

Christofer Skaar

ØKOEFFEKTIV  
ELEKTRISITETS-  
PRODUKSJON

Vindkraft i et livsløps-  
perspektiv

NTNU 

Program for industriell økologi  
Masteroppgave 2004

**Norges teknisk-naturvitenskaplige universitet  
Faukultet for informasjonsteknologi, matematikk og elektroteknikk  
Institut for elkraftteknikk**

**”Økoeffektiv elektrisiteitsproduksjon:  
Vindkraft i et livsløpsperspektiv.”**

**Hovedoppgave  
for**

**Christofer Skaar**

**Trondheim, mars 2004**



# Oppgavetekst

Oppgaven utføres ved *Institutt for elkraftteknikk* og *Program for industriell økologi*. Formål ved oppgaven er å kvantifisere miljøpåvirkninger forbundet med vindkraft. Følgende skal utføres:

- Beskrive, avgrense og definere vindkraftsystemet.
- Utføre en livsløpsanalyse av vindkraftsystemet. Resultatene fra denne analysen skal kommenteres og sammenlignes med resultater fra tilsvarende studier.
- Identifisere hvor i livsløpet miljøbelastningen oppstår og hvilke avbøtende som mest effektivt kan redusere miljøbelastningen.
- Undersøke effektene av sentralisert kontra distribuert vindkraft.

# Forord

Denne avhandlingen utgjør hovedfagsoppgaven til student Christofer Skaar. Oppgaven er skrevet ved Institutt for elkraftteknikk og Program for industriell økologi og den omhandler økologiske og kraftsystemmessige problemstillinger rundt vindkraft, i et livsløpsperspektiv.

Ved NTNU vil jeg takke min faglærer Tore Undeland, professor ved Institutt for elkraftteknikk, for å ha gitt meg muligheten til å skrive denne oppgaven. Jeg vil også takke min veileder Johan Pettersen, stipendiat ved Program for industriell økologi.

Trondheim, 23. mars 04.

---

Christofer Skaar

## Sammendrag

Utgangspunktet for denne oppgaven har vært å kvantifisere miljøbelastningen forbundet med vindkraft og sammenligne denne med vannkraft og gasskraft. Det skal også undersøkes i hvor stor grad vindkraft kan dekke en forventet økning i elektrisitetsforbruket. Undersøkelsen er gjort i et livsløpsperspektiv.

Første del av oppgaven er en gjennomgang av teoretisk bakgrunnsmateriale for livsløpsanalyse av energisystem. Deretter følger en kort analyse av produksjon og forbruk av elektrisitet i årene fram mot 2020. Resultatet av analysen tiliser et avvik mellom produksjon og forbruk på 24 TWh/år innen 2020.

I andre del av oppgaven er det foretatt en litteraturstudie av vindkraft og av tidligere livsløpsanalyser av energisystem. Tekniske og økonomiske aspekter ved vindkraft beskrives i detalj, og det er frembrakt formler på vindturbiners skaleringsforhold.

Tredje del av oppgaven består av en livsløpsanalyse av vindkraft. Funksjonell enhet er definert til 1 kWh produsert elektrisitet. Det er tatt utgangspunkt i en 150 MW danskprodusert vindpark. Inkludert i analysen er turbin, fundament, overføringsnett i vindparken, samt infrastruktur. Resultatene viser at de største utslippene av CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub> oppstår i vindturbinens produksjonsfase. En sensitivitetsanalyse bekrefter resultatet, og indikerer at også anleggsarbeidet står for en viktig del av utslippene.

Variasjoner i vindparkstørrelse er også undersøkt. Modellering av tre vindparker, 40 MW – 150 MW – 500 MW, viser at 500 MW vindparken har et utslipp som er 2 % lavere per kWh enn for en 150 MW vindpark. 40 MW vindparken har tilsvarende høyere utslipp.

For å kunne produsere 24 TWh/år i 2020, er det nødvendig å konstruere 54 stykker 150 MW vindparker. For stål vil dette tilsvare 64,1 % av det årlige norske forbruket. Konklusjonen er at det er mulig å produsere 24 TWh/år fra vindkraft i 2020, men at det krever betydelig industrisatsing.

Avslutningsvis identifiseres tre områder som interessante for videre studier:

- Livsløpsvurderinger av infrastrukturen i en vindpark.
- Vedlikehold i forhold til vindparkstørrelse (MW).
- Miljøkonsekvenser ved valg av kabel eller luftline

## Abstract

The task of this report has been to quantify the environmental consequences in association with wind power, and compare this to power from water and natural gas. It is also a goal to examine how much of an expected increase in electricity consumption it can be expected that wind power will cover. The assessment is to be conducted in a life cycle perspective.

In the first part of the report there is review of the theoretic foundation for life cycle analysis of energy systems, followed by a short examination of production and consumption of electricity towards the year 2020. The results of this analysis predict a difference between production and consumption in 2020 of 24 TWh/year.

The second part of the report consists of a literature study of wind power and a brief overview of earlier work in this category. Then technical and economical aspects of wind power are described in detail. The physical relationships between turbine components are described mathematically.

Based on the findings mentioned above a life cycle assessment of wind power is conducted. The functional unit is defined as 1 kWh of electricity produced by the plant. The basic design is a 150 MW onshore wind farm. Included in the analysis are the turbine itself, foundations, wind farm transmission grid and infrastructure. The results show that the major releases of CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub> and NO<sub>x</sub> occur in the turbine production stage. A sensitivity analysis confirms the results, and also indicates that building and construction are major attributers to the release of pollutants.

Variations in the configuration of the model are examined. Modeling of three different sized wind farms, 40 MW – 150 MW – 500 MW, reveal that the pollution per kWh is higher for the smaller farms.

There is a need to construct 54 x 150 MW wind farms by the year of 2020, in order to produce 24 TWh/year. It is estimated that this corresponds to 64,1 % of the annual Norwegian consumption of iron and steel. The conclusion is that it is indeed possible to produce 24 TWh by the year 2020, but it will require serious industrial effort.

In closing there are identified three areas of interest for further study in the area of life cycle assessments:

- Wind farm infrastructure.
- Maintenance vs. wind farm size.
- Environmental consequences of choosing either power cables or power lines.

# Innholdsfortegnelse

<b>OPPGAVETEKST</b>	<b>I</b>
<b>FORORD</b>	<b>II</b>
<b>SAMMENDRAG</b>	<b>III</b>
<b>ABSTRACT</b>	<b>IV</b>
<b>1 INNLEDNING</b>	<b>1</b>
1.1 Motivasjon	1
1.2 Formål	1
1.3 Avgrensning	2
<b>2 TEORI OG METODER</b>	<b>3</b>
2.1 Industriell økologi	3
2.2 Metoder for evaluering av energisystemer	4
2.2.1 Samfunnsøkonomisk analyse (SØA)	4
2.3 Metode benyttet i denne oppgaven	5
2.3.1 Livsløpsanalyse (LCA)	5
2.3.1.1 Introduksjon	5
2.3.1.2 Fastsettelse av hensikt og omfang (goal and scope)	6
2.3.1.3 Livsløpsregnskap (LCI)	6
2.3.1.4 Livsløpseffektvurdering (LCIA)	6
2.3.1.5 Livsløpstolkning	6
2.3.2 Livsløpsanalyse i denne oppgave	6
2.4 Datainnsamling	7
2.5 SimaPro 5.1	7
<b>3 BAKGRUNN</b>	<b>8</b>
3.1 Elektrisitetsforbruket mot 2020	8
3.2 Produksjonspotensial	9
3.2.1 Vannkraft	9
3.2.2 Gasskraft	10
3.2.3 Vindkraft	10
3.2.4 Sammenstilt produksjonspotensial	11
3.3 Vindkraft	12
3.3.1 Introduksjon	12
3.3.2 Teknisk beskrivelse: Vindturbin	13
3.3.3 Økonomiske aspekter	15
3.3.4 Lokale miljøkonsekvenser	16
3.3.5 Avhending	17
3.4 Overføringsnett	17
3.4.1 Introduksjon	17
3.4.2 Miljø og ressursbruk	18
3.4.3 Økonomiske betraktninger	18
3.5 Sammenligningsgrunnlag	19
3.5.1 Resultater fra tidligere livsløpsanalyser av vannkraft	19
3.5.1.1 Stiftelsen Østfoldforskning (STØ)	19
3.5.1.2 Sydkraft	19
3.5.1.3 Vattenfall	19
3.5.1.4 Ökoinventare – elvekraftverk	20
3.5.2 Resultater fra tidligere livsløpsanalyser av gasskraft	20
3.5.2.1 Stiftelsen Østfoldforskning (STØ)	20
3.5.2.2 Energiverk Mongstad (Sollie)	20
3.5.2.3 National Renewable Energy Laboratory (NREL)	21
3.5.3 Resultater fra tidligere livsløpsanalyser av vindkraft	21
3.5.3.1 Sydkraft	21
3.5.3.2 Vattenfall	21
3.5.3.3 European Commission (THERMIE)	21



<b>4</b>	<b>LIVSLØPSANALYSE AV VINDKRAFT</b>	<b>22</b>
4.1	Hensikt og omfang	22
4.2	Systembeskrivelse: Basisvindpark 150 MW	22
4.2.1	Turbin	22
4.2.2	Vindpark	23
4.2.3	Overføringsnett	23
4.2.4	Drift	23
4.2.5	Avhending	23
4.3	Livsløpsregnskap	24
4.3.1	CO <sub>2</sub> , SO <sub>2</sub> , NO <sub>x</sub>	24
4.3.2	Energiforbruk og energibalanse	24
4.3.3	Ressursforbruk	24
4.4	Livsløpseffektvurdering (LCIA)	25
4.4.1	Eco-indicator 99 (H)	25
4.4.2	Ecopoints 97 (CH)	26
4.4.3	EDIP/UMIP 96	26
4.4.4	Sammenstilt: Normalisert single score.	27
4.5	Sensitivitetsanalyse	28
4.5.1	Teknologisk forbedring: 20 % redusert materialforbruk i turbin og tårn	28
4.5.2	Redusert visuell innvirkning: 100 % kabel i parknett	28
4.5.3	Redusert terrenginngrep: 100 % luftline i parknett	28
4.5.4	Økt avstand til sentralnettet: 50 % økning i parknett	28
4.5.5	Vanskelige grunnforhold: 50 % økt turbinfundament	29
4.5.6	Økt vedlikeholdsbehov: 50 % økt energiforbruk i driftsperioden	29
4.5.7	Utfordrende terreng: 50 % økte anleggskostnader	29
4.5.8	100 % økt transportavstand	29
4.5.9	Levetid 40 år med bytte av rotor og nacelle etter 20 år	29
4.5.10	Levetid 40 år	30
4.5.11	Stor vindpark: 500 MW	30
4.5.12	Liten vindpark: 40 MW	30
4.5.13	500 km nettutbygging	30
4.6	Scenario 1 – Sentralisert vindkraft	31
4.7	Scenario 2 – Distribuert vindkraft	31
<b>5</b>	<b>RESULTATER OG DISKUSJON</b>	<b>33</b>
5.1	CO <sub>2</sub> , SO <sub>2</sub> , NO <sub>x</sub>	33
5.2	Energiltilbakebetalingstid (EPP)	33
5.3	Vektfordeling for turbinkomponenter	34
5.4	Sensitivitetsanalyse: 150 MW vindpark	34
5.5	Scenarier	35
5.6	Vurdering av resultat	36
5.6.1	Datakvalitet	36
<b>6</b>	<b>KONKLUSJONER</b>	<b>37</b>
<b>7</b>	<b>REFERANSER</b>	<b>38</b>
7.1	Bøker og artikler	38
7.2	Vesider	40
	<b>VEDLEGG A: UTSLIPPSDATA FOR SCENARIER</b>	<b>A</b>
	<b>VEDLEGG B: RESSURSFORBRUK 150 MW VINDPARK</b>	<b>B</b>
	<b>VEDLEGG C: RESULTATER, VEKTINGSMODELLER</b>	<b>C</b>
	<b>VEDLEGG D: SIMAPRO 5.1 DATABASE MANUAL</b>	<b>D</b>
	<b>VEDLEGG E: DATAGRUNNLAG – VINDPARK</b>	<b>E</b>
	<b>VEDLEGG F: SIMAPRO DATA OUTPUT</b>	<b>F</b>

# 1 Innledning

## 1.1 Motivasjon

Bondevik-regjeringen publiserte i 2001 en nasjonal strategi for bærekraftig utvikling. I strategiplanen fokuseres det blant annet på behovet for energieffektivisering, tiltak mot forurensing, økt bruk av naturgass og utbygging av fornybare energikilder. I et nordisk perspektiv vektlegges reduserte utslipp av klimagasser. Videre heter det at:

”[d]en overordnede målsettingen for det norske samfunnet, og verdenssamfunnet, er at utviklingen skal være økonomisk, sosialt og økologisk bærekraftig. Grunnlaget for vedvarende bruk av naturen og dens ressurser skal bevares. Innenfor disse rammene skal vi fremme en stabil og sunn økonomisk utvikling og et samfunn med høy livskvalitet, og bidra til at også verdens fattige får mulighet til materiell velferd og økt livskvalitet.” (UD 2001: 7)

For at økonomisk utvikling – i betydning vekst – skal være mulig, må det også være utvikling i energitilgjengeligheten. Denne utviklingen kan komme i form av energieffektivisering, eller i form av økt energiproduksjon. I lys av dette vil det være et naturlig utgangspunkt å analysere mulighetene for videre utbygging av det nasjonale energisystemet.

Karakteristisk for det norske kraftsystemet er at det nesten utelukkende er basert på fornybare ressurser. Vannkraft utgjør over 99 prosent av elektrisitetsproduksjonen som medfører at tilgjengeligheten i systemet i stor grad varierer i takt med tilsiget av vann. Dette kan gi store variasjoner i produksjonsevnen fra år til år, siden vannkraft er en uforutsigbar ressurs. Så lenge magasinkapasiteten er betraktelig større enn forbruket vil dette ikke være et problem, variasjoner vil jevne seg ut over tid. Men i senere tid har det vært en stadig økning i forbruket uten en tilsvarende økning i produksjonskapasiteten, og i et tørrår er vi avhengig av gode importmuligheter.

I et normalår har det til nå vært tilstrekkelig med tilsig til å holde oss selvforsynt med strøm, men utviklingen ”viser at hvis ikke nye tiltak settes i verk, vil vi gå mot en stadig større importavhengighet fra utlandet.” (NVE 2002b: 5) Import vil medføre større miljøkonsekvenser i andre deler av Europa og det er av den grunn ønskelig å utvide energiproduksjonen i Norge, ideelt sett med en bærekraftig og fornybar energikilde. De mest lovende alternativ er vind-, vann- og gasskraft, som alle vil ha mindre negative konsekvenser enn import.

Med tanke på at vi har en lang og forblåst kystlinje, er det lett å se at vi har et stort uutnyttet potensial for vindkraft i Norge. Sett i sammenheng med et ønske om å redusere kraftunderskuddet og øke produksjonen av fornybar energi, vil det være interessant å se på miljømessige konsekvenser ved utbygging av vindkraft.

## 1.2 Formål

Oppgavens formål er å identifisere teknologiske, økonomiske og økologiske konsekvenser av vindkraft i Norge. En komparativ analyse mot vann- og gasskraft skal gjennomføres og resultatene skal i størst mulig grad kvantifiseres. Sammenligningen skal gjøres i et livsløpsperspektiv, og det skal undersøkes hvor i

livsløpet de største utslippene forekommer. Funksjonell enhet defineres som 1 kWh levert til sentralnettet.

Opgavens hovedfokus er på vindkraft. Det skal undersøkes konsekvenser ved distribuert kontra sentralisert vindkraftproduksjon. Resultatene skal kvantifiseres.

