand in Fig. 5.2 sind die kumulierten Sachbilanzergebnisse der Stromproduktion mit der schweizerischen im Vergleich zur europäischen 800 kW-Windkraftanlage um etwa einen Faktor von 1.4 höher. Die Unterschiede sind also zum Grossteil auf die Annahmen für die Kapazitätsfaktoren von 20% für Europa und 14% für die Schweiz zurückzuführen. Die etwas unterschiedlichen Transportdistanzen und die für die Installation der Anlage benötigte schweizerische bzw. UCTE-Elektrizität spielen bei den meisten Emissionen kaum eine Rolle. Die Differenz zwischen der 2 MW Offshore-Anlage und der europäischen 800 kW Onshore-Anlage ist relativ klein. Ähnlich wie zuvor bei den Luftemissionen sind für das schlechtere Abschneiden der Offshore-Anlage auch beim kumulierten Energieaufwand die

bei der Offshore-Windkraftanlage grösseren Mengen an Armierungsstahl und Beton für das Fundament sowie dessen als kürzer angenommene Lebensdauer verantwortlich.

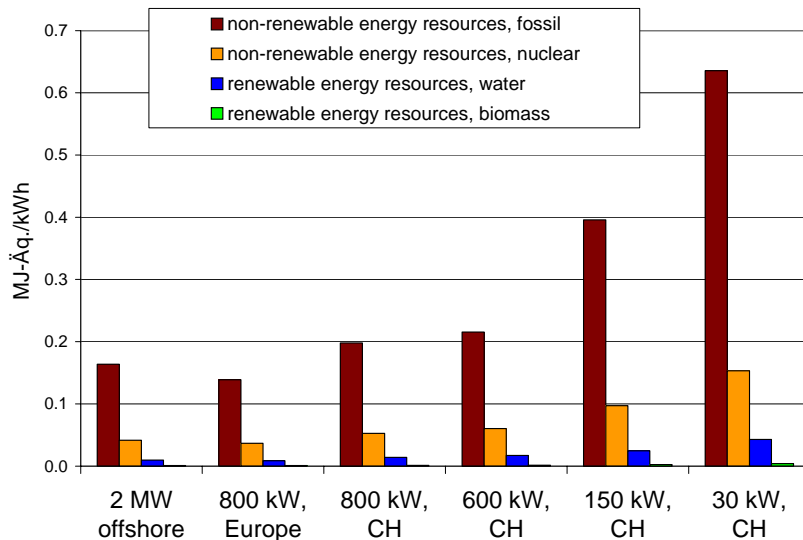


Fig. 5.2 Kumulierter Energieaufwand der Stromerzeugung in den untersuchten Windkraftanlagen; Datenbestand ecoinvent v1.01.

Die Kategorie „Solar, Wind, Geothermal“ wird nicht dargestellt. Darunter fällt die dem Wind zur Stromproduktion entzogene potentielle Energie, welche über den Wirkungsgrad bestimmt ist, siehe auch Kap. 2.1.2.

Ein ähnliches Bild wie beim kumulierten Energieaufwand ergibt auch eine Betrachtung des Verbrauchs an metallischen Ressourcen (Eisenerz, Kupfer und Nickel in Tab. 5.1 und Tab. 5.2). Der Verbrauch nimmt im Allgemeinen mit steigender Nennleistung der Anlagen ab, die Unterschiede zwischen der 600 kW- und der 800 kW-Anlage in der Schweiz sind recht gering. Während der Verbrauch an Eisenerz pro kWh bei der 2 MW Offshore-Anlage ca. 20% höher ist als bei der europäischen 800 kW Onshore-Anlage, fallen die Ergebnisse für Kupfer und Nickel geringfügig geringer aus.

### 5.3.2 Dominanzanalyse

Aufgrund der in der Schweiz eher geringen Bedeutung der Stromerzeugung mit Windkraftanlagen werden in diesem Abschnitt die Ergebnisse der Sachbilanzen der Stromerzeugung durch die 800 kW Onshore-Anlage und die der 2 MW Offshore-Anlage für europäische Verhältnisse näher analysiert und verglichen.

Die kumulierten Gesamtergebnisse der Sachbilanz der Stromerzeugung in Windkraftanlagen wird in Beiträge aus folgenden Bereichen aufgeteilt:

- Betrieb der Windkraftanlagen (operation)
- Herstellung der Materialien (material manufacturing)
- Verarbeitung der Materialien (material processing)
- Endmontage und Errichtung der Windkraftanlage (assembling + installation)
- Transporte von Materialien (transports)
- Entsorgungsprozesse (waste disposal)

Unter Betrieb sind hier die kumulierten Beiträge aus dem regelmässig benötigten Schmieröl und dessen Transport zur Windkraftanlage zu verstehen.

Die Herstellung der Materialien beinhaltet sämtliche kumulierten Beiträge aus der Produktion der zu den Windkraftanlagen verarbeiteten Materialien, beispielsweise des Stahls oder des glasfaserverstärkten Kunststoffes.