### **1.3 Avgrensning**

Opgaven avgrenses til å omfatte vind-, vann- og gasskraft<sup>1</sup>. Dette er de teknologisk og økonomisk mest lovende utbyggingsmulighetene, med flere store prosjekter under planlegging. Geografisk avgrensning er Norge, med import/eksportmuligheter. Tidshorisonten er 2000-2050, hvor det legges størst vekt på perioden 2000-2020. Utbygging av produksjonskapasitet etter 2020 er ikke inkludert i oppgaven, da den teknologiske utviklingen er vanskelig å forutse så langt fram i tid.

Sammenligningen skal gjøres ved bruk av indikatorer. Alle resultater skal i utgangspunktet kvantifiseres økonomisk, men "[d]et finnes imidlertid ikke tilstrekkelig robuste estimater på miljøkostnader." (NVE 2003: 7) Konsekvenser som ikke kan kvantifiseres skal identifiseres og vurderes kvalitativt.

Overføringsnettet inkluderes kun i de tilfeller der ny produksjon krever en nettutbygging. Verdien av tiltak på konsumentensiden betraktes som meget viktig, men er ikke gjenstand for nærmere vurdering.

---

<sup>1</sup> "Fossil kraftproduksjon betyr i norsk sammenheng gasskraft." (NVE 2003: 10)

## 2 Teori og metoder

### 2.1 Industriell økologi<sup>2</sup>

Industriell økologi er et relativt nytt konsept for å oppnå et bærekraftig samfunn. Målsettingen er å utforme industrielle systemer etter modell av de mest perfekte systemer vi kjenner til; økosystemene. Dette gjøres ved å gå fra prosess- til systemtenkning og fra produkt- til funksjonstenkning. Ved å innta et livsløpsperspektiv kan den totale verdikjeden optimaliseres. Produktets miljøbelastning er dermed den samlede belastning fra vugge (råvareuttak) til grav (avfallsdeponering). En definisjon på industriell økologi er:

”Industriell økologi kan sees på som et sett med tanker (teoretisk/konseptuelt) og metoder (praksis/instrumentelt) som benytter de naturlige økosystemene som metafor og modell for å uttrykke hvordan det industrielle samfunn bør være organisert og fungere. De naturlige økosystemene er de mest perfekte systemene vi kjenner til; med eksempelvis intet avfall, selvregulering (tilbakekoblingsmekanismer) og lukkede materialsøyfer; dvs. bærekraftige systemer.” (Røine, K. 1998: 2)

En sentral karakteristikk ved industriell økologi er tverrfagligheten. Ved siden av utvikling av teknologiske løsninger fokuseres det på organisatoriske og kulturelle aspekter. (Heie og Brattebø 2002: 5) Denne oppgaven tar først og fremst utgangspunkt i teknologiske problemstillinger. Hovedpunkter ved denne siden av industriell økologi er:

- Dematerialisering (reduert ressursbruk i forhold til velstandsproduksjon).
- Lukking av materialsøyfer (økt gjenvinning, redusert råvareuttak).
- Systemtenkning
- Økoeffektivitet.

Økoeffektivitet er en sammenkobling mellom økonomisk utvikling og miljømessig påvirkning. Begrepet kan defineres på flere forskjellige måter. World Business Council of Sustainable Development (WBCSD) har beskrevet tre forskjellige måter å betrakte økoeffektivitet på:

- Konsept: Forbedring av både økonomisk og økologisk effektivitet.
- Strategi: Bedrifter kan bruke økoeffektivitet til å øke inntektene og redusere kostnadene.
- Måleindikator: Bruken av økoindikator for å beskrive, måle og kommunisere økoeffektivitet, enten til omverdenen eller internt i bedriften.

I denne oppgaven er økoeffektivitet referert til som måleindikator. WBCSD har definert følgende ligning for økoeffektivitet:

$$\text{Økoeffektivitet} = \frac{\text{Produkt- /serviceverdi}}{\text{Miljøbelastning}} \quad [1]$$

---

<sup>2</sup> Betragtningene i dette kapitlet er basert på Heie og Brattebø 2002 og Reistad, K. 2004: 3-9.

## 2.2 Metoder for evaluering av energisystemer

Det er utarbeidet flere metoder for evaluering av energisystemer. Institusjoner som har vært involvert i denne type arbeid er blant annet International Energy Agency (IEA), National Renewable Energy Laboratory i USA (NREL) og EU. Sistnevnte har gjennom ExternE utført et omfattende arbeid med å kartlegge eksternaliteter forbundet med energiproduksjon.

IEA publiserte i 1996 *Comparing energy technologies*, som er en gjennomgang av tilgjengelige metoder for sammenligning av energisystemer. Publikasjonens målsetting er å gi en gjennomgang av tilgjengelige sammenligningsmetoder, samt gi en oversikt over forsknings- og utviklingsprosjekt verden over. Det identifiseres fire forhold som må tas i betraktning i en sammenlignende studie:

- Teknisk omfang (hvilke systemtyper skal undersøkes).
- Geografisk omfang.
- Tidsramme.
- Tekniske og andre sammenlikningsvilkår (herunder økonomi, økologi, samfunnsøkonomisk nytte og lignende).

Videre grupperer IEA metodene i tre kategorier:

- Sammenligninger basert på indikatorer.
- Sammenligninger basert på systemtilnærminger.
- Sammenligninger basert på konsultative metoder.

IEA understreker nødvendigheten av å gjennomføre undersøkelsene i et livsløpsperspektiv.

Det finnes en rekke alternative metoder for energisystemanalyse. Det gis en kort oversikt over noen av disse nedenfor. Deretter følger en kort gjennomgang av teorien bak samfunnsøkonomisk analyse, som er påkrevd i forbindelse med konsesjonsbehandling av komponenter i energisystemet. (NVE 2002c)

- Total Cost Accounting (TCA)
- Life Cycle Costing (LCC)<sup>3</sup>
- Material Flow Accounting (MFA)
- Material Input per Unit of Service (MIPS)
- Cumulative Energy Requirements Analysis (CERA)
- Input-Output Analysis (IO)
- Energi- og eksergivirkningsgrad

### 2.2.1 Samfunnsøkonomisk analyse (SØA)<sup>4</sup>

Nyttekostnadsanalyse (NKA) og kostnadseffektivitetsanalyse (KEA) er to verktøy som brukes i en samfunnsøkonomisk analyse. I en NKA beregnes nettonytten (NN) med hensyn til nytteverdi (N), driftskostnader (D), eksterne effekter (U) og investeringskostnader (I), som vist i formel . Virkningene neddiskonteres ved hjelp av

---

<sup>3</sup> LCC forventes å inkluderes i livsløpsanalyser. (Guinée, J.B. 2001:7)

<sup>4</sup> Avsnittet er basert på betraktninger i NVE 2003: 3-11.

en fastsatt kalkulasjonsrente.<sup>5</sup> Prosjekter med positiv nåverdi bør iverksettes. Rangering av prosjekter gjøres ved hjelp av nyttekostnadsbrøken  $N/K = (N-I-D-U)/(I+D)$ .

Kostnadseffektivitetsanalyse er et verktøy som brukes når et tiltenkt prosjekt genererer verdier som vanskelig kan kvantifiseres, men som det fortsatt er ønskelig å oppnå. Eksempler på slike verdier er grunnforskning, eldreomsorg og utdanning. KEA kan uttrykkes som [3]. NVE ”anbefaler at det benyttes nyttekostnadsanalyse og ikke kostnadseffektivitetsanalyse så sant dette er mulig.” (NVE 2003: 22)

$$NN = \sum_{t=0}^n \frac{N_t}{(1+r)^t} - \sum_{t=0}^n \frac{D_t}{(1+r)^t} - \sum_{t=0}^n \frac{U_t}{(1+r)^t} - \sum_{t=0}^n \frac{I_t}{(1+r)^t} \quad [2]$$

$$\text{Minimer: } \Delta I + \Delta D + \Delta U \text{ under betingelse av } \Delta N \geq \Delta \hat{N} \quad [3]$$

I likhet med en livsløpsanalyse skal samfunnsøkonomiske analyser vurderes ”fra vugge til grav” (NVE 2003: 12). Eksternaliteter er inkludert i den grad de kan kvantifiseres. NVE påpeker i *Håndbok: Samfunnsøkonomisk analyse av energiprojekter* at:

”Miljøkostnader er en viktig del av en samfunnsøkonomisk analyse, spesielt innen energisektoren. Det finnes imidlertid ikke tilstrekkelig robuste estimater på miljøkostnader til bruk i NVEs analyser. Dette skyldes hovedsakelig at det ikke finnes mange nok analyser av miljøkostnader for å kunne generalisere.” (NVE 2003: 7)

I *Forskrift om energiutredninger* kreves det at samfunnsøkonomiske analyser gjennomføres som en del av kraftsystemutredningen. Kraftsystemutredningen ligger til grunn for behandling av konsesjonssøknader.

## 2.3 Metode benyttet i denne oppgaven

### 2.3.1 Livsløpsanalyse (LCA)<sup>6</sup>

#### 2.3.1.1 Introduksjon

Livsløpsanalyse er en metode for å analysere miljøpåvirkninger gjennom et produkts livsløp. LCA er ikke alene et beslutningsverktøy men må sees i sammenheng med andre forhold, for eksempel økonomiske og samfunnsmessige. I følge ISO-standard 14040 kan en LCA være et hjelpemiddel ved:

- Identifisering av muligheter til å forbedre produkters miljøaspekter på forskjellige stadier i produktenes livsløp;
- Beslutninger i industrielle, statlige eller ikke-statlige organisasjoner (f.eks. strategisk planlegging, prioritering, produkt- eller prosessutforming eller endring);

<sup>5</sup> Kalkulasjonsrenten er basert på en risikofri rente på 3,5 % og et risikotillegg, som vist i NVE 2003: 24.

<sup>6</sup> Kapitlet er basert på Brekke 2004 URL, Sollie 2002, Reistad 2004, Guinée 2001.

- Valg av aktuelle indikatorer for miljøprestasjon, inkludert måleteknikker; og markedsføring (f.eks. en miljøpåstand, et miljømerkesystem eller en miljøvaredeklarasjon). (Kilde: NSF 1998)

ISO (den internasjonale standardiseringsorganisasjonen), CLM (universitetet i Leiden), UNEP (United Nations Environmental Program) og SETAC (Society of Environmental Toxicology and Chemistry) er organisasjoner som har vært sentrale i utviklingen av metodologien. En livsløpsanalyse kan deles inn i fire trinn, som beskrevet nedenfor.

#### 2.3.1.2 Fastsettelse av hensikt og omfang (goal and scope)

Fastsettelse av hensikt og omfang er kanskje den viktigste delen av en livsløpsanalyse. Her defineres problemet så klart som mulig, hvilket resultat som skal oppnås (måldefinisjonen, for eksempel en sammenligning av to produkter eller en forbedringsanalyse av ett enkelt), allokeringsprosedyrer, referansestrømmer og funksjonell enhet.

Den funksjonelle enheten skal være et presist mål på den funksjon systemet skal utføre, og den bør ikke være subjektiv eller tvetydig. Eksempel på funksjonell enhet kan være den mengde emballasje som trengs for å frakte 1000 liter drikke fra produsent til konsument.

#### 2.3.1.3 Livsløpsregnskap (LCI)

I livsløpsregnskapet skal alle strømmer inn og ut av systemet kvantifiseres og avskjæringskriterier<sup>7</sup> (cut-off criteria) bestemmes. Dette er ofte den mest arbeidskrevende delen av en livsløpsanalyse. Resultatet av dette arbeidet vil kunne medføre at hensikt og omfang må endres. "Livsløpsanalyser er altså *iterative*." (Brekke 2004 URL)

#### 2.3.1.4 Livsløpseffektvurdering (LCIA)

I denne delen av livsløpsanalyse skal miljøbelastningen for strømmene kartlagt i livsløpsregnskapet beregnes. Det finnes flere forskjellige metoder for å gjøre dette, for eksempel Eco-indicator 99 og EPS (Environmental Performances Indicator, utviklet blant annet av Volvo). Hvilken metode som velges vil være avhengig av hensikten med analysen, som for eksempel kan være å undersøke et produkts innvirkning på global oppvarming. Effektvurdering er et område innen livsløpsanalyser som er under stadig utvikling.

#### 2.3.1.5 Livsløpstolkning

I denne fasen skal resultatene fra de foregående stadier tolkes. Resultatet fra livsløpstolkningen kan medføre at man velger å gå tilbake og gjøre endringer i et tidligere stadium. En livsløpstolkning bør inneholde sensitivitets- og usikkerhetsanalyse, og bør forhåpentligvis munne ut i en konklusjon og videre anbefalinger.

### 2.3.2 **Livsløpsanalyse i denne oppgave**

I denne oppgaven er det utført en forenklet livsløpsanalyse, og det vil derfor være avvik ifra metodologien beskrevet ovenfor.

---

<sup>7</sup> Avskjæringskriteriet bestemmer hvilke strømmer som skal inkluderes i systemet. Strømmer kan for eksempel ekskluderes på massegrunnlag (slik at en viss prosent er inkludert i systemet) eller på antagelse av at de ikke utgjør noen stor innvirkning på måldefinisjonen.

## **2.4 Datainnsamling**

En stor del av oppgaven har gått med på å samle inn data til livsløpsanalysen og til beregning av underliggende forutsetninger. Litteratursøk ved NTNUs bibliotek, i databaser og på internett har stått for størstedelen av datainnsamlingen. Deler av datagrunnlaget har også blitt hentet fra programvaren SimaPro 5.1, som beskrevet i kapittel 2.5.

Kvaliteten på innsamlede data har vært varierende med tanke på detaljnivå, usikkerhet og alder. Det har i liten grad vært mulig å finne framskrevet data for perioden 2000-2020, og det er av den grunn tatt utgangspunkt i data fra 1995-2004.

## **2.5 SimaPro 5.1**

Det er valgt å bruk SimaPro 5.1 fra PRè Consultants B.V. i Nederland som LCA-verktøy. SimaPro var et av de første programvareverktøyene som kom på markedet, og er i dag et av de mest benyttede programmene. (Reistad, K. 2004: 47)

Inkludert i SimaPro er et antall databaser med store mengder informasjon om ulike prosesser og produkter. Dataene er samlet inn med forskjellig hensikt og under forskjellige omstendigheter, og det er derfor viktig at de kontrolleres for egnethet før bruk. SimaPro inkluderer også flere vektingsmodeller for miljøbelastning. I denne oppgaven har det vært valgt å bruk Eco-indicator 99 (H) (som er utviklet av PRè Consultants), EDIP/UMIP (utviklet av dansk industri) og den sveitsiske modellen Ecopoints 97 (CH).

En ulempe ved bruken av SimaPro er at programmet ikke støtter dynamiske beregninger.

Vedlegg D gir en generell introduksjon til bruken av SimaPro-databasene mens vedlegg F inneholder datagrunnlaget i SimaPro. Materialet i vedlegg F er inkludert for å gjøre analysen mest mulig transparent.



### 3 Bakgrunn

Dette kapittelet er en gjennomgang av betraktninger og forutsetninger som ligger til grunn for de valg som er gjort i livsløpsanalysen i kapittel 4. Elektrisitetsforbruket er beregnet fram mot 2020, i samsvar med NOU 1998:11 og Statnett 2003.

#### 3.1 Elektrisitetsforbruket mot 2020

En viktig forutsetning for at videre utbygging av kraftproduksjonen skal være lønnsom, er at forbruket fortsetter å øke. Den historiske tendensen fra de siste 50 årene viser at det har vært en jevn økning i elektrisitetsforbruket, om enn noe avtagende de siste ti årene. Det er grunnlag for å tro at vil fortsette. Blant annet skriver NVE i en undersøkelse av utviklingen at:

Årlig forbruk [GWh]			
1998	2010	2020	Årlig prosentvis vekst
124,8	135,7	145,5	0,7 %
124,8	136,5	148,9	Kilde: SSB 2003
124,8	137,3	148,7	0,8 %
124,8	139	152	0,9 %
124,8	140,6	155,3	1,0 %
124,8	142,3	158,8	1,1 %
124,8	144	162,3	1,2 % (NVE)

Tabell 1 – Årlig forbruk [GWh]<sup>8</sup>

”den observerte trenden gir grunn til å tro at veksten vil være lavere de kommende 10 årene enn den var de foregående 10 år. På dette grunnlag har en skjønsmessig antatt en årlig vekst på 1,2 % for elektrisitet til alminnelig forsyning de kommende år” (NVE 2002b: 7)

Statistisk sentralbyrå opplyser at ”50 prosent av sluttforbruket av energi er elektrisitet” (SSB 2004b URL). Dette viser at elektrisitet er en av de viktigste energibærerne i Norge. Med dette i tankene er det bekymringsverdig at produksjonen ikke øker ikke samme takt som forbruket. NVE uttaler at:

”I tørrår viser det seg at importmulighetene ikke er nok til å dekke differansen mellom normalt forbruk og produksjon. I 2010 kan underskuddet i forhold til et normalt forbruk bli i størrelsesorden 18 TWh selv med elkjelmarkedet faset ut.” (NVE 2002b: 5)

Som det fremgår av Tabell 1 og Tabell 2 har SSB et mer konservativt anslag på hvordan utviklingen vil bli enn NVE. I denne oppgaven antas det en årlig vekst på ca. 0,8 % for hele analyseperioden, et anslag som legger seg mellom de SSB og NVE operer med. Behovet vil da øke med 12,5 TWh innen 2010 og 24<sup>9</sup> TWh innen 2020.

<sup>8</sup> Bruttoproduksjon pluss import. Det er ikke tatt hensyn til tap, pumpeforbruk, statistisk differanse eller eksport.

<sup>9</sup> ~23,9 TWh.

<b>Kraftbalanse for Norge [TWh]</b>					
Kilde: SSB 2004a					
	1998	2010	2020	Årlig prosentvis vekst	
				1998-2010	2010-2020
Total produksjon	116,8	124,4	141,6	0,5	1,3
- Vannkraft	116,3	120,0	123,0	0,3	0,2
- Vindkraft		3,0	5,0		5,2
- Gasskraft			12,0		
- Annet	0,5	1,4	1,6	9,3	0,8
Import	8,0	12,1	7,3	3,5	-4,9
Eksport	4,4	3,7	10,2	-1,5	10,7
Tap, pumpekraft og statistisk diff.	10,4	11,2	11,5	0,6	0,3
Nettoforbruk	110,0	121,7	127,2	0,8	0,4
- Kraftintensiv industri	32,0	32,6	30,4	0,2	-0,7
- Treforedling	7,2	7,0	7,2	-0,2	0,2
- Annen industri	10,3	12,3	12,8	1,5	0,4
- Annen næringsvirksomhet	24,3	26,6	26,9	0,8	0,1
- Husholdninger og jordbruk	36,2	43,2	49,9	1,5	1,4

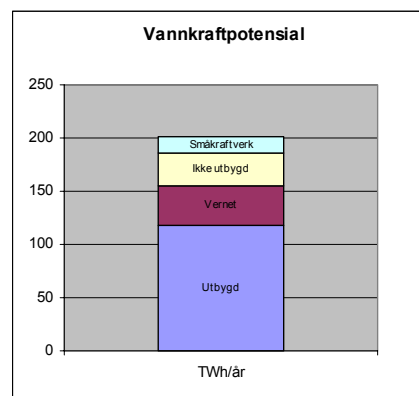
Tabell 2 – Kraftbalanse for Norge

## 3.2 Produksjonspotensial

### 3.2.1 Vannkraft

Som et av få land i verden består den norske elektrisitetsforsyningen omtrent utelukkende av fornybar energi. I følge SSB står vannkraft for ”[o]ver 99 prosent av elektrisitetsproduksjonen” (SSB 2004b URL) her til lands.

Det er beregnet at det i norske vassdrag er 186,5 TWh nyttbar energi. Dette tallet inkluderer ikke potensialet for småkraftverk, som er rundt 10-15 TWh. (Haaland, L. 2003 URL) Av de 186,5 TWh er 36,5 TWh varig vernet (SSB 2004d URL) og 118 TWh utbygd (NVE 2004c URL). Dette medfører at utbyggingspotensialet er i overkant av 42-45 TWh, innenfor en kostnadsgrense på 4 kr per kWh/år (OED 1998 URL, kapittel 22.4.1). Det er per i dag gitt konsesjon til utbygging av 1,5 TWh (NVE 2004c URL).



Figur 1 – Vannkraftpotensialet i Norge (NVE 2004c URL)

NVE arbeider med å kartlegge potensialet for småkraftverk, men arbeidet er enda ikke ferdigstilt. Resultatene fra undersøkelsen forventes offentliggjort i løpet av våren 2004 (NVE 2004e URL). Det er et positivt politisk miljø for småkraftverk, som Regjeringens uttalelse viser:

”Det er de små kraftverkene bidrag til energioppdekkingen og til næringsutviklingen i distriktene, som gjør Regjeringen opptatt av å legge til rette for økt etablering av disse kraftverkene. I tillegg er det viktig at slike anlegg som hovedregel medfører små konsekvenser for miljøet.” (OED 2003a URL)

Konklusjonen må bli at det tekniske potensialet for at vannkraft skal kunne dekke forbruksøkningen, er til stede. Det politiske miljøet er også positivt til utbygging av småkraft. Når det gjelder utbygging av større vassdrag er den politiske motstanden stor, noe kontroversen rundt utbygging av Øvre-Otta illustrerer (Bellona 2004 URL).

### 3.2.2 Gasskraft

		Effekt [MW]	Produksjon [TWh]
Kollsnes	Naturkraft	390	3,1
Kårstø	Naturkraft	380	3,0
Skogn	Industrikraft Midt-Norge	800	6,4
Karmøy	Norsk Hydro	1300	10,5
Tjeldbergodden	Nordenfjeldske energi	400	3,2
Tjeldbergodden	Naturkraft	800	6,4
Totalt		4070	32,6

Tabell 3 – Planlagte gasskraftverk i Norge

I tråd med Regjeringens målsetting om å øke det nasjonale forbruket av naturgass, har det vært stor oppmerksomhet rundt etableringen av gasskraftverk. Spesielt har det vært stor debatt om CO<sub>2</sub>-utslipp fra gasskraftverk. CO<sub>2</sub>-injisering i oljefelt er en mulig løsning som i tillegg til CO<sub>2</sub>-deponering vil gi økt utnyttelsesgrad av oljefeltene i Nordsjøen. Foreløpig har merkostnaden ved CO<sub>2</sub>-håndtering, i størrelsesorden 10-15 øre/kWh (Bolland, O. 2000 URL) gjort gasskraft ulønnsomt, men dette kan endres om CO<sub>2</sub>-deponering gir verdiskapning ved økt utnyttelsesgrad. Gasskraft har et stort potensial, og:

”Statnett anser gasskraftverk for å være den mest aktuelle kilden til ny kraftproduksjon på lang sikt.” (Statnett 2003: 45)

Råvaretilgangen for gasskraft anses ikke som et hinder for etablering av gasskraftverk. I 2002 var den totale gassproduksjonen på 68 881 millioner Sm<sup>3</sup> (SSB 2004c URL), tilsvarende omlag 680 TWh. Mer enn 99 % av gassen ble eksportert til utlandet.

### 3.2.3 Vindkraft

Det teoretiske potensialet for vindkraft på land er i følge NVE på 1165 TWh/år (se Tabell 4). Dette forutsetter en utbygging av alle områder med en middelvind over 6 m/s og utbyggingstetthet på 15 MW/km. Tilsvarende for offshore vindkraft er potensialet på 829 TWh/ år (se Tabell 5), forutsatt en utbygging av alle områder grunnere enn 50 meter.

	>6 m/s	>7 m/s	>8 m/s	>9 m/s
På land	26559 (1165)	17754 (876)	7859 (444)	2509 (156)

Tabell 4 – Landbaserte vindressurser i Norge [km<sup>2</sup> (TWh/år)] (Kilde: NVE 2004d URL)

	-10 m	-20 m	-30 m	-40 m	-50 m
Offshore	4707 (181)	8739 (345)	12543 (504)	16139 (656)	20121 (829)

Tabell 5 – Offshore vindressurser i Norge [km<sup>2</sup> (TWh/år)] (Kilde: Hofstad 2003)

Hvor mye av dette som er økonomisk lønnsomt å utnytte, er mer usikkert. En beregning fra 1993 anslår 76 TWh/år. Beregningen forutsetter utbygging av 2 % av landarealet med middelvind større enn 5,1 m/s. Anslaget tar utgangspunkt i detaljerte studier fra Nederland og USA (referert i Kvåle et al. 2001: 6).

Ingen av disse anslagene tar hensyn til begrensninger i form av vernede områder, forsvarsinteresser o.a. Et mer nøkternt overslag fra 1981 anslår at det er potensial for 12 TWh/år, plassert på egnede områder (Kvåle et al. 2001:6). Med tanke på dagens turbinteknologi sett i forhold til 1981, må nok dette tallet oppjusteres kraftig.

Det er et stort potensial for vindkraft i Norge, og det vil være teknisk mulig å dekke den antatte økningen i elektrisitetsforbruket på 24 TWh ved vindkraft alene. Hvorvidt dette vil være økonomisk mulig, er et vanskeligere spørsmål.

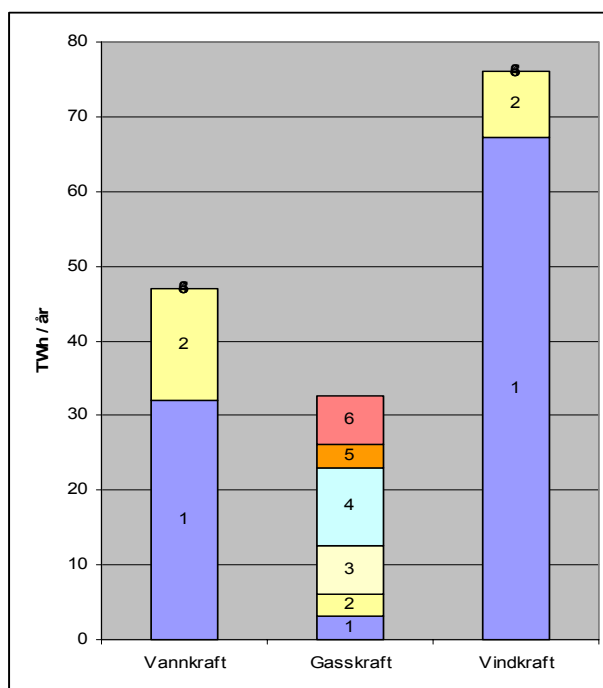
### 3.2.4 Sammenstilt produksjonspotensial

	Vann	Gass	Vind
6		Kollsnes	
5		Kårstø	
4		Skogn	
3		Karmøy	
2	Småkraft	Tjeldbergodden	Innmeldt
1	Samlet plan	Tjeldbergodden	Teoretisk potensial

Tabell 6 – Diagramforklaring, utbyggingspotensial.

Figur 2 gir en oversikt over det samlede utbyggingspotensialet for vind-, vann- og gasskraft. For gasskraft er det kun inkludert forhåndsmeldte planer. Forklaring til søylene er gitt i Tabell 6.

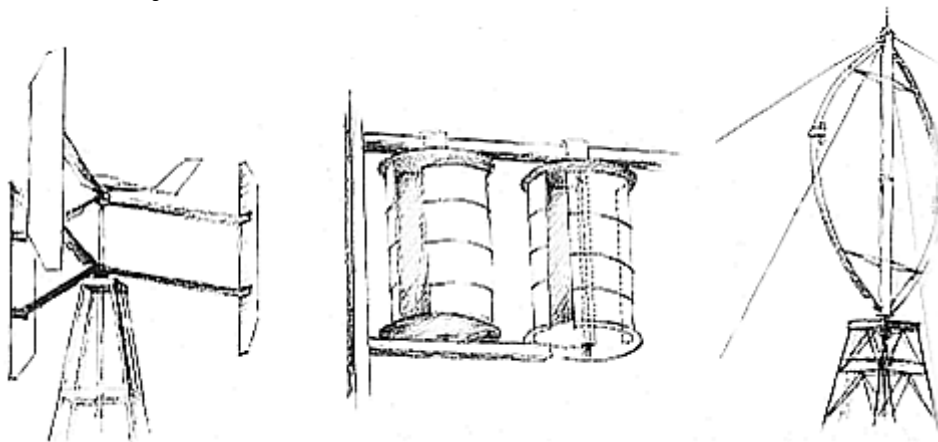
Oversikten viser at hver enkelt energibærer har potensialet til å dekke en antatt økning på 24 TWh / år innen 2020. For alle tre teknologiene råder det usikkerhet rundt utbyggingskostnadene. Dette er først og fremst fordi det politiske rammeverket enda ikke er på plass når det gjelder CO2-krav og grønne sertifikater.



Figur 2 – Utbyggingspotensialet for vann-, vind- og gasskraft.

## 3.3 Vindkraft

### 3.3.1 Introduksjon



Figur 3 – VAWT-design: Giromill, Savonius, Darrieus (Kilde: AEI 2004 URL)

Vindkraft har i et historisk perspektiv lenge vært brukt til å drive pumper, møller og båter. Andre bruksmåter har vært blant annet vindens tørkende effekt og utnyttelse av temperaturgradienter.<sup>10</sup> Prinsippet bak en moderne vindturbin er å omdanne vindens mekaniske energi til elektrisk energi. Som det fremgår av Figur 3 og Figur 4 er det mange måter dette kan gjøres på. De fleste moderne vindturbiner fungerer etter oppdriftsprinsipper og er enten horisontalakset eller vertikalakset. (Vindmølleindustrien 2004a URL) I det skandinaviske markedet er det den såkalte danske design, en horisontalakset turbin med tre vinger, som er dominerende. Turbinen i Figur 4 er et eksempel på slike turbiner. Beregninger i denne oppgaven tar utgangspunkt i denne type turbiner.

$$m = \frac{\rho}{2} \cdot A(v_1 + v_2) \quad [4]$$

$$P = \frac{\rho}{4} \cdot (v_1^2 - v_2^2) \cdot (v_1 + v_2) \cdot A \quad [5]$$

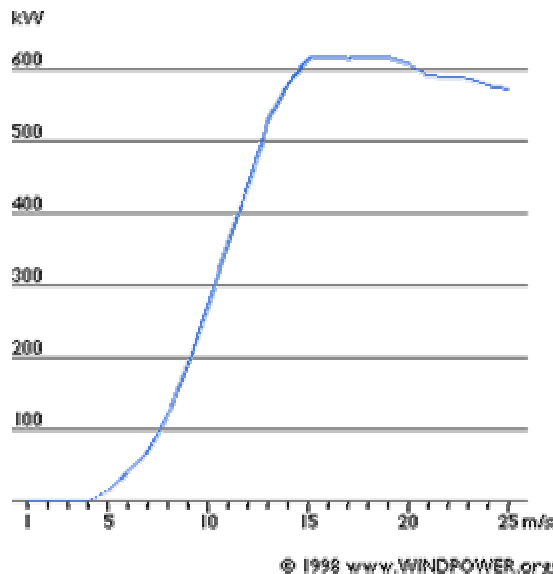
Som det fremgår av [4] og [5] er den teoretiske effekten avhengig av rotorarealet og vindhastigheten. Hvor stor andel som faktisk blir utnyttet avhenger av turbinens effektkurve (se Figur 5, neste side). Vindturbinens merkeeffekt er definert som ”den maksimale 10-minutt-middel aktive effekt som vindturbinen er designet til å levere under normale forhold” (Tande, J.O.G. 2001: 8)



Figur 4 – Nordex 2 MW HAWT (Kilde:

<sup>10</sup> Som vist av Goff og Goff (1999) er det langt mer effektivt å utnytte vindenergien til tørking eller i en absorpsjonsvarmepumpe enn til å produsere elektrisitet. Mens den kinetiske energien i vind er i underkant av  $10 \text{ Jm}^{-3}$  er den termiske energien i størrelsesorden av  $30\,000 \text{ Jm}^{-3}$  ved  $20^\circ \text{ C}$  referansetemperatur.