Unter Verarbeitung der Materialien fallen die kumulierten Beiträge der Weiterverarbeitung der Ausgangsmaterialien, wie etwa Schweißen des Stahls oder Draht ziehen für die Kupferkabel.

Die kumulierten Beiträge aus dem für die Zusammensetzung der Einzelteile und Installation der Windkraftanlage am endgültigen Betriebsort bilanzierten Energieaufwand werden unter Endmontage und Errichtung zusammengefasst.

Unter Transporte von Materialien sind die kumulierten Beiträge aus den Transporten der zur Windkraftanlage verarbeiteten Materialien in die Produktionsfabrik und die kumulierten Beiträge aus den Transporten der gesamten Anlage vom Hersteller zum Ort der Errichtung zu verstehen.

Die Entsorgungsprozesse enthalten sämtliche kumulierten Beiträge aus der Entsorgung der Windkraftanlagen und des während des Betriebs verbrauchten Schmieröls. Die hier getroffenen Annahmen zu den Entsorgungswegen der einzelnen Materialien sind in Kap. 3.1.6 und Kap. 3.1.7 näher erläutert.

### Ausgewählte Elementarflüsse

Für den Vergleich zwischen der europäischen 800 kW-Anlage und der 2 MW Offshore-Anlage werden Partikel, Schwefeldioxid, Stickoxide und NMVOC sowie CO<sub>2</sub> ausgewählt. Fig. 5.3 und Fig. 5.4 zeigen die Absolutwerte für die Emissionen von Partikeln, SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> und NMVOC durch die Stromproduktion der 800 kW- und der 2 MW Offshore-Anlage, aufgeteilt auf die verschiedenen Ursprungsbereiche.

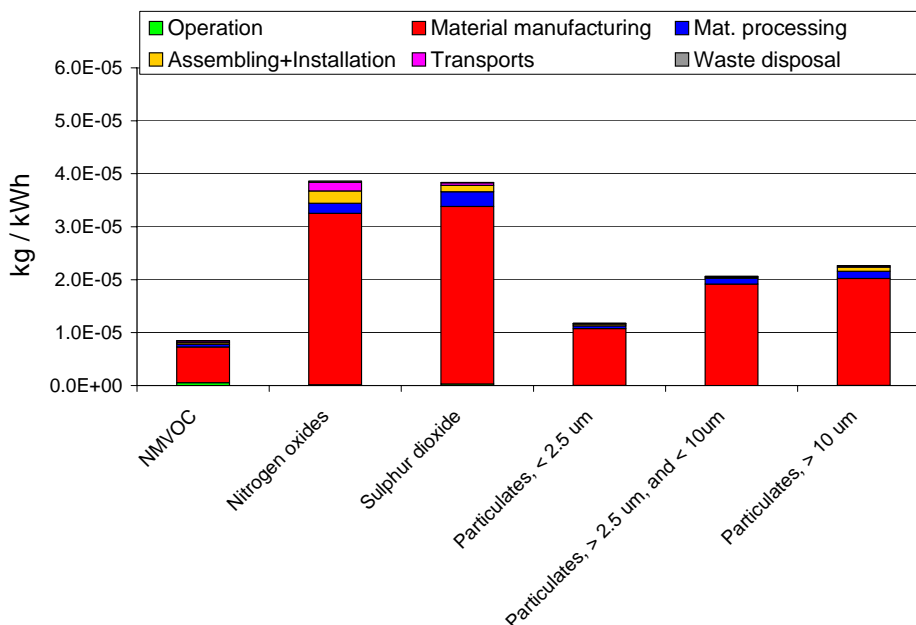
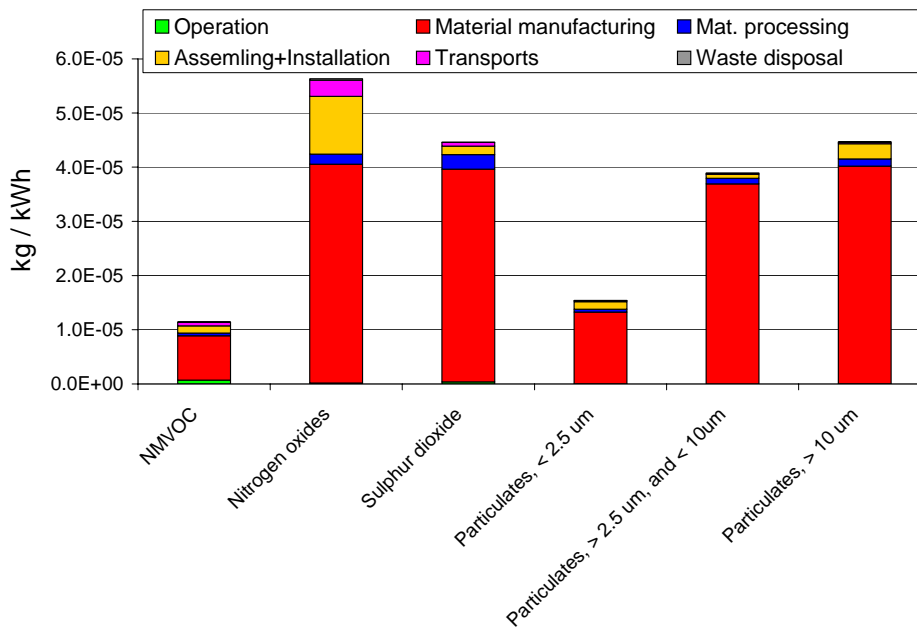


Fig. 5.3 Ausgewählte Luftemissionen aus der Stromerzeugung der europäischen 800 kW-Anlage. Beiträge aus einzelnen Bereichen; Datenbestand ecoinvent v1.01.