Generelt gjelder det at merkeeffekten ikke er et godt mål på hvor stor energiproduksjonen fra en vindturbin vil være. Dette er fordi det er vanlig å designe vindturbiner etter middelvindhastigheten ved aktuelle beliggenheter. En turbin designet for lave vindhastigheter vil ha større rotorareal i forhold til merkeeffekt, mens det ved større vindhastigheter vil lønne seg med større generator i forhold til rotorareal. En vanlig konfigurasjon er å kombinere to generatorer i vindturbinen, en liten og en stor.<sup>11</sup> Turbinen vil da fungere i et større vindspekter.



Figur 5 – Effektkurve for en 600 kW turbin (kilde: Windpower.org 2004 URL)

Figur 5 viser en effekt/vind-kurve for en typisk dansk 600 kW-turbin. Det er denne kurven, i sammenheng med de lokale vindforholdene, som er bestemmende for hvor mye energi turbinen vil levere.

### 3.3.2 Teknisk beskrivelse: Vindturbin

Tabell 7 gir en oversikt over de viktigste parameterne for en vindturbin, sett i forhold til rotordiameter  $D$ . Formlene [6], [7] og [8] er fra *Wind Energy – The Facts* (European Commission 1999 Vol 1 – Appendix: 20-23), og er beregnet fra data for eksisterende turbiner. Formlene [10] og [11] er beregnet ut ifra materialsammensetningen i moderne turbiner, som oppgitt i *Wind Turbine – Materials and Manufacturing Sheet* (Ancona og McVeigh 2001).

Det er verdt å notere at forholdet mellom turbinens vekt og merkeeffekten, slik det fremkommer av formlene i Tabell 7. I teorien er effekten bestemt av  $D^2$ , mens vekten avhenger av  $D^3$ .<sup>12</sup> Som det fremkommer av formlene er forholdet for effekten i overkant av det forventede, mens forholdet for vekten er i underkant. For effekten skyldes dette at vindhastigheten øker med høyden. En større vindturbin vil altså nå opp til bedre vindressurser. Når det gjelder vekten er det sannsynligvis avgjørende at det er de nyeste turbinene som også er de mest moderne, og dermed nyter godt av den teknologiske utviklingen. Etter hvert som teknologien modnes antas det at forholdet vil nærme seg  $D^3$ .

<sup>11</sup> Større spekter oppnås også ved å installere flere sett med poler i samme generator.

<sup>12</sup> Effekten er bestemt av rotorarealet, altså  $D^2$ . Generatorstørrelsen er bestemt av dreiemomentet, som igjen bestemmes av  $D^3$ .

	Dagens teknologi	Forhold til $D_{\text{rotor}}$	Kommentar
Nacellevekt, normalisert	For en 2 MW turbin er vekten ofte 50-80 tonn.	$m = 2,60 \cdot D^{2,4}$ [6]	Nacellen huser generator, krøjesystem, <sup>13</sup> girkasse, mekanisk brems, kontrollsystem og måleutstyr.
Rotorvekt	Rotoren kan lages av mange forskjellige materialtyper. Et vanlig materiale er glassfiber (GPR).	$m = 0,10 \cdot D^{2,68}$ [7]	Dreiemomentet øker med tredje potens, og rotorbladenes vekt ligger tett opptil. Forskjellen kan ligge i at de største rotorbladene også er de nyeste, og dermed også de mest utviklede.
Merkeeffekt	2-3 MW kommersielt tilgjengelig.	$P = 0,06 \cdot D^{2,42}$ [8]	Tendensen er stadig større merkeeffekt.
Tårn	60-80 meter er vanlig for en 2 MW turbin.	$h = K + \frac{D}{2}$ [9]	Større turbiner har ofte $h \approx D$ . Dette gjøres blant annet av estetiske grunner. (Windpower.org, 2004 URL)
Masse per MW, tårn	80 MW turbin veier	$m = 0,0013 \cdot D^{2,89}$ [10]	Regresjon fra turbin-data.
Masse per MW, fundament	80 MW turbin: 80 m <sup>2</sup> betong (160 tonn) 12 tonn jern	$m = 0,0017 \cdot D^{2,68}$ [11]	Vekten av fundamentet vil variere betydelig etter grunnforhold og offshore / onshore.
Pris per kW	6000 kr/kW (NVE 2002a: 40)	Når det tas hensyn til at effekten øker med $D^{2,42}$ viser det seg at vi får en flat prisurve for kommersielle turbiner. Anleggskostnader kommer i tillegg, i en størrelsesorden av 2100 kr/kWh. (NVE 2002: 40)	
Levetid	20 år	Økonomisk levetid for en vindturbin er som regel satt til 20 år. Hvor lang den fysiske levetiden er for en moderne vindturbin, er langt mer uvisst. <sup>14</sup>	

Tabell 7 – Teknisk beskrivelse av en moderne vindturbin

<sup>13</sup> Krøjesystemet har som oppgave å sørge for at turbinen er vendt i vindretningen. Det består av krøjemotor og krøjekrans. Det engelske uttrykket er yaw drive.

<sup>14</sup> NVE uttaler at "[e]rfaringene så langt fra Danmark indikerer at vindkraftanlegg demonteres etter at den økonomiske levetiden på 20 år er omme. Men dette har så langt vært for å erstatte de hittil små vindmøllene med større enheter. De nye og større konstruksjonene vil sannsynligvis ha lenger levetid. Uten stor erfaring på dette området antar vi at moderne vindmøller har samme fysiske levetid som et varmekraftanlegg, 40 år." (NVE 2003: 42) Denne uttalelsen er nok i overkant optimistisk, men illustrerer godt uvissheten rundt moderne vindturbiners fysiske levetid.

### 3.3.3 Økonomiske aspekter

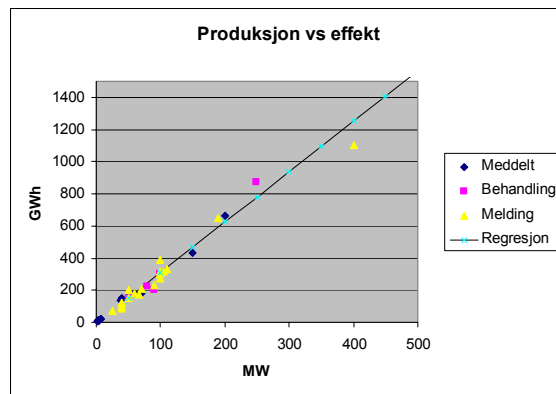
Investeringskostnadene for en vindturbin er som tidligere nevnt i størrelsesorden 5000-6000 kroner per kW. I tillegg kommer kostnader forbundet med transport, anlegg og nettilkobling på 1500-3000 kroner per kW (NVE 2002a: 40, Kvåle et al. 2001: 14).

Turbinkostnadene per kW er, som vist i forrige kapittel, i stor grad uavhengig av variasjoner i turbinens merkeeffekt. Det samme gjelder anleggskostnadene. Dette er fordi arbeidsinnsatsen, som er avgjørende for total kostnadene, er omtrent den samme for turbiner av ulik størrelse.

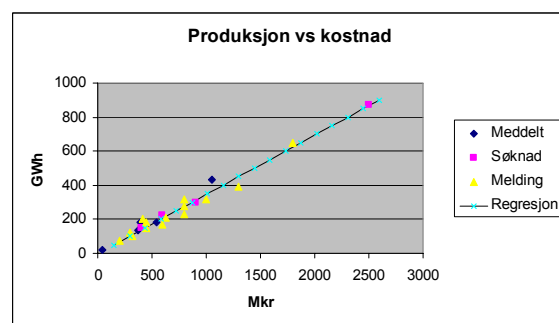
Figur 6 og Figur 7 viser sammenhengen mellom produksjon, effekt og kostnader for norske vindparker (NVE 2004f URL). Regresjonsanalysen viser at forholdet i stor grad er lineært, og at utbyggerne i liten grad forventer kostnadsreduksjoner ved større vindparker. Dette kan skyldes liten erfaring med vindparkutbygging. Over tid er det naturlig å anta at kostnadene vil synke for større parker.

Produksjonskostnadene for vindkraft er avhengig av investeringskostnadene, vedlikehold, årlig brukstid og annuitetsfaktor. Figur 8 viser en følsomhetsanalyse av produksjonskostnadene (Salvesen, F. 2001: 37). Initialverdiene er gitt i Tabell 8. Det bør nevnes at kostnadene er enda mer følsomme for variasjoner i vindhastigheten enn for parameterne nevnt ovenfor.

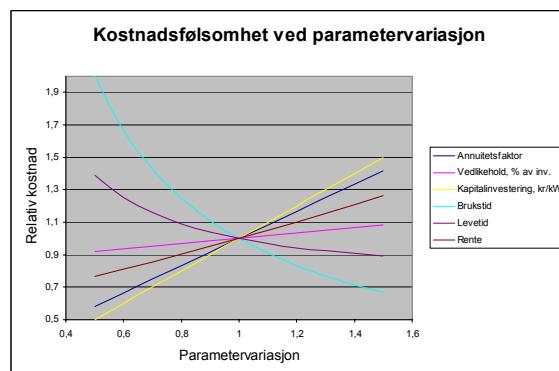
Formel [12] viser produksjonskostnadene per kWh gjennom, forutsatt de oppgitte parameterne. Vindhastigheten er ikke en inngangsparameter, men er representert gjennom brukstiden.



Figur 6 – Produksjon vs effekt



Figur 7 – Produksjon vs kostnad



Figur 8 - Kostnadsfølsomhet

$K = \frac{(r + m) \cdot C}{h \cdot W} = 0,284kr / kWh \quad [12]$	
$r = 0,1$	Annuitetsfaktor, forutsatt 20 års levetid og 8 % rente.
$m = 2 \%$	Vedlikehold (% av C)
$C = 7000$	Investeringskost per kW
$h = 3000$	Brukstid for maks. eff
$W = 2000$	Effekt, kW

Tabell 8 – Produksjonskostnad per kWh



Det er flere økonomiske insentiver for vindkraft, blant annet mottar ”[v]indkraftprodusenter [...] produksjonsstøtte som er lik halvparten av nivået på forbruksavgiften på elektrisitet.” (NVE 2002a: 15) Hvor lenge vindkraft vil nyte godt av dette er uvisst. I tillegg er et skandinavisk marked for grønne sertifikater under utredning, men status for dette er enda ikke avklart. Regjeringen ser for seg bruken av grønne sertifikater slik:

”Et pliktig marked for grønne sertifikater er et virkemiddel for å øke produksjonen av elektrisitet fra utvalgte fornybare energikilder. Produsenter av de utvalgte typene fornybar elektrisitet vil få tildelt grønne sertifikater i henhold til produksjonen av elektrisitet. Forbrukere av elektrisitet vil ha en plikt til å inneha sertifikater som tilsvarer en andel av sitt forbruk. Denne andelen kan økes over tid.” (OED 2003b URL)

Vindkraft vil også kunne dra fordeler av samspillet med vannkraft. Det er utført beregninger i EMPS som viser at verdien av vindkraft øker med 9 % (lite installert vind) til 4 % (opp til 1000 MW installert vind i Midt-Norge). (Vogstad, K.O. 2000: 1)

### 3.3.4 Lokale miljøkonsekvenser

Norges vassdrags- og energidirektorat, Riksantikvaren, Direktoratet for naturforvaltning og Statkraft Grøner AS utredet i 2003 miljøkonsekvensene av vindkraft. Rapporten tar spesielt opp forhold rundt landskap, kulturminner og kulturmiljø. Utredningen viser at det, ut over flytting av enkeltturbiner, finnes ”få avbøtende tiltak som effektivt reduserer miljøkonsekvensene av vindkraftverk.” (Statkraft Grøner AS 2003: 7) Videre identifiserer rapporten flere områder som bør inngå i konsekvensutredninger av vindkraft:

- Landskap
- Kulturminner og kulturmiljø
- Friluftsliv
- Inngrepsfrie naturområder
- Biologisk mangfold
- Fugl
- Annet vilt/fauna
- Flora og vegetasjon
- Støy (se også SFT 2000)
- Landbruk
- Reindrift
- Samfunn

(Kilde: Statkraft Grøner 2003: 24-78)

Hvilke områder som bør vektlegges vil i stor grad være avhengig av hvor vindparken anlegges. For utbyggingen på Smøla ble det for eksempel lagt stor vekt på det lokale fuglelivet. Videre hevdes det at:

”Politiske mål om etablering av vindkraft kan komme i motsetning til miljøpolitiske mål om å bevare kulturmiljøer, sikre områder for friluftsliv, opprettholde biologisk mangfold og annet. De fleste omsøkte prosjekter er funnet problematiske ut fra ett eller flere miljøpolitiske mål.” (Statkraft Grøner AS 2003: 7)

Det har også vært lokal motstand mot vindkraftanlegg, først og fremst i planleggingsfasen. Protester har blant annet ført til endringer for Kvitfjell vindpark, hvor antall turbiner ble redusert etter ønske fra flere instanser. (Statkraft Grøner AS 2003: 28) Statkraft har erfart følgende:

”Oppslutningen om vindkraftanlegget har ikke endret seg blant befolkningen på Smøla etter at første byggetrinn var ferdig. 80 prosent er positive til vindparken.” (Statkraft 2004b URL)

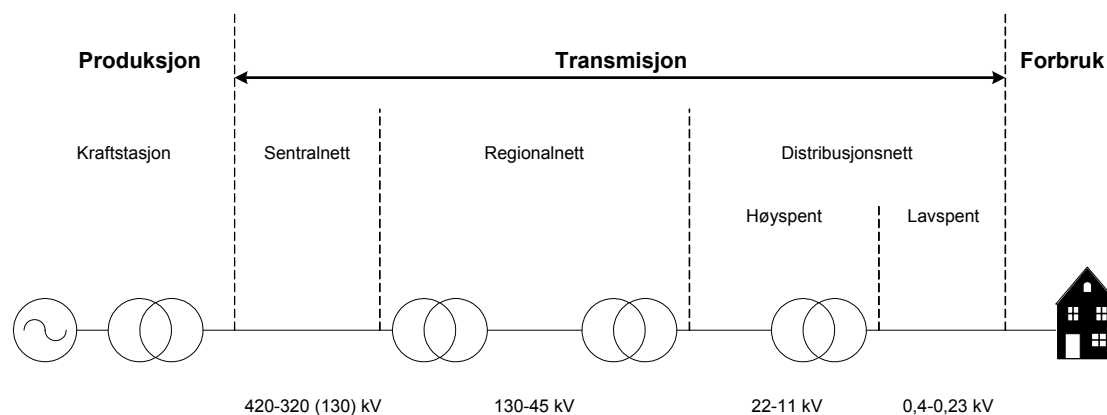
En undersøkelse fra England konkluderer også med at motstanden mot vindkraft er størst i forkant av etableringen, mens i ettertid er holdningen mindre negativ. For eksempel var det 55,8 % som i forkant av etableringen var enig i spørsmålet ”Vindturbiner skjemma ut landskapet”, mot 28,4 % i etterkant. (Halliday og Jenkins 1994: 251, min oversettelse)

### 3.3.5 Avhending

Konsesjonstiden for et vindkraftanlegg vil normalt være 25 år. Hva som skjer etter konsesjonsperioden er utløpt, er fortsatt uklart da avhending enda ikke har vært aktuelt for noen vindpark i Norge. Konsesjonsvilkårene åpner for at det kan kreves at anlegget skal fjernes totalt fra naturen. Dette innebærer at turbin, fundament og infrastruktur skal fjernes. Statkraft har i forbindelse med sine vindparker utredet denne muligheten.

## 3.4 Overføringsnett

### 3.4.1 Introduksjon



Figur 9 – Kraftsystemet (NVE 2004a URL)

En undersøkelse fra Stiftelsen Østfoldforskning viser at det er betydelige mengder utslipp knyttet til konstruksjon av overføringsnett. For CO<sub>2</sub> er det større utslipp fra oppføringen av overføringsnett enn fra produksjonen av vannkraftstasjoner.<sup>15</sup> Sentralnettet står for over halvparten av utslippene, mens det for regionalnett, høyspent fordelingsnett og lavspent fordelingsnett fordeler seg nokså likt. Som tidligere nevnt, er ikke distribusjonsnett inkludert i denne oppgaven i de tilfeller der det er felles for alle produksjonstyper. Større utbygginger i sentralnettet som en følge av utbygging av en type kraftproduksjon regnes som systemspesifikk. Det samme gjelder for innmatingslinjene. Dette samsvarer med NVEs praksis:

<sup>15</sup> 1,07 % av overføringsnett er allokert til Jostedal kraftverk.

”Innmatingslinjer har for eksempel til hensikt å mate produksjon inn på nettet, noe som gjør det naturlig å se disse som en del av kraftproduksjonen.” (NVE 2003: 9)

For endringer i sentralnettet er det ikke vurdert hvilken betydning dette vil få for nettutviklingen i andre land, selv om Statnett påpeker at ”[u]tviklingen av det norske sentralnettet nord-sør må vurderes i sammenheng med utviklingen i Sverige.” (Statnett 2003: 107)

Data for overføringsnettet er hentet fra Stiftelsen Østfoldforsknings rapport *LCA av norskprodusert elektrisitet basert på vannkraft*. I denne rapporten påpekes det at:

”Andel av overføringsnettet allokeret til Jostedalen viser seg å være en kritisk parameter.” (Vold et al. 1996: 30)

### 3.4.2 Miljø og ressursbruk

Overføringsnettet kan deles inn i to kategorier; ledninger og kontroll-komponenter (transformatorer etc.). For begge kategorier er forurensende utslipp knyttet til produksjon, transport og avhending. I bruksfasen er det ikke dokumentert større miljøpåvirkning, men effektene av elektromagnetisk stråling er under utredning. I følge NVE er:

”[m]iljøulempene ved linjer, kabler og vann- og vindkraft [...] hovedsakelig knyttet til naturinngrep og estetikk.” (NVE 2003: 10)

### 3.4.3 Økonomiske betraktninger

Spenningsnivå	Kabel [Mkr/km]	Luftledning [Mkr/km]	Overfør effekt [ca. MVA]
22 kV	0,6	0,3	4
45 og 66 kV	2,0	0,6	30
132 kV	3,5	1,3	200
300 kV, 1 kabelsett	8,3	2,6	500
300 kV, 2 kabelsett	14,2	3,0	800
420 kV, 2 kabelsett	16,0	3,0	1200
420 kV, 3 kabelsett	22,0	3,3	2000

Tabell 9 – Anslag for investeringskostnader i overføringsnett (NVE 2002: 32)

Tabellen ovenfor viser investeringskostnadene for ulike typer ledningsnett. Kostnadene ved oppgradering av nettet vil være betraktelig mindre.

## 3.5 Sammenligningsgrunnlag

### 3.5.1 Resultater fra tidligere livsløpsanalyser av vannkraft

	Utslipp – gram per kWh			
	STØ	Sydkraft	Vattenfall	Ökoinventare
CO <sub>2</sub>	4,25	1,13	0,712	3,7
SO <sub>2</sub>	0,0122	0,0188	0,0153	0,097
NO <sub>x</sub>	0,0143	0,0766	0,0594	0,0164

Tabell 10 – Livsløp utslipp for vannkraft [g/kWh]

#### 3.5.1.1 Stiftelsen Østfoldforskning (STØ)

Stiftelsen Østfoldforskning gjennomførte i 1996 en livsløpsanalyse av norskprodusert elektrisitet basert på vannkraft. Undersøkelsen viser at ”utslipp av CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, fluor og partikler, samt bruk av kobber og forbruk av fossil brensel som ikke-fornybar ressurs.” (Vold, M. 1996: 3) Viktige momenter ved analysen er:

- Funksjonell enhet: 1 kWh overført til en tilfeldig kunde i Norge.
- System: Konstruksjon og vedlikehold av Jostedalen Kraftverk og 1,07 % av det norske overføringsnett. <sup>16</sup> Avhending er ikke inkludert.

Denne livsløpsanalysen inkluderer overføringsnett. Data som framkommer i rapporten danner grunnlaget for livsløpsanalysen av overføringsnett som gjøres i kapittel 4.

#### 3.5.1.2 Sydskraft

Livsløpsanalysen ble utført av Sydkraft i 1997 for å styrke bedriftens miljøprofil. Resultatene er ikke tilgjengelig for offentligheten, bortsett fra i form av en 20 siders brosjyre. Data fra denne undersøkelsen er hentet fra *Environmental Assessment of Energy Supply Systems to Electric Propelled Road Traffic* (Bäckström, S. 2000: 50-58). Viktige momenter ved analysen er:

- Funksjonell enhet: 1 MWh levert fra kraftverk.
- System: Konstruksjon, vedlikehold og avhending av kraftverk.

#### 3.5.1.3 Vattenfall

I likhet med Sydkraft har også Vattenfall gjennomført en livsløpsanalyse av energiproduksjonen, med tanke på styrking av bedriftens miljøprofil. Data fra denne undersøkelsen er hentet fra *Environmental Assessment of Energy Supply Systems to Electric Propelled Road Traffic* (Bäckström, S. 2000: 50-58). Viktige momenter ved analysen er:

- Funksjonell enhet: 1 MW
- System: Konstruksjon, vedlikehold og avhending av kraftstasjon og infrastruktur.

Dette er den minst omfattende analysen av de fire nevnt her (Bäckström, S. 2000: 54).

<sup>16</sup> Allokeringen er gjort ut ifra andel av produksjonskapasitet. Jostedalen Kraftverk hadde en effekt på 288 MW, mens det totalt i det norske systemet var 27.000 MW i 1996.

#### 3.5.1.4 Ökoinventare – elvekraftverk

Ökoinventare er en omfattende LCI-studie av energisystemer i Sveits og Vest-Europa, utført ved den tekniske høyskolen i Zürich, ETH. Resultatene er offentlig tilgjengelige. Data fra denne undersøkelsen er hentet fra *Environmental Assessment of Energy Supply Systems to Electric Propelled Road Traffic* (Bäckström, S. 2000: 50-58). Viktige momenter ved analysen er:

- Funksjonell enhet: 1 TJ elektrisitet levert til forbruker.
- System: Produksjon, vedlikehold og avhending av kraftstasjon, infrastruktur og produksjonsmidler.

Datagrunnlaget i denne rapporten er meget omfattende, men er kun tilgjengelig på tysk. Det har av den grunn ikke vært mulig å bruke dette materialet i livsløpsanalysen av vindkraft i denne oppgaven.

#### 3.5.2 Resultater fra tidligere livsløpsanalyser av gasskraft

	Utslipp – gram per kWh			
	STØ	Sollie	NREL	SimaPro
CO <sub>2</sub>	372,725	404	440	751
SO <sub>2</sub>	0,0035	0,186	0,324	1,51
NO <sub>x</sub>	0,3168	0,0027	0,57	0,33

Tabell 11 – Livsløpsutslipp for gasskraft [g/kWh]

##### 3.5.2.1 Stiftelsen Østfoldforskning (STØ)

Stiftelsen Østfoldforskning gjennomførte en livsløpsanalyse av et gasskraftverk i Vest-Norge. Studiet er utgangspunkt for mer stedsspesifikk økonomisk analyse av gasskraft. Viktige momenter ved analysen er:

- Funksjonell enhet: 1 kWh levert fra kraftverk.
- System: Konstruksjon, vedlikehold og avhending i alle faser (leting, utvinning, transport, gassmottak og elektrisitetsproduksjon).
- Kraftstasjon: 390 MW<sub>el</sub>

##### 3.5.2.2 Energiverk Mongstad (Sollie)

Rapporten er hovedfagsoppgaven til Ole Kristian Sollie, og er utviklet i fellesskap med Program for industriell økologi, Statoil og Institutt for Kjemisk Prosessteknikk. Sollie har gjennomført en livsløpsanalyse av Energiverk Mongstad, et planlagt gasskraftverk ved Statoil Mongstad. Gasskraftverket skal produsere damp til oljeraffineriet på Mongstad.

- Funksjonell enhet: Produsert energi fra Energiverk Mongstad.
- System: Konstruksjon, vedlikehold og avhending i alle faser (leting, utvinning, transport, gassmottak og varmeproduksjon).
- Allokering oppstrøms er gjort på bakgrunn av energiinnhold.
- Kraftstasjon: Combined Heat and Power (CHP).

Gasskraftverket produserer ikke elektrisitet, men høytrykksdamp til bruk i et oljeraffineri. Det skiller seg dermed ut ifra de andre gasskraftverkene nevnt her. Utslippene per kilowattime er basert på erstatning av dagens elektrisitetsdrevne systemer, og er slik ikke direkte sammenlignbare med de andre studiene.

### 3.5.2.3 National Renewable Energy Laboratory (NREL)

NREL har gjennomført livsløpsanalyser for flere ulike typer kraftverk for å undersøke miljøkonsekvensene av elektrisitetsproduksjon i USA. Denne rapporten er en del av dette prosjektet. Undersøkelsen skiller seg ut i fra Sollie og STØ ved at det ikke er brukt norsk gass. Naturgass fra Nordsjøen regnes som 'ren', og vil dermed gi mindre utslipp av andre gasser enn CO<sub>2</sub>.

- Funksjonell enhet: 1 kWh levert fra kraftverk.
- System: Konstruksjon og avhending av kraftstasjon, konstruksjon av rørledning, leting og utvinning av gass, ammoniakkproduksjon og -distribusjon (til bruk i renseanlegg), drift og vedlikehold.
- Kraftstasjon: NGCC 505 MW med NO<sub>x</sub>-rensing.

### 3.5.3 Resultater fra tidligere livsløpsanalyser av vindkraft

	Utslipp – gram per kWh		
	Sydkraft	Vattenfall	THERMIE
CO <sub>2</sub>	3,83	3,16	7
SO <sub>2</sub>	0,0099	0,001623	0,087
NO <sub>x</sub>	0,0173	0,0089	0,036

Tabell 12 – Livsløpsanalyse for vindkraft [g/kWh]

#### 3.5.3.1 Sydkraft

Livsløpsanalysen av vindkraft ble utført i samme prosjekt som analysen av vannkraft. Funksjonell enhet og systemgrenser er derfor de samme som i 3.5.1.2.

#### 3.5.3.2 Vattenfall

Livsløpsanalysen av vindkraft ble utført under samme betingelser som for vannkraft. Funksjonell enhet og systemgrenser er derfor de samme som i 3.5.1.3.

#### 3.5.3.3 European Commission (THERMIE)

Resultatene fra denne undersøkelsen er gjengitt i *Wind Energy – The Facts* (European Commission 1999). Det har ikke vært mulig å få tak i originalrapporten.

- Funksjonell enhet: Uvisst.
- System: Konstruksjon, bruk og avhending av 27 stk 150 kW vindturbiner i Spania.

Resultatene fra denne undersøkelsen skiller seg ut ifra de andre ved markant større utslipp (mer enn doblet). Hva som er årsaken til dette er uvisst, men det synes fornuftig å anta at turbinvalget kan være utslagsgivende.

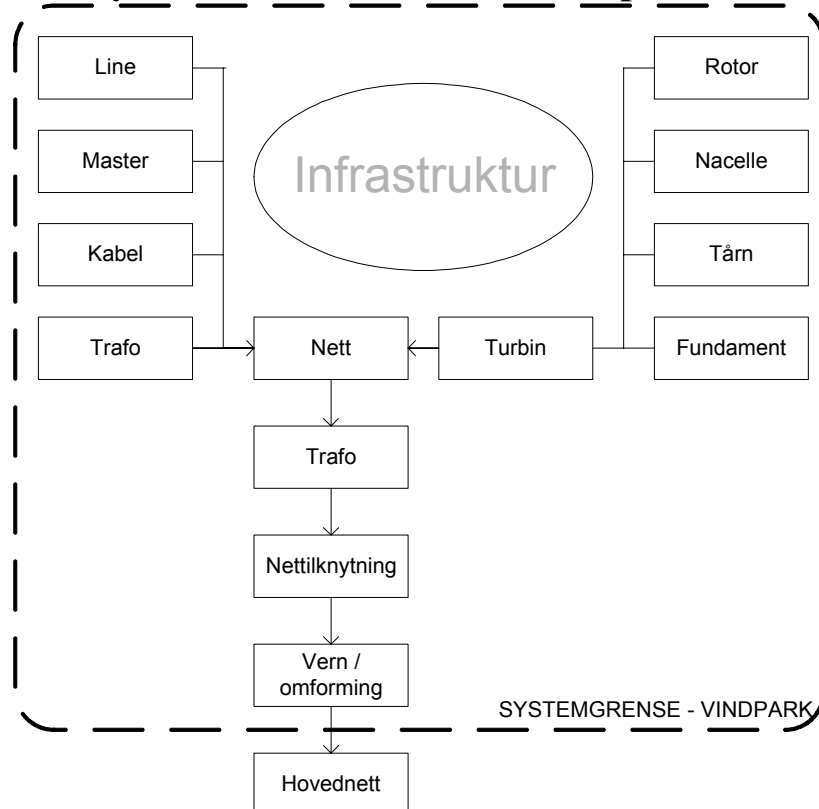
## 4 Livsløpsanalyse av vindkraft

### 4.1 Hensikt og omfang

Hensikten med denne livsløpsanalysen er å få innblikk i hvilke miljømessige konsekvenser storskala utbygging av vindkraft i Norge vil gi i et livsløpsperspektiv. Dette er en forenklet analyse, da det vil være store variasjoner fra vindpark til vindpark i reelle tilfeller. Analysen skal undersøke omfanget av vindkraftproduksjon opp til 24 TWh/år, i samsvar med antatt forbruksøkning innen 2020.

Funksjonell enhet defineres som 1 kWh levert til sentralnettet. Dette er i samsvar med livsløpsanalysene beskrevet i kapittel 3.5.

### 4.2 Systembeskrivelse: Basisvindpark 150 MW



Figur 10 – Systemskisse: Vindkraft

#### 4.2.1 Turbin

Det er tatt utgangspunkt i en 2 MW HAWT, som er den mest benyttede turbinen i Norge i dag. Materialsammensetningen er beregnet ut ifra data for en 600 kW turbin i *The Energy Balance of Modern Wind Turbines* (Krohn, S. 1997), og skalert opp etter forholdene beskrevet tidligere. Komponentene er antatt som følger:

- Fundament: Armert betong.
- Tårn: Stål, transportert fra Kristiansand<sup>17</sup>.
- Nacelle: Stål og elektroniske komponenter, produsert i Danmark.
- Rotor: Stål og glassfiber, produsert i Danmark.

<sup>17</sup> Reelt sett vil også tårnet ofte være produsert i Danmark.

Kostnader ved prosjektering og konstruksjonsarbeid er beregnet ut ifra data i Kvåle et al. 2001, og beregnet som økonomiske prosesser i SimaPro. Turbinene er beregnet etter materialsammensetning. Det er antatt at variasjoner i materialsammensetningen fra turbinding til turbinding er neglisjerbart.

#### 4.2.2 Vindpark

Basisvindparken er satt til 150 MW, bestående av 75 x 2 MW turbiner. Dette er i samsvar med dagens større vindparker. Det vil være store variasjoner i mengden konstruksjonsarbeid som er nødvendig fra vindpark til vindpark. I denne modellen er det antatt at konstruksjonsarbeidet for vindparken er like omfattende som for alle vindturbinene samlet.

Kontrollsystem og nettsikkerhetstiltak er ikke modellert, på grunn av manglende data og store designvariasjoner.