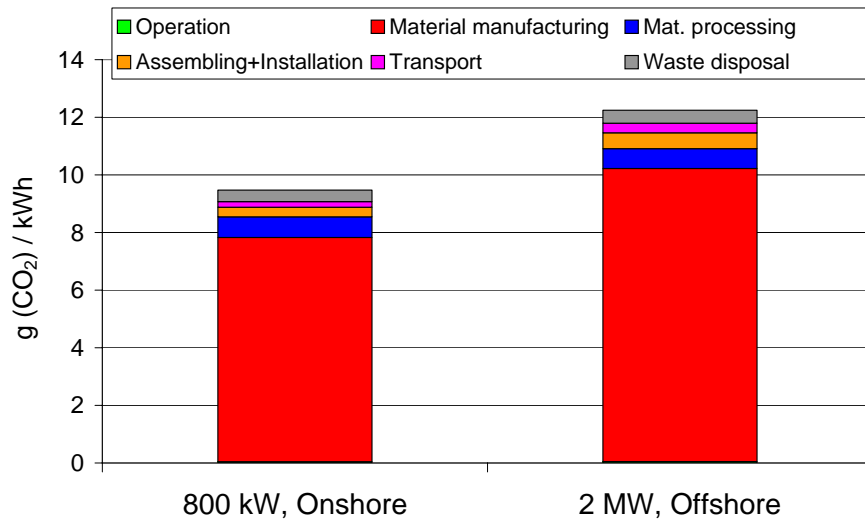
**Fig. 5.4** Ausgewählte Luftemissionen für die Stromerzeugung der 2 MW Offshore-Anlage. Beiträge aus einzelnen Bereichen; Datenbestand ecoinvent v1.01.

Im Allgemeinen werden die abgebildeten Substanzen hauptsächlich im Rahmen der Materialherstellung freigesetzt. Bei den Stickoxidemissionen aus der Stromerzeugung der 2 MW Offshore-Anlage entstehen jedoch auch bei der Errichtung der Anlage durch den Aushub für das Fundament und die Navigationskanäle sowie bei den Transportvorgängen nicht zu vernachlässigende Beiträge (siehe auch Fig. 5.6 und Fig. 5.7).

Die Aufteilung der CO<sub>2</sub>-Emissionen auf die unterschiedlichen Ursprungsbereiche ist in Fig. 5.5 für die Stromerzeugung in europäischen Windkraftanlagen (800 kW, Onshore und 2 MW, Offshore) dargestellt. Der Anteil von CO<sub>2</sub> an den gesamten Treibhausgasemissionen für das 100-jährige Treibhausgaspotential beträgt für alle untersuchten Windkraftanlagen gut 90%.

Bei der Stromerzeugung in der 800 kW-Anlage stammen etwa 81% aus der Herstellung der Materialien (25% Chromstahl (Rotor und Gondel), 25% glasfaserverstärkter Kunststoff (Rotor), 18% niedriglegierter Stahl (Turm), 5% Beton (Fundament), and 3% Armierungsstahl (Fundament)). Etwa 7% der CO<sub>2</sub>-Emissionen werden durch die Materialverarbeitung verursacht, 4% von Entsorgungsprozessen und der Rest von Transporten, Montage und Errichtung der Anlage.

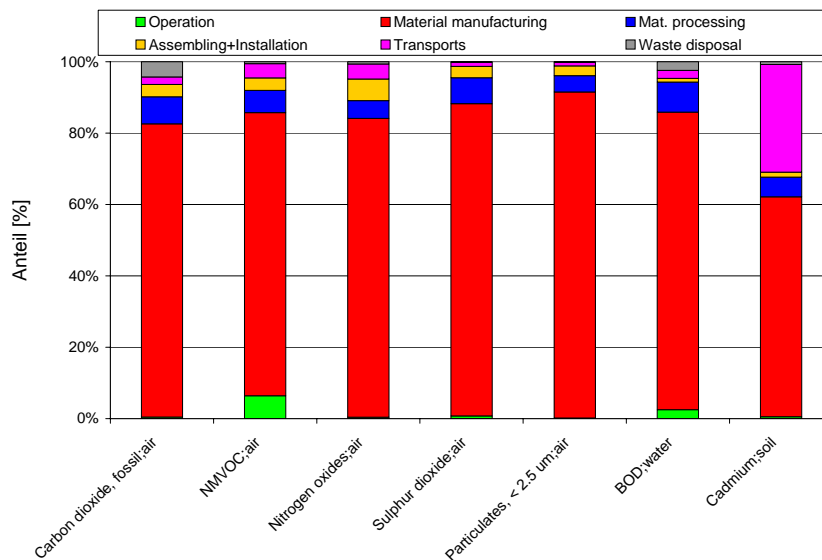
Bei der Stromerzeugung der 2 MW Offshore-Anlage stammen etwa 83% aus der Herstellung der Materialien (18% Chromstahl (Rotor und Gondel), 22% glasfaserverstärkter Kunststoff (Rotor), 13% niedriglegierter Stahl (Turm), 17% Beton (Fundament), and 6% Armierungsstahl (Fundament)). Etwa 6% der CO<sub>2</sub>-Emissionen werden durch die Materialverarbeitung verursacht, 4% von Entsorgungsprozessen, 3% von Transporten und der Rest aus Montage und Errichtung der Anlage.