#### 4.2.3 Overføringsnett

Data for bestanddelene i overføringsnettet er hentet fra Vold, M. 2001 et al. 1996. Kabellengder er hentet fra Statkrafts informasjon om vindparken på Smøla (Statkraft 2004a URL). Anleggskostnader er beregnet til 1700 kkr/km, som oppgitt i NVE 1998a. Komponentene for overføringsnettet er:

- 10,5 km 132 kV kabel
- 18,5 km 132 kV line
- 1 transformator per 4 km
- 18,5 master per km line

Vedlikehold er ikke inkludert.

#### 4.2.4 Drift

Driftskostnadene er beregnet todelt. En turbin spesifikk del på 2,5 % av turbinkostnaden per MW (Kvåle et al. 2001) og en parkspesifikk del tilsvarende energiforbruket i kjøretøyene, som oppgitt i Krohn 1997.

#### 4.2.5 Avhending

Det er antatt 100 % resirkulering av materialene i vindturbinene og ledningsnettet, representert ved *Recycling only B250 avoided*-modellen<sup>18</sup> i SimaPro og at anleggskostnadene ved å fjerne infrastruktur tilsvarer installasjonskostnadene.<sup>19</sup>

---

<sup>18</sup> Modellen er en del av BUWAL-databasen, som er en inventar-database utviklet for å beskrive sveitsisk emballasjeindustri. Bruken av modellen vil medføre unøyaktighet, da den er utviklet for sveitsiske forhold. 100 % resirkulering er for øvrig i overkant optimistisk, selv om "vindmøllens komponenter vil i stor grad kunne gjenvinnes." (Selfors og Sannem 1998: 29)

<sup>19</sup> Ingen vindpark har enda blitt helt fjernet fra norsk natur. De fleste vindturbiner som fjernes blir erstattet av mer moderne turbiner, men det er "i utgangspunktet i stor grad mulig å slette sporene i landskapet etter [turbinen]." (Selfors og Sannem 1998: 29).



## 4.3 Livsløpsregnskap

### 4.3.1 CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>

	Produksjon	Bruk	Avhending <sup>20</sup>	Totalt
CO <sub>2</sub>	8,42	4,96	-6,28	7,1
SO <sub>2</sub>	0,045	0,038	-0,033	0,05
NO <sub>x</sub>	0,018	0,023	-0,011	0,03

Tabell 13 – Livsløpsutslipp for en 150 MW vindpark [g/kWh]

Beregnete utslipp i stadier i basismodellen er vist i Tabell 13. Det fremgår at utslipp i forbindelse med produksjon og bruk av vindparken er 88 % større enn totalutslippene. Høy grad av resirkulering i avhendingsfasen gir negative utslippsverdier (unngåtte utslipp). Det er i denne oppgaven beregnet 100 % resirkulering av alle materialer i vindparken. Dette er i overkant av hva som kan forventes, selv med en forventet utvikling i gjenvinningsprosent innen avhendingsstadiet i perioden 2020-2040. Til sammenligning er byggebransjens målsetning for metallavfall 90 % materialgjenvinning innen 2005. (Bellona 2002: 47)

### 4.3.2 Energiforbruk og energibalanse

Tabell 14 gir en oversikt over produksjonsenergien for 75 enkeltturbiner sett i forhold til produksjonsenergien for vindparken som en enhet. Det fremkommer at turbinproduksjonen står for 89,9 % av det totale energiforbruket. Sett i forhold til forventet årsproduksjon fra vindparken (forutsatt 3000 timer årlig brukstid) gir dette en energitilbakebetalingstid (energy payback period, EPP) på henholdsvis 4,8 og 5,4 måneder.

	Energiforbruk, produksjon [GWh]	EPP (mnd)
75 x 2 MW turbin	180,83	4,8
150 MW vindpark	201,39	5,4

Tabell 14 – Energibalanse turbin vs park (3000 timer brukstid, 450 GWh/år)

	Energiforbruk, livsløp [GWh]	EPP (mnd)
150 MW vindpark	135,83	3,6

Tabell 15 – Energibalanse for vindpark, livsløpsperspektiv (3000 timer brukstid, 450 GWh/år)

I et livsløpsperspektiv er EPP for vindparken på 3,6 måneder. Materialgjenvinning i avhendingsfasen gir et energioverskudd, som gjør livsløpsforbruket lavere enn energiforbruket i produksjonsfasen alene.

### 4.3.3 Ressursforbruk

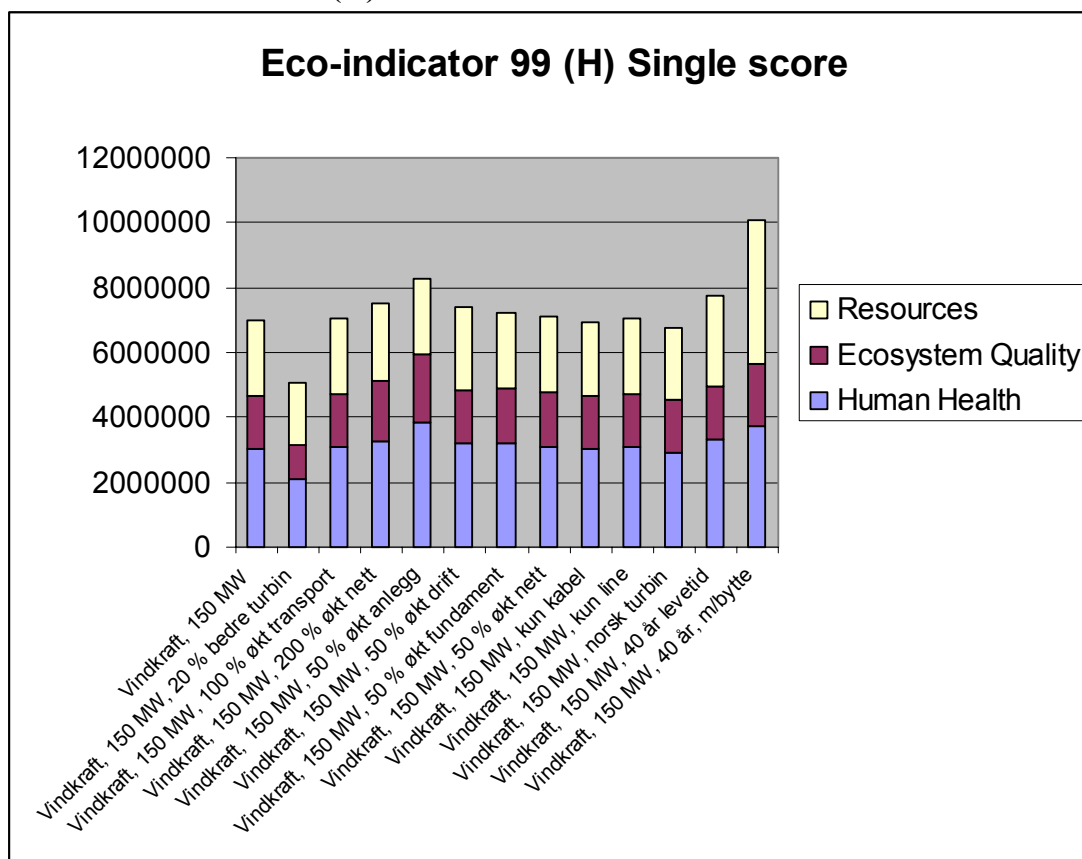
Som det fremgår av Tabell 16 er det jern- og kobberforbruket som er dominerende i en vindpark. For å sette tallene i perspektiv kan det nevnes at jernforbruket i en 150 MW vindpark tilsvarer 1,15 % av det totale norske forbruket av jern og stål i 1998, som var på 2 195 000 tonn (Hille, J. 2000: 42). En detaljert oversikt over ressursforbruket er oppgitt i vedlegg B.

Jern	25300000
Kobber	951000
Mangan	3750
Bly	369
Nikkel	209
<b>Tabell 16 – Ressursforbruk, kg per vindpark</b>	

<sup>20</sup> Negative verdier viser bespart utslipp som følge av resirkulering.

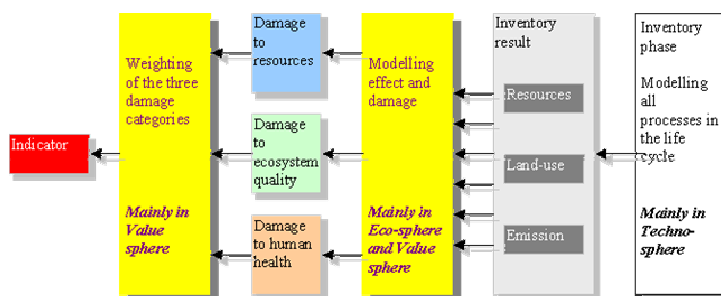
## 4.4 Livsløpseffektvurdering (LCIA)

### 4.4.1 Eco-indicator 99 (H)



Figur 11 – Eco-indicator 99 (H) Single score

Eco-indicator 99 (H) er en skadeorientert vektingsmodell utviklet av PRÈ i samarbeid med nederlandske og sveitsiske myndigheter. Metoden kombinerer resultater fra modeller av teknosfæren, økosfæren og den økonomiske sfære til enkeltverdier for belastninger i tre kategorier; helse, økosystem-kvalitet og ressurser. Resultatene fra disse tre kan kombineres til en enkelt verdi. Kategoriene er rangert innbyrdes, med størst vekt på helse og minst vekt på ressurser. Innad i kategoriene er vektningen basert på *distance to target*-prinsippet.<sup>21</sup> Siden Eco-indicator 99 tar utgangspunkt i etablerte miljømålsettinger og veker innvirkningene etter hvor langt på vei vi har kommet, kan dette kalles for en top-down metode. Figur 12 viser strukturen i Eco-indicator 99 (H).



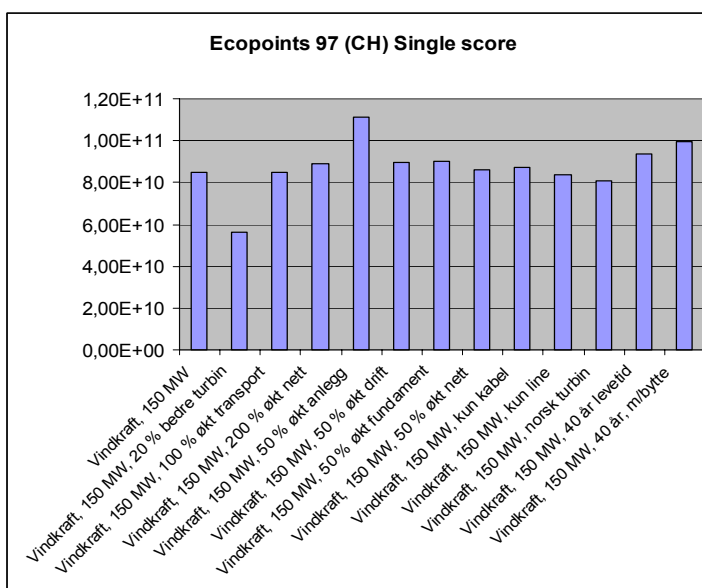
Figur 12 – Diagram over Eco-indicator 99-metoden.

(Kilde: PRE 2004).

<sup>21</sup>Vektingen gjøres med tanke på hvor langt det er til å nå målsettingen, for eksempel når det gjelder CO2-utslipp.

#### 4.4.2 Ecopoints 97 (CH)

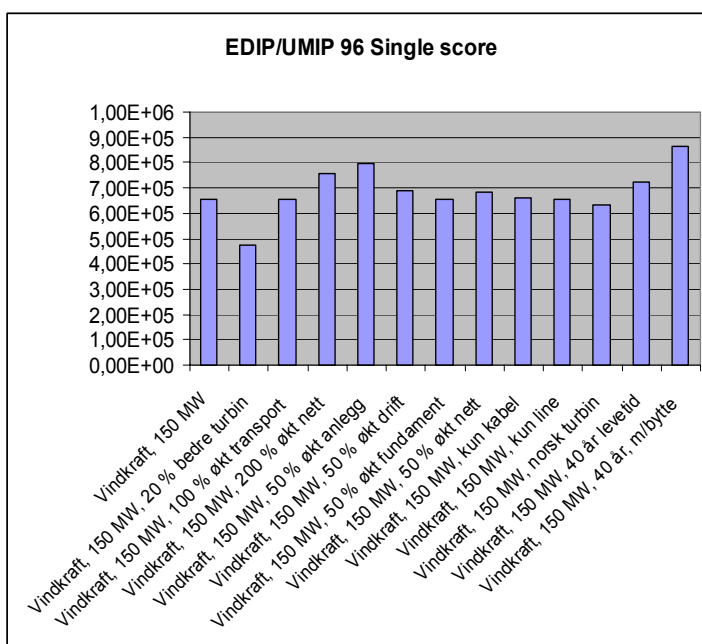
I motsetning til Eco-indicator 99, er Ecopoints 97 er en bottom-up-metode for vektning av miljøkonsekvenser. Det vil si at metodens utgangspunkt er en definering av de ulike miljøbelastningene. Metoden er utviklet i Sveits ved CLM.



Figur 13 –Ecopoints 97 (CH) Single score

#### 4.4.3 EDIP/UMIP 96

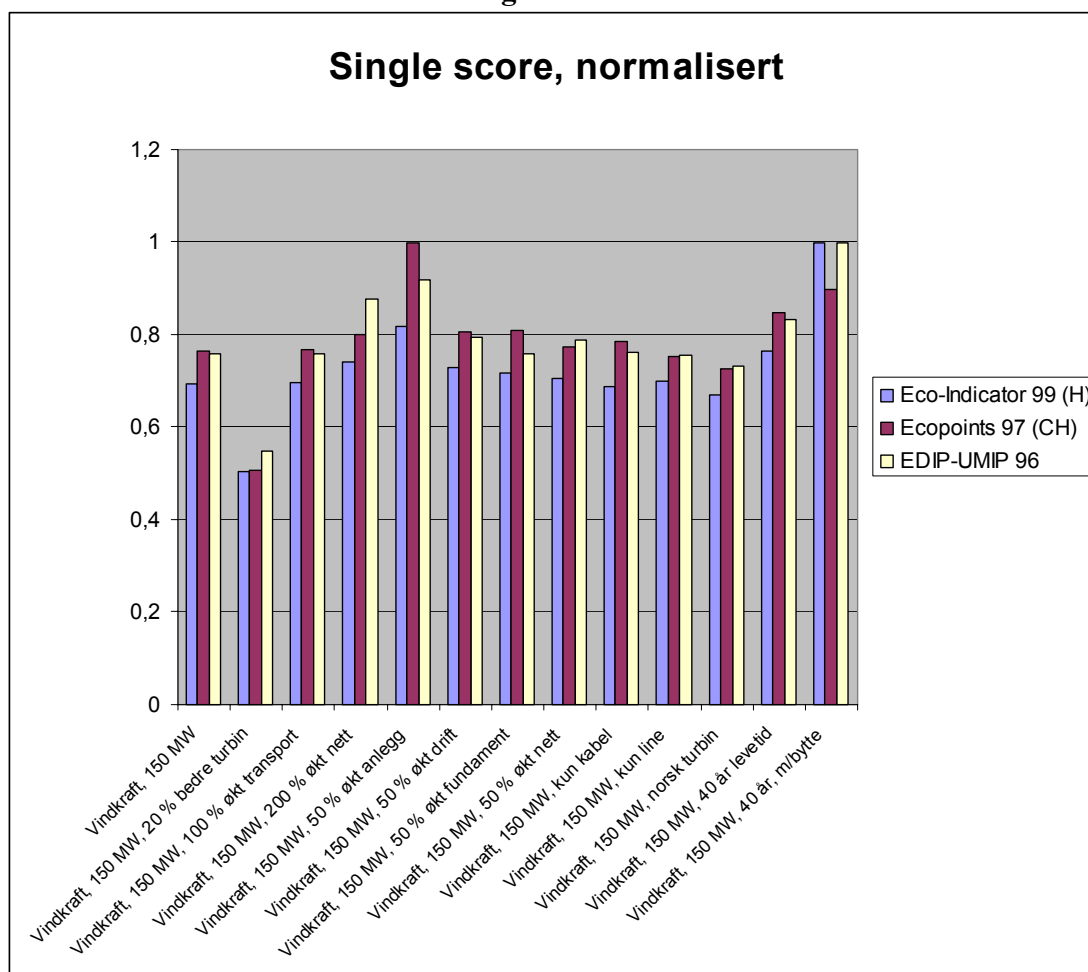
EMIP<sup>22</sup> er en dansk vektingsmetode utviklet med tanke på miljøvennlig industridesign. Den har fire belastningskategorier; økotoksitet, menneskelig toksitet, global oppvarming og ressurser. Ressurskategorien er beregnet ut ifra gjenværende reserver, og lar seg ikke sammenligne med de tre andre. Den er derfor utelatt når resultatene vises som en samlet verdi. Denne metoden ble for øvrig benyttet i en dansk livsløpsundersøkelse av vindkraft (Tech-wise 1999).



Figur 14 –EDIP/UMIP 96 Single score

<sup>22</sup> Environmental Design of Industrial Products (EMIP) eller Utvikling av miljøvennlige industriprodukter (UMIP) på dansk.

#### 4.4.4 Sammenstilt: Normalisert single score.



Figur 15 – Sammenstilling av single point verdier.

Figur 15 viser en sammenstilling av single point-verdiene for vektingsmodellene nevnt ovenfor. Verdiene er normalisert innad i hver vektingsmodell. Forskjellen innbyrdes for parametervariasjonene kommer fra ulikheter i verdsetting mellom kategorier. Tallgrunnlaget for diagrammene finnes i vedlegg C.

## 4.5 Sensitivitetsanalyse

### 4.5.1 Teknologisk forbedring: 20 % redusert materialforbruk i turbin og tårn

Bruk av avansert materialteknologi kan føre til en reduksjon i materialbruk i forhold til effekt (tonn/MW). En reduksjon på 20 % gjør at utslippene vil reduseres mer enn 20 % mens energiforbruket kun vil reduseres med 15,95 %, som vist i Tabell 17. Det er forventet at utviklingen går mot lettere rotor og nacelle, med den konsekvens at belastningen (og dermed materialbehovet) på tårnet reduseres.

Utslipp	%
CO2	-34,22
SO2	-31,94
NOx	-25,37
Energi	-15,95

Tabell 17 – Endring i prosent fra basis

Beregningene forutsetter at materialsammensetningen er den samme.<sup>23</sup>

### 4.5.2 Redusert visuell innvirkning: 100 % kabel i parknett

Redusert bruk av luftliner vil redusere det visuelle inntrykket, og kan også være nødvendig av hensyn til miljøet (reindrift, hjortestammer o.a.).

Utslipp	%
CO2	-0,16
SO2	0,22
NOx	-0,74
Energi	-6,95

Tabell 18 – Endring i prosent fra basis

En vindpark anlagt i et øyområde vil også kreve utstrakt bruk av kabler. Det er i denne oppgaven ikke distingvert mellom sjø- og landkabel.

### 4.5.3 Redusert terrenginngrep: 100 % luftline i parknett

Økt bruk av luftline vil redusere direkte arealinngrep på bakken. Dette kan være et aktuelt tiltak i områder med sårbart eller utsatt terreng. Eksempler på dette er myrlandskap og kulturlandskap.

Utslipp	%
CO2	0,16
SO2	-0,22
NOx	0,74
Energi	4,09

Tabell 19 – Endring i prosent fra basis

Energiforbruket vil øke med 4,09 % i forhold til basis hovedsakelig på grunn av materialforbruket i stolpene.

### 4.5.4 Økt avstand til sentralnettet: 50 % økning i parknett

Skal det bygges ut mye vindkraft, må også mindre gunstige områder tas i bruk. Dette kan være områder med for eksempel vanskelig terreng, eller områder lengre unna sentralnettet.

Utslipp	%
CO2	1,72
SO2	1,98
NOx	1,84
Energi	2,66

Tabell 20 – Endring i prosent fra basis

En økning i parknettet på 50 % gir ca. 2 % økning i energiforbruk og utslipp, som vist i Tabell 20.

<sup>23</sup> Det er sannsynlig at økt bruk av komposittmaterialer (spesielt i vinger) vil endre materialsammensetningen.

#### 4.5.5 Vanskelige grunnforhold: 50 % økt turbinfundament

Vanskelige grunnforhold (for eksempel leire, myr) kan gjøre det nødvendig med kraftigere fundament, med påfølgende større energiforbruk og utslipp (se Tabell 21).

Resultatene i Tabell 21 kan også gi en indikasjon på hvordan resultatene fra en offshore-turbin på grunt vann vil være, da det er hovedsakelig fundamentet som er forskjellene mellom offshore og landbaserte turbiner.

Utslipp	%
CO2	1,09
SO2	0,44
NOx	1,47
Energi	2,25

Tabell 21 – Endring i prosent fra basis

#### 4.5.6 Økt vedlikeholdsbehov: 50 % økt energiforbruk i driftsperioden

Resultatene viser økning i utslipp og energiforbruk fra 5,16 % til 13,97 %. Drift og vedlikehold er dermed viktige stadier i turbinenes livsløp. For å redusere miljøpåvirkningen og ressursbruken i driftsperioden, vil robuste konstruksjoner og effektive vedlikeholdsrutiner være gode verktøy.

Utslipp	%
CO2	5,16
SO2	1,10
NOx	13,97
Energi	9,20

Tabell 22 – Endring i prosent fra basis

#### 4.5.7 Utfordrende terreng: 50 % økte anleggskostnader

Økningen i utslipp på 30,47 % fra basismodellen viser at konstruksjon av vindparken er et viktig stadium i livsløpet. Anleggsfasen er i denne modellen forenklet, og det bør gjøres et grundigere studium av dette.

0 % endring i energiforbruket er på grunn av resirkuleringsscenarioet, som beregner 100 % energigjenvinning. Dette er en svakhet i denne livsløpsanalysen, avhendingsfasen bør derfor undersøkes i detalj.

Utslipp	%
CO2	30,47
SO2	24,23
NOx	23,16
Energi	0,00

Tabell 23 – Endring i prosent fra basis

#### 4.5.8 100 % økt transportavstand

Resultatene viser at en fordobling i transportavstanden kun vil medføre en 1,02 prosentøkning i energiforbruket. Transport er dermed ikke et kritisk stadium, med tanke på ressursbruk og miljøkonsekvenser.

Utslipp	%
CO2	0,63
SO2	0,88
NOx	0,37
Energi	1,02

Tabell 24 – Endring i prosent fra basis

#### 4.5.9 Levetid 40 år med bytte av rotor og nacelle etter 20 år

En forlengelse av turbinens levetid vil medføre redusert belastning per kWh. I dette eksempelet er det antatt at rotor og nacelle er de mest slitasjeutsatte delene, og som derfor må byttes etter 20 års levetid. Rotor og nacelle produseres i Danmark og fraktes samme avstand som i basismodellen. Installasjon av rotor og nacelle er ikke inkludert i beregningene.

Utslipp	%
CO2	-39,06
SO2	-31,83
NOx	-30,51
Energi	-17,83

Tabell 25 – Endring i prosent fra basis

#### 4.5.10 Levetid 40 år

Det er uvisshet rundt hvor lang levetid en vindturbin faktisk vil ha, da det naturlig nok ikke finnes empiriske data på de mest moderne turbiner. Det er her regnet en dobling av levetiden og drift, men ellers likt som basismodellen. Økningen i energiforbruket på 18,2 % økt drift

Denne varianten kan tolkes som resultatet av en forbedret materialteknologi.

#### 4.5.11 Stor vindpark: 500 MW

Vindparken består av 250 stykker 2 MW HAWT og medfølgende infrastruktur. Kabelnettet er beregnet ut ifra data fra Statkraft Smøla (Statkraft 2004a URL), som viser at ledningsnettet per MW reduseres etter hvert som parkstørrelsen øker. Kabelnettet i parken består av:

- 132 kV line: 30 km
- 132 kV kabel: 20 km

Vedlikeholdet er per turbin antatt det samme som for basismodellen.

#### 4.5.12 Liten vindpark: 40 MW

Vindparken består av 20 stykker 2 MW HAWT og medfølgende infrastruktur. I likhet med vindparken i 4.5.11 er det tatt utgangspunkt i data fra Statkraft Smøla. Kabelnettet per MW er mer omfattende for mindre vindparker, og det antas at mengden line er størst for de minste parkene. Nøkkeltall for parknettet er:

- 132 kV line: 11,5 km
- 132 kV kabel: 1,5 km

#### 4.5.13 500 km nettutbygging

Tabell 28 viser prosentforskjellen i utslipp mellom en 150 MW vindpark og 500 km utbygging av sentralnettet. Som det fremgår av tabellen, vil utslippene fra vindparken være 2-5 prosent større enn for ett nettrinn. Mer overraskende er det at nettutbyggingen krever 40 prosent mer energi enn vindparken. Forskjellen skyldes større anleggsvirksomhet for nettutbyggingen.

Utslipp	%
CO2	-44,84
SO2	-48,90
NOx	-36,03
Energi	-40,9

Tabell 26 – Endring i prosent fra basis

Utslipp	%
CO2	-2,03
SO2	-2,20
NOx	-2,06
Energi	-4,91

Tabell 27 – Endring fra basis, per MW installert

Utslipp	%
CO2	1,37
SO2	-0,06
NOx	0,64
Energi	-4,14

Tabell 28 – Endring fra basis, per MW installert

Utslipp	%
CO2	-5,16
SO2	-2,64
NOx	-3,68
Energi	40

Tabell 29 – Endring fra basis, per MW installert

## 4.6 Scenario 1 – Sentralisert vindkraft

År	Behov [TWh/år]	Driftstid	Antall vindparker (TWh / år)	
			150 MW	500 MW
2010	12,5	3000	28 (12,6)	8 (12)
		3200	26 (12,5)	8 (12,8)
2020	24	3000	54 (24,3)	16 (24)
		3200	50 (24)	15 (24)

Tabell 30 – Utbyggingsbehov sentralisert vindkraft

Dette scenariet forutsetter en sentralisert utbygging av vindkraft i Nord-Norge. Vindforholdene i Finnmark, Troms og Nordland gjør dette til en attraktiv landsdel å bygge ut i større skala. Middelvinden øker nordover langs kysten, og det er forventet at brukstiden vil ligge et sted mellom 3200 og 3750 timer i året. (Rue, Ø. 2003) Et hinder i dag for storskala utbygging i Nord-Norge, er overføringskapasiteten ut av landsdelen. I sentralnettet er det kapasitet til om lag 1000 MW ny vindkraft uten nettførsterkninger. (ECON 2003) Omfattende utbygging av vindkraft vil kreve tilsvarende utbygging av overføringskapasiteten.<sup>24</sup>

På bakgrunn av *Nettutviklingsplan for sentralnettet 2003-2020* (Statnett 2003) og *Vindkraft i Nord-Norge, konsekvenser for sentralnettet* (Mørk et al. 2003) er det antatt at nettet kan bygges ut trinnvis, hvor hvert trinn består av 500 km 420 kV-luftline som øker overføringskapasiteten med 500 MW (1,5-2,5 TWh). For en mer grundig analyse av overføringsnettet vil det måtte brukes simuleringsverktøy av typen NETBAS og EMPS.

Et grovoverslag basert på tall fra NVE (1700 kkr/km) anslår at hvert nettledd vil ha en kostnad på 850 millioner kroner. Statnett oppgir at en planlagt 500 km ledning til Finland vil medføre kostnader i størrelsesorden 1-1,5 milliarder kroner. Basert på disse tallene er kostnaden per 500 km byggetrinn ukritisk satt til 1 milliard NOK.

Tabell 30 viser konfigurasjoner som kan dekke forbruksøkningen. På bakgrunn av utslippsdata fra SimaPro for vindpark og overføringsnett, er det beregnet utslipp per kWh for alle kombinasjonene. Disse er oppgitt i vedlegg A.

## 4.7 Scenario 2 – Distribuert vindkraft

År	Behov [TWh / år]	Driftstid	Antall vindparker (TWh / år)	
			40 MW	150 MW
2010	12,5	3000	104 (12,5)	28 (12,6)
		3200	98 (12,5)	26 (12,5)
2020	24	3000	200 (24)	54 (24,3)
		3200	188 (24)	50 (24)

Tabell 31 – Utbyggingsbehov distribuert vindkraft

Dette scenariet forutsetter at vindparker bygges ut i områder med kraftunderskudd. Basert på data fra SSB ser vi at det er et kraftunderskudd i Midt-Norge. Dette

<sup>24</sup> Det må bygges ut overføringskapasitet tilsvarende maksimal effektproduksjon, da det i Nord-Norge i liten grad er vannkraft med magasinkapasitet stor nok til å fungere som effektlager for vindkraften. Alta-kraftverket vil for eksempel sommerstid ha en konstant produksjon for å unngå overløp i elven.



forventes å øke i takt med elektrisitetsforbruket. I tillegg er det stor sannsynlighet for økt industrivirksomhet i Midt-Norge-regionen, med et påfølgende behov for elektrisitet. Dette gjør det attraktivt å bygge flere små eller mellomstore vindparker i områder med høy middelvind og kraftunderskudd.

Det antas at vindparkene kan etableres i umiddelbar nærhet av sentralnettet, og krever dermed ingen nettutbygging. En positiv bivirkning vil være redusert nettap i nærregionen, og potensielt økt stabilitet i nettet (dette avhenger av samspillet mellom vindparken og forbruket i regionen).

Tabell 31 ser konfigurasjoner av 40 MW og 150 MW vindparker som kan dekke forventet forbruksøkning i 2010 og 2020. Kostnader og utslippsdata for hver enkelt konfigurasjon er oppgitt i vedlegg A. Som det fremgår av tabellen, vil utbyggingen kreve et stort antall 40 MW vindparker. Det er sannsynlig at det ved etablering av 200 ulike vindparker vil være behov for mer omfattende utbygging av infrastruktur enn for 150 MW og 500 MW, men dette er ikke inkludert i denne beregningen.

## 5 Resultater og diskusjon

### 5.1 CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>

	Vindkraft (basis)	Vindkraft (Sydkraft)	Vannkraft (STØ)	Gasskraft (STØ)
CO <sub>2</sub>	7,1	3,83	4,25	372,725
SO <sub>2</sub>	0,05	0,0099	0,0122	0,0035
NO <sub>x</sub>	0,03	0,0173	0,0143	0,3168

Tabell 32 – Livsløpsutslipp [g/kWh]

Som det fremgår av Tabell 32 kommer norsk vindkraft dårligere ut enn svensk vindkraft og norsk vannkraft. Forskjellen mellom de to vindanalysene skyldes sannsynligvis forskjeller i systemgrensene. For basis-modellen er drift og infrastruktur i vindparken inkludert. Tallene stemmer for øvrig bra overens med utslippene beregnet for spansk vindkraft, THERMIE.

Da det er uklart hvor store utslipp det vil være for et CO<sub>2</sub>-fritt gasskraftverk, er tallene for et vanlig gasskraftverk inkludert. Hver kWh vindkraft som overflødiggjør en kWh gasskraft vil redusere de globale utslippene av CO<sub>2</sub> med minimum 370 g CO<sub>2</sub>, da dette er et state-of-the-art-gasskraftverk.

Tar man kostnadene med i betraktning, vil rangeringen mellom vind, vann og gass være uendret. Det vil fortsatt være størst utslipp per kr for gasskraft, mens vannkraft vil være lavest, da kostnadsforskjellen ikke er større enn 15-20 øre/kWh.