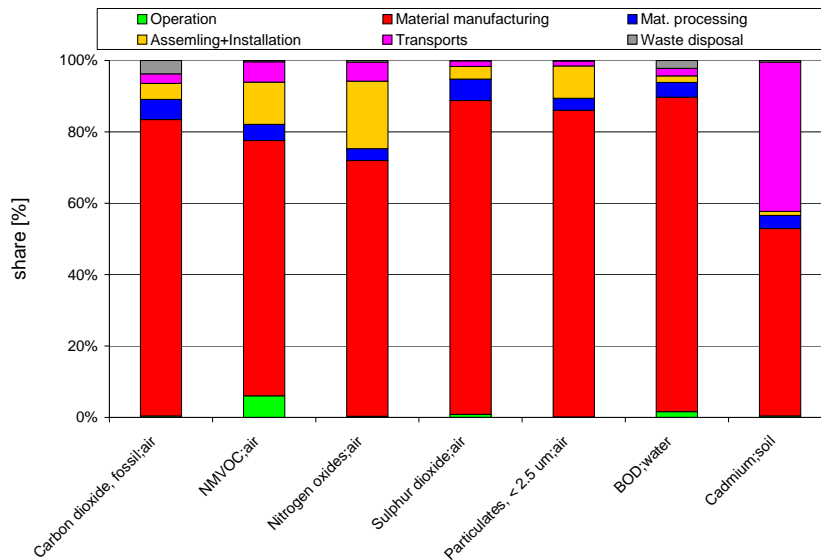
**Fig. 5.5 CO<sub>2</sub>-Emissionen aus der Stromerzeugung mit 800 kW Onshore-Anlage und 2 MW Offshore-Anlage in Europa; Datenbestand ecoinvent v1.01.**

Die Beiträge der Entsorgungsprozesse stammen aus der teilweise angenommenen Entsorgung von Kunststoffen per KVA. Dass die Materialherstellung bei der Stromerzeugung der 2 MW Offshore-Anlage trotz der besseren Windbedingungen und der höheren Leistung der Anlage höhere CO<sub>2</sub>-Emissionen verursacht, liegt einerseits am vergleichsweise hohen Betonverbrauch für das Fundament im Meeresgrund und andererseits an der mit 20 Jahren im Vergleich zur Onshore-Anlage nur als halb so lange angenommenen Lebensdauer des Offshore-Fundaments.

Fig. 5.6 und Fig. 5.7 zeigen für die einzelnen Bereiche die Beiträge an den Gesamtergebnissen der Stromerzeugung in den näher untersuchten Windkraftanlagen für einige ausgewählte Ergebnisse der Sachbilanz.



**Fig. 5.6 Ausgewählte Ergebnisse der Sachbilanz der Stromerzeugung mit der europäischen 800 kW-Anlage. Beiträge aus verschiedenen Bereichen; Datenbestand ecoinvent v1.01.**



**Fig. 5.7** Ausgewählte Resultate der Sachbilanz der Stromerzeugung mit der 2 MW Offshore-Anlage. Beiträge aus verschiedenen Bereichen; Datenbestand ecoinvent v1.01.

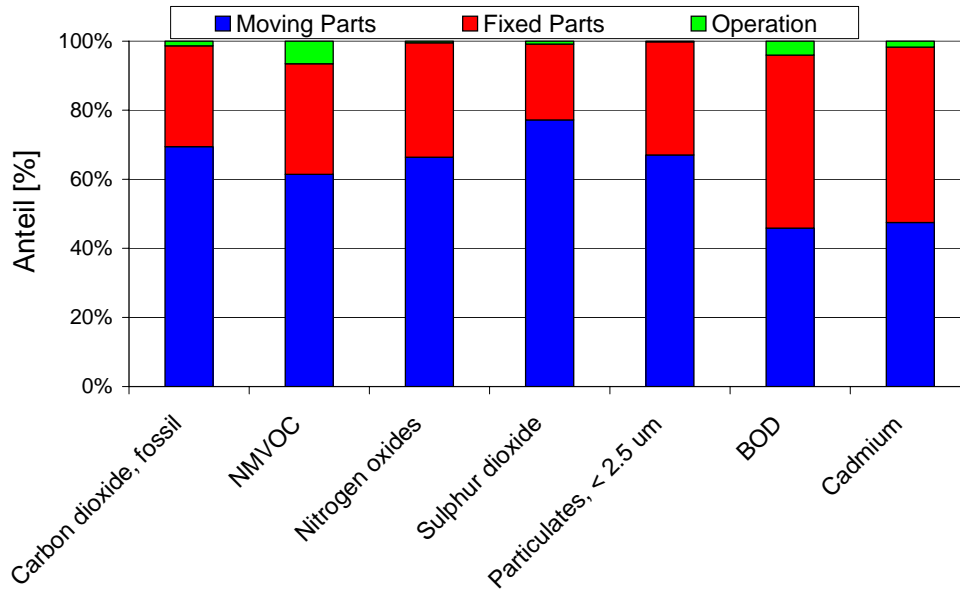
Der Vergleich der einzelnen Beiträge an den kumulierten Gesamtergebnissen der Windstromerzeugung zeigt bei beiden untersuchten Anlagen deutlich die Dominanz der Materialherstellung, insbesondere bei den Luft- und Wasseremissionen. Cadmium in den Boden wird in grösserem Ausmass während Transportprozessen durch Reifenabrieb freigesetzt. Unterschiede zwischen den beiden Anlagen bestehen vor allem bei den Anteilen der Transporte und der Errichtung der Anlagen, deren Anteil an den Gesamtergebnissen bei der 2 MW Offshore-Anlage eine wichtigere Rolle spielt. Dadurch bekommen die Anteile der Materialherstellung und -verarbeitung ein geringeres, aber immer noch dominierendes Gewicht. Für die im Allgemeinen geringen Anteile des Betriebs ist das eingesetzte Schmieröl verantwortlich.

### Anteile der fixen und bewegten Teile

Wie in Fig. 5.8 ersichtlich, ist der Anteil der bewegten Teile der 800 kW-Anlage an den untersuchten Elementarflüssen vor allem bei den Luftemissionen deutlich höher als der der fixen Teile. Die grössten Teile steuern die Herstellung von Chromstahl für die Gondel und glasfaserverstärktem Kunststoff für die Rotorblätter bei. Bei den Wasser- und Bodenemissionen sind die Anteile der fixen und bewegten Teile der Infrastruktur etwa gleich gross. Bedeutend sind hier neben Chromstahl und dem glasfaserverstärkten Kunststoff auch die Produktion des niedriglegierten Stahls für den Turm.

Im Allgemeinen ist der Anteil des Betriebs der Windkraftanlagen zu den kumulierten Gesamtergebnissen der Sachbilanz entweder zu vernachlässigen oder sehr gering. Die Beiträge stammen vom benötigten Schmieröl und dessen Transport zur Anlage.





**Fig. 5.8** Anteile des Betriebs sowie der fixen und bewegten Teile an ausgewählten kumulierten Gesamtergebnissen der Stromerzeugung der europäischen 800 kW-Windkraftanlage; Datenbestand ecoinvent v1.01.

## 6 Schlussfolgerung und Ausblick

Die massgeblichen Faktoren für die Umweltauswirkungen der Stromerzeugung mittels Windkraftanlagen an unterschiedlichen Standorten sind die Nennleistung und die Lebensdauer der Anlagenteile sowie der Kapazitätsfaktor, also das Windangebot.

Je grösser die drei Faktoren bei den untersuchten Onshore-Anlagen, desto weniger negative Umweltauswirkungen verursacht der Strom aus Windkraftwerken. Für Offshore-Anlagen kann der selbe Schluss aus dieser Studie nicht gezogen werden, da lediglich ein Anlagentyp an einem Standort untersucht wurde. Ein Vergleich dieser 2 MW Offshore-Anlage mit der europäischen 800 kW Onshore-Anlage zeigt, dass die Stromerzeugung auf dem Meer eher höhere Elementarflüsse zur Folge hat. Daraus kann jedoch nicht gefolgert werden, dass Offshore-Anlagen generell grössere negative Umweltauswirkungen verursachen, da diese sehr stark von den jeweiligen Standorten abhängen. Hier sollte auch angemerkt werden, dass für dieses Projekt einige möglicherweise negativen Umweltauswirkungen wie die subjektive Beeinträchtigung des Landschaftsbildes, Lärm oder eine mögliche Beeinträchtigung des Vogelfluges nicht berücksichtigt werden.

Um die standortspezifischen Unterschiede der Modellierung besser abzubilden und die europaweite Anwendung der Datensätze realitätsnäher zu ermöglichen, könnte eine Ausweitung der derzeit bestehenden Unterteilung Schweiz/Europa auf eine länderspezifische Stromerzeugung vorgenommen werden. Dazu müssten das Windangebot für jeden Staat einzeln untersucht und damit ein spezifischer Kapazitätsfaktor festgelegt werden. Länderspezifisch sollten auch die Anteile der verschiedenen Leistungsklassen an den gesamten installierten Windkraftanlagen ermittelt werden.