### 5.2 Energiltibakebetalingstid (EPP)

	CER	EPP
Vind (5,5 m/s)	0,07	6,4
Vann (3,1 MW)	0,04	10,9
Gass (57,6 %)	0,17	0,8

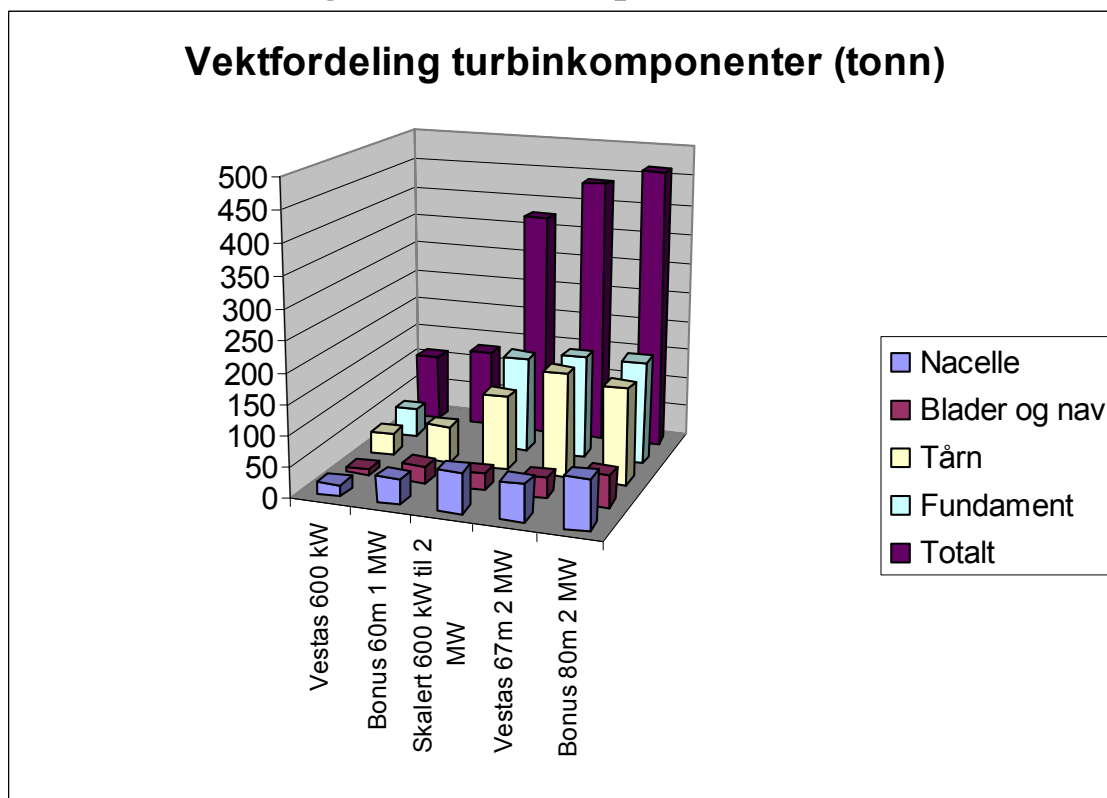
Tabell 33 – Cumulative energy requirements (CER) og energy payback periods (EPP, måneder)  
(Kilde: Voss, 2001: 7)

Tabell 33 viser energibalansen for vind-, vann- og gasskraft. Resultater fra basismodellen gir en energiltibakebetalingstid på 3,6 måneder, når energigjenvinning i avhendingsfasen inkluderes. Produksjonsfasen isolert krever 5,4 måneders drift for å oppnå energibalanse.

Resultatene fra basismodellen er betydelig lavere enn estimert av Voss. Det er trolig at forskjellen kommer av at det i modellen er beregnet med gode vindforhold og moderne turbiner.

Det er overraskende at vindkraft har lavere energiltibakebetalingstid enn vannkraft, med tanke på mengden materialer som går med på hver vindturbin. Hvorfor vindkraft kommer bedre ut enn vannkraft er et spørsmål som bør undersøkes nærmere. En umiddelbar antagelse er at størrelsen på vannkraftverket som er undersøkt, som etter norske forhold er lite.

### 5.3 Vektfordeling for turbinkomponenter



Figur 16 – Vektfordeling for turbinkomponenter

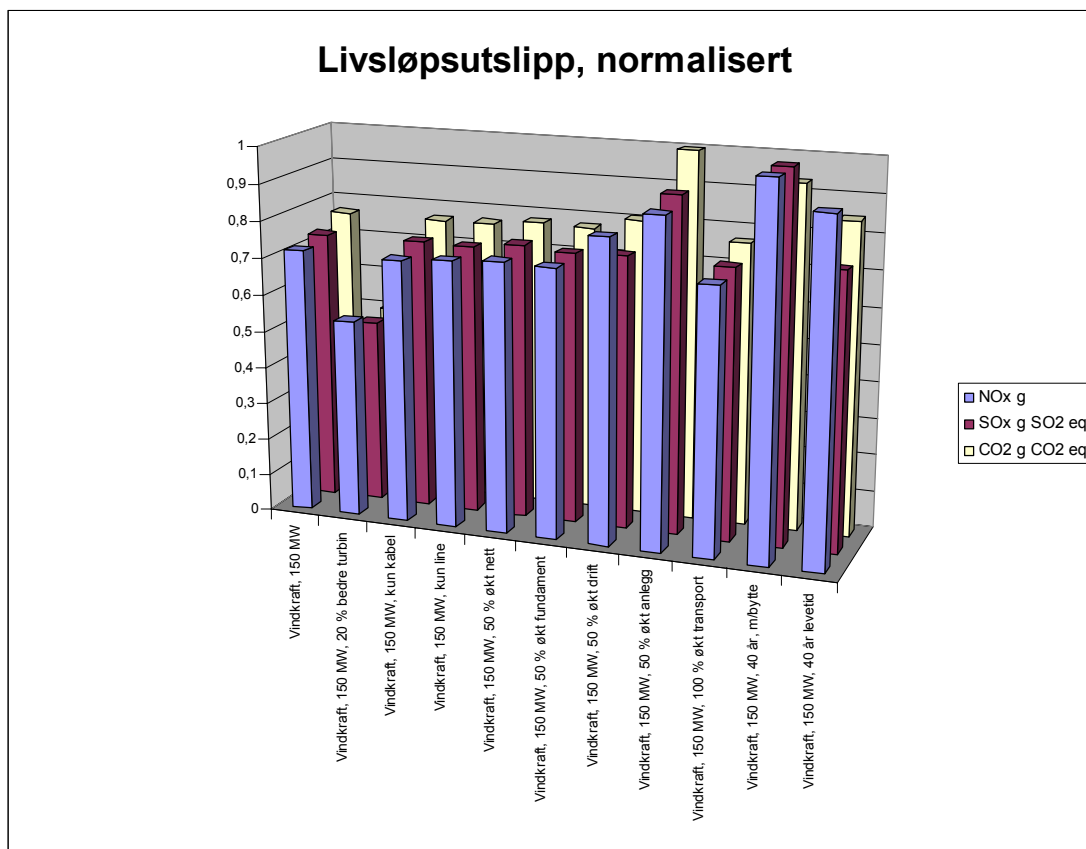
Fra Figur 16 er det tydelig at vindturbinens masse øker ved større merkeeffekt, som beregnet i kapittel 3.3.2. Datagrunnlaget i illustrasjonen er meget lite omfattende, men illustrerer likevel godt trenden. Det er ønskelig å redusere materialforbruket i vindturbiner. En måte å oppnå dette på, er ved å konstruere turbiner med lettere rotor og nacelle. Lavere vekt på toppen av tårnet vil gi redusert belastning på både tårn og fundament. Det vil være interessant å undersøke om bruken av lettere og dyrere materialer i nacellen gir økonomisk fordel ved reduksjoner i resten av strukturen.

### 5.4 Sensitivitetsanalyse: 150 MW vindpark

En gjennomgang av resultatene fra kapittel 4.5 viser at det er turbinproduksjonen som er forbundet med de største utslippene. En 20 % reduksjon i materialforbruket gir i modellen 34.22 % reduserte CO<sub>2</sub>-utslipp. Det er sannsynlig at reduksjonen i virkeligheten vil bli større, da modellen ikke tar hensyn til redusert behov for utbygging av infrastruktur. Et annet virkemiddel for å redusere utslippene er å øke turbinens levetid. Gode strategier for redusert miljøbelastning er oppsummeres:

- Reduksjon i materialforbruk
- Reduksjon i anleggskostnader
- Økt levetid

En kombinasjon av alle strategiene vil gi den største uttellingen. Det vil være interessant å undersøke bruken av avansert materialteknologi for å redusere nacellevekten.



Figur 17 – Normaliserte livsløpsutslipp (%)

Den sterkeste negative trenden i sensitivitetsanalysen, er økning av anleggskostnader. En økning i anleggskostnadene på 50 % medfører 30,47 % økte utslipp av CO<sub>2</sub> og har altså en korrelasjon på 0,6. For alle andre parameter er korrelasjonen på mindre enn 0,2.

Forholdet mellom store og små vindparker viser seg i sensitivitetsanalysen å være forbausende harmonisk. Dette skyldes inngangsparametrene, som basert på litteraturkilder er satt omtrent likt for alle parkstørrelsene. Hvorvidt disse antagelsene stemmer overens med virkeligheten, bør undersøkes nærmere.

## 5.5 Scenarier

Resultatene fra scenariene vil her diskuteres generelt. Detaljerte resultater for hver konfigurasjon finnes i vedlegg A. Inngangsparametere er i vedlegget markert. Variasjoner ble gjort for følgende parametere:

- Parkstørrelse (40 MW, 150 MW, 500 MW)
- Ønsket produksjon (modellen rundet av til nærmeste hele antall vindparker)
- Nettutbygging (i trinn på 500 km, som beskrevet tidligere)

I tillegg var det definert ulike kostnader forbundet med vindparkene med utgangspunkt i konsesjonsdata fra NVE. Disse er ikke inkludert i denne analysen, for å gjøre resultatet enhetlig. I stedet ble det tatt utgangspunkt i regresjonsdata (se vedlegg E). Det er heller ikke inkludert variasjoner i brukstid i denne analysen.

	12,5 TWh	24 TWh	3000 km nett
40 MW	7,208	7,208	1,446
150 MW	7,111	7,111	1,446
500 MW	6,967	6,967	1,446

Tabell 34 – CO<sub>2</sub>-utslipp [g/kWh]

Resultatene i Tabell 34 viser at CO<sub>2</sub>-utslippene er minst for 500 MW-vindparken. Dette er fordi internettet i vindparken er antatt å være minst per MW for en stor vindpark. I tabellen er det antatt 3000 km nettutbygging, som kan være i minste laget selv for 12,5 TWh vindkraft i Nord-Norge.

Sett ut ifra disse resultatene kommer vindkraft i Midt-Norge best ut. Dette skyldes svakheter i beregningene. Momenter det ikke er tatt hensyn til er:

- Overføringstap
- Unngått nettutbygging i Midt-Norge (dagens kraftsystem i Midt-Norge krever forsterkninger, enten i form av økt produksjon eller økt overføringskapasitet).
- Økt vindhastighet i Nord-Norge
- Økt eksport til utlandet (Finland og Sverige i nær framtid, Russland på sikt)

Det har ikke vært mulig å undersøke disse momentene nærmere uten kjennskap til nettanalyseverktøy. En overfladisk antagelse er at de forskjellige effektene i stor grad oppveier hverandre, som for eksempel økt vindhastighet som motvekt mot nettap.

## 5.6 Vurdering av resultat

Her følger en kort oppsummering av viktige momenter:

- Denne livsløpsanalysen er statisk, og tar dermed ikke hensyn til forventet utvikling innen turbinteknologi, kostnader etc. Utvikling av en dynamisk modell vil være ønskelig.
- Europeiske effekter er ikke inkludert. Større mengder vind (>40 TWh) vil gi betydelig reduserte CO<sub>2</sub>-utslipp i resten av Europa (>400 g/kWh). (Holttinen et al. 2001).
- Analysen tar ikke hensyn til spesifikke miljøproblemer som kan oppstå ved enkeltparker, i forbindelse med kulturminner, fugl, dyreliv etc.
- Økoeffektivitet er ikke beregnet, da sammenligningen mellom scenariene viste at resultatene i hovedsak var de samme for de forskjellige vindparkene. Dermed falt sammenligningsgrunnlaget bort.
- Materialforbruket bør, som for stål, sees i perspektiv av nasjonalt forbruk.
- Sosioøkonomiske effekter er ikke inkludert i omfanget av denne analysen. Det kan nevnes at produksjon av 1 MW installert effekt erfaringsmessig gir arbeid til 15-19 personer.
- Det er i denne oppgaven tatt utgangspunkt i 20 års levetid for nettelementer. Dette er i underkant av hva som er forventet.

### 5.6.1 Datakvalitet

Det er i ethvert studium en målsetting å kvantifisere usikkerheten. I denne undersøkelsen er det vanskelig å gi et konkret tall for usikkerheten, da det er gjort et stort antall antagelser som gjør den aggregerte usikkerheten stor. Oppgaven preges på flere plan av at det er et teoretisk system som er undersøkt, og det er naturlig nok heller ikke tilgang på konkret datamateriell.

## 6 Konklusjoner

Bruk av livsløpsanalyse for å undersøke vindkraftsystemet i Norge kan frembringe gode miljøprestasjonsindikatorer på systemnivå. Selv om det er mange momenter en LCA ikke kan redegjøre for i forbindelse med vindkraftutbygging, er det et nyttig verktøy for å beregne miljøbelastningen. Dette gjelder spesielt på globalt og nasjonalt nivå.

En forenklet livsløpsanalyse, som utført her, vil gi gode indikatorer på hvor i systemet miljøbelastningen oppstår. Resultatet av dette studiet viser at hovedbyrden oppstår ved produksjon av vindturbinen, som vist i tabellen under:

	Produksjon	Bruk	Avhending	Totalt
CO <sub>2</sub>	8,42	4,96	-6,28	7,1
SO <sub>2</sub>	0,045	0,038	-0,033	0,05
NO <sub>x</sub>	0,018	0,023	-0,011	0,03

Tabell 35 – Utslipp for en 150 MW vindpark [g/kWh]

Kraftforbruket i 2020 kan komme til å stige med 24 TWh. Denne undersøkelsen viser at det er fullt mulig å møte forbruksøkningen ved å bygge ut vindkraft, men det vil kreve kraftig industrisatsing. Konstruksjon av 54 stykker 150 MW vindparker vil kunne produsere 24,3 TWh/år. Dette tilsvarer en stålmengde lik 64,1 % av det nasjonale årsforbruket. Utslippene vil, for vindparken, være de samme som nevnt ovenfor. I tillegg kommer utslipp fra nettet.

Det er i løpet av oppgaven identifisert flere aspekter ved livsløpsanalyse av vindkraft som fortjener videre fordypning:

- Livsløpsvurderinger av infrastrukturen i en vindpark.
- Vedlikehold i forhold til vindparkstørrelse (MW).
- Miljøkonsekvenser ved valg av kabel eller luftline

En overgang fra statiske verktøy, som brukt i denne oppgaven, til dynamiske verktøy vil gi modellen større anvendelighet.

Avslutningsvis bør det nevnes at resultatene fra denne undersøkelsen viser at det er tilnærmet like store utslipp av CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub> for produksjon av en 150 MW vindpark som for produksjon av 500 km sentralnett. Denne sammenhengen gir en enkel tommelfingerregel for miljøbelastninger fra vindkraft.<sup>25</sup>

<sup>25</sup> Sammenligningen forutsetter lik levetid, dvs. 20 år for både vindpark og nett.

## 7 Referanser

### 7.1 Bøker og artikler

Ancona, D., McVeigh, J., 2001. *Wind Turbine – Materials and Manufacturing Fact Sheet*. Princeton: Princeton Energy Resources International, LLC.

Askham, C., Vold, M., Magnussen, K., 1999. *Life Cycle Assessment of a Gas Power Station*. Halden: STØ Stiftelsen Østfoldforskning, (OR 10.99).

Bäckström, S., 2000. *