Weiters sollte in Zukunft eine Bilanzierung von Onshore-Windkraftanlagen mit einer Nennleistung zwischen 1 MW und 3 MW vorgenommen werden, da die derzeitige Entwicklung in Richtung Grossanlagen geht.<sup>a</sup>

Die Aufteilung der Gondelmasse auf verschiedene Materialien wurde weit gehend abgeschätzt. Hier wären detailliertere Informationen von den Herstellern erforderlich.

Um der zukünftig höchstwahrscheinlich steigenden Bedeutung der Offshore-Windstromproduktion gerecht zu werden, wäre auch eine genauere Bilanzierung von Offshore-Standorten sinnvoll, sobald verlässliche Daten zum Praxisbetrieb und zum Ertrag der momentan entweder gerade in Betrieb gegangenen oder im Planungsstadium befindlichen grossen Windparks in der Nord- und Ostsee verfügbar sind. Eine einfache Extrapolation der vorhandenen Resultate der Offshore-Anlage auf andere Standorte allein mit den jeweiligen Kapazitätsfaktoren erscheint nämlich wenig sinnvoll, da sich bei unterschiedlichen Windbedingungen und einer anderen Wassertiefe die Materialaufwendungen, insbesondere für das Fundament, aber auch für die Netzanbindung, höchstwahrscheinlich stark verändern.

---

<sup>a</sup> Eine Auswahl der gegenwärtig erhältlichen Onshore-Windkraftanlagen ist unter <http://www.vestas.de/>, <http://www.repower.de/de/products/products.htm>, <http://www.neg-micon.de/cm13.asp?d=1>, [http://www.gepower.com/dhtml/wind/en\\_us/products/index.jsp](http://www.gepower.com/dhtml/wind/en_us/products/index.jsp) und [http://www.enercon.de/deutsch/produkte/fs\\_start\\_produkte.html](http://www.enercon.de/deutsch/produkte/fs_start_produkte.html) verfügbar, Stand Oktober 2003.

## 7 Literaturverzeichnis

- ABB 1991 Brunk F. (1991) Mitteilungen der Firma ABB.
- ADEV 2002 Informationen der Firma ADEV Windkraft AG (2002) Liestal, Schweiz.
- ADEV 1996 Nussbaumer E. (1996) Mitteilungen der Arbeitsgemeinschaft für dezentrale Entsorgung (ADEV). Liestal, Schweiz.
- Ancona und McVeigh 2001 Ancona D., McVeigh J. (2001) Wind Turbine- Materials and Manufacturing Fact Sheet. Office of Industrial Technologies, US Department of Energy. Heruntergeladen im Juni 2002 unter [www.oit.doe.gov/bestpractices/energymatters/emextra/pdfs/wind\\_materials.pdf](http://www.oit.doe.gov/bestpractices/energymatters/emextra/pdfs/wind_materials.pdf)
- Armstrong 1998 Armstrong, J. R. C. (1998) Wind Turbine Technology Offshore. In: *Proceedings of the 1998 Twentieth BWEA Wind Energy Conference Wind Energy - Switch on to Wind Power*. Professional Engineering Publishing Limited, UK. Auch im Internet unter [www.owen.eri.ac.uk/documents/bwea20\\_44a.pdf](http://www.owen.eri.ac.uk/documents/bwea20_44a.pdf) erhältlich.
- Baumann et al. 1993 Baumann T., Ménard M. (1993) Der kumulierte Energieaufwand - Methode und Resultate der Input-Output-Analyse. Diplomarbeit am Laboratorium für Energiesysteme, ETH Zürich.
- Bonus 2002 Stiesdal H. (2001) Middelgrunden Offshore, A newsletter for customers and business associates, Bonus energy A/S. General technical description, Technical specification, Drawings and design, Bonus 2 MW offshore. Isager Bogtryk/Offset, Svendborg, Dänemark. Weitere Informationen unter [www.bonus.dk](http://www.bonus.dk)
- Buser et al. 1996 Buser H., Kunz S., Horbaty R. (1996) Windkraft und Landschaftsschutz. Bundesamt für Energiewirtschaft. BfE, Bern.
- CEPMEIP 2002 The Co-ordinated European Programme on Particulate Matter Emission Inventories, Projections and Guidance (CEPMEIP) (2002) Heruntergeladen im Juni 2002 unter <http://www.air.sk/tno/cepmeip/>
- Dimag 1994 Mitteilungen der Firma Dimag Dieselmotoren AG (1994). (Herr Jacquiéry, Herr Santi) Niederdorf, Schweiz.
- EGES 1987 Expertengruppe Energieszenarien (1987) Dokument Nr. 25. Alpha Real et al. EDMZ.
- Energie2000 Informationen zur Windkraftanlage Grenchenberg unter [Ressort Regenerierbare Energien - Windkraftanlage Grenchenberg](#), bezogen im Juli 2003.
- ENET 2002 ENET news, Informationen zur Energieforschung, Nr 52. Juli 2002, BfE, Bern.
- Frischknecht et al. 2003 Frischknecht R., Althaus H.-J., Doka G., Dones R., Hirschier R., Hellweg S., Jungbluth N., Kellenberger D., Nemecek T., Humbert S. und Spielmann M. (2003) Implementation of Life Cycle Impact Assessment Methods. Schlussbericht ecoinvent 2000 No. 3. Schweizer Zentrum für Ökoinventare, Dübendorf, Schweiz. Bezug unter: [www.ecoinvent.ch](http://www.ecoinvent.ch).
- Gantner et al. 2001 Gantner U., Jakob M., Hirschberg S. (2001) Perspektiven der zukünftigen Strom- & Wärmeversorgung für die Schweiz – Ökologische und ökonomische Betrachtungen. Project GaBE, PSI Report Nr.01(1)2. Paul Scherrer Institut, Villigen PSI, Schweiz.
- Grud 2000 Grud P. (2000) State of the Art Offshore Wind Technology. Präsentation am Workshop Offshore-Windenergienutzung: Technik, Naturschutz, Planung. DWI Wilhelmshafen, Deutschland. Heruntergeladen im Juni 2002 unter [www.dewi.de/dewi/download/sonstiges/workshop/03.pdf](http://www.dewi.de/dewi/download/sonstiges/workshop/03.pdf)

- Greenpeace 2000 Soeker H. et al.,(2000) Zukunft Windkraft: Die Energie aus dem Meer. DEWI, Greenpeace e.V., Hamburg.
- Hagedorn 1991 Hagedorn G., Ilmberger F. (1991) Kumulativer Energieverbrauch für die Herstellung von Windkraftanlagen. Forschungsstelle für Energiewirtschaft, München.
- Hassan 2001 Hassan G. and Partners Ltd. (2001) Offshore Technology. Concerted Action on Offshore Windenergy in Europe (CA-OWEE). Heruntergeladen im Juni 2002 unter [www.offshorewindenergy.org/content/indexpages/reports/downloads/CA-OWEE\\_Technology.pdf](http://www.offshorewindenergy.org/content/indexpages/reports/downloads/CA-OWEE_Technology.pdf)
- Heuck 1999 Heuck K., Dettmann K.-D. (1999) Elektrische Energieversorgung. Vieweg Verlag, Braunschweig, Deutschland.
- Horbaty 1996 Horbaty (1996) Entwurf einer Ideenskizze für das des Energie 2000 Beschleunigungsprogrammes "Wind". ENCO Energie-Consulting Liestal, Schweiz.
- Husumer Schiffsw. 1991 Mitteilungen der Schiffswerft Husum (1991).
- IPCC 2001 Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) (2001). Climate Change 2001: The Scientific Basis. Contribution of Working Group I to the Third Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, (Houghton, J.T., Ding, Y., Griggs, D.J., Noguer, M., van der Linden, P.J., Dai, X., Maskell, K., and Johnson, C.A., eds.). Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.
- Juvent 2003 Website der Firma JUVENT SA unter <http://www.juvent.ch/about.htm>, Informationen bezogen im Juli 2003.
- Kaltschmitt 1995 Kaltschmitt M., Fishedick M. (1995) Wind- und Solarstrom im Kraftwerksverbund. C.F. Müller Verlag, Heidelberg, Deutschland.
- Krohn 1997 Krohn S. (1997): Windpowernote nr. 16. The energybalance of modern wind turbines. Vindmølleindustrien Kopenhagen, Dänemark.
- Levin 1993 Lewin B. (1993) CO<sub>2</sub>-Emissionen von Energiesystemen zur Stromerzeugung unter Berücksichtigung der Energiewandlungsketten. Dissertation an der TU Berlin.
- Malcher 2002 Malcher I. (2002) Gegenwind für Offshore. In: *Der Spiegel* 25/2002.
- Meteotest 2002 Informationen zu den schweizerischen Windkraftanlagen unter [http://stratus.meteotest.ch/mme/a\\_turbinenbeschreibung.asp?lang=d](http://stratus.meteotest.ch/mme/a_turbinenbeschreibung.asp?lang=d), bezogen im Juli 2003.
- Nordex 2001 Technische Beschreibung Nordex N43-600 (2001). [www.nordex-online.com](http://www.nordex-online.com)
- Nordex 2001b Technische Beschreibung Nordex N50-800 (2001). [www.nordex-online.com](http://www.nordex-online.com)
- Nordex 2002 Technische Beschreibung Nordex N50-800 (2002). [www.nordex-online.com](http://www.nordex-online.com)
- Pick 1998 Pick E., Wagner H.-J. (1998) Beitrag zum kumulierten Energieaufwand ausgewählter Windenergiekonverter. Arbeitsbericht, Universität GH Essen.
- Rehfeldt 2002 Rehfeldt K., Gerdes G.J. (2002) Internationale Aktivitäten und Erfahrungen im Bereich der Offshore-Windenergienutzung. BMU, Bonn.
- Schleisner 1999 Schleisner L. (1999) Life cycle assessment of a wind farm and related externalities. Riso National Laboratory, Roskilde, Denmark.

- Scholzen 1991 Scholzen F. (1991) Ökobilanz von Windenergie am Beispiel einer 30 kW-Anlage auf dem Simplon. Semesterarbeit am Laboratorium für Energiesysteme, ETH Zürich.
- SEAS 2003 Website der Firma SEAS unter <http://www.seas.dk/cm5.asp?d=1>, bezogen im Juli 2003.
- Sorenson 2001 Sorenson H.C., Hansen J. (2001) Experience from the establishment of Middelgrunden 40 MW offshore wind farm. SPOK Aps (former EMU), Denmark.
- Suisse-eole 2001 Fakten und Argumente: 15 gute Gründe zum Ausbau der Windenergie in der Schweiz (2001). [www.suisse-eole.ch](http://www.suisse-eole.ch)
- UVEK 2001 EnergieSchweiz: Ziele für den Bereich Windenergie (2001). Presse- und Informationsdienst, Medienmitteilung. UVEK, Bern
- Watson 2000 Watson G. (2000) Structure and Foundations Design of Offshore Wind Installations.
- Windpower 2002 Website der dänischen Windenergie-Vereinigung unter [www.windpower.org](http://www.windpower.org), Informationen im Juni 2002 bezogen.
- Windpower 2003 Website der dänischen Windenergie-Vereinigung unter [www.windpower.org](http://www.windpower.org), Informationen im Juli 2003 bezogen.
- Wokaun 1999 Wokaun, A. (1999) Erneuerbare Energien. Teubner Studienbücher Chemie. Stuttgart; Leipzig.

## 8 Korrekturen, ecoinvent v1.3 Daten

Der Datenbestand ecoinvent v1.3 wurde im Rahmen der Überarbeitung der Datenbank für ecoinvent v2.0 nur in einem Elementarfluss korrigiert.

Die neue Berechnung des kumulativen Energieaufwands (cumulative energy demand – CED) für erneuerbare Energieträger (siehe ecoinvent Bericht Nr. 3, „03\_LCIA-Implementation“) zog auch eine neue Bilanzierung des betreffenden Elementarflusses bei der Bilanzierung der Stromerzeugung in Windkraftwerken nach sich. Der neue Elementarfluss wird mit „Energy, kinetic (in wind), converted“ bezeichnet anstatt „Energy, kinetic, flow, in wind“. Im Datenbestand v2.0 werden die Verluste durch Generator und Getriebe berücksichtigt. Es ergibt sich ein durchschnittlicher Wirkungsgrad von 0.93 für Windturbinen. Pro kWh Strom werden 3.87 MJ „Energy, kinetic (in wind), converted“ bilanziert. Dieser Wert basiert auf einem geschätzten Wirkungsgrad des gesamten Antriebsstrangs einer Windturbine von 0.93. Dieser Wert wird mit geschätzten Wirkungsgraden von Getriebe (0.97) und Generator (0.96) berechnet.

Besides the efficiency of single components, the overall efficiency of the drive train depends on the type of its construction. Wind turbine producers implement different concepts: while e.g. Vestas and Siemens use gearboxes with varying numbers and types of stages<sup>a</sup>, Enercon sells gearless turbines<sup>b</sup>. Such gearless systems reach mechanical efficiencies of 98%.<sup>c</sup> The efficiency of the gearbox depends on the numbers and types of gear stages: Planetary gears show efficiencies above 99%, helical stages about 98%.<sup>d</sup> Usually, a gearbox of a wind turbine consists of one or two planetary and one or two helical stages, therefore the figure of 0.97 was chosen as average efficiency.

Efficiencies between 90% and 98% are reported for wind turbine generators.<sup>e</sup> The chosen average figure of 0.96 is in the upper range of this interval, but should reflect the characteristics of modern turbines.

---

<sup>a</sup> <http://www.vestas.com/vestas/global/en/Products/Products/> and <http://www.powergeneration.siemens.com/de/windpower/products/index.cfm> (18.6.2007).

<sup>b</sup> [http://www.enercon.de/de/\\_home.htm](http://www.enercon.de/de/_home.htm) (18.6.2007).

<sup>c</sup> [http://www.innovations-report.de/html/berichte/energie\\_elektrotechnik/bericht-33600.html](http://www.innovations-report.de/html/berichte/energie_elektrotechnik/bericht-33600.html) (18.6.2007).

<sup>d</sup> <http://www.wind-energie.de/de/technik/konstruktive-aufbau/getriebe/> (18.6.2007).

<sup>e</sup> <http://www.wind-energie.de/de/technik/konstruktive-aufbau/generatoren/>, <http://elite.tugraz.at/diplomarbeiten/Jungbauer.pdf>, [http://www.tauernwind.com/windenergie/windenergie\\_tech.htm#](http://www.tauernwind.com/windenergie/windenergie_tech.htm#) (18.6.2007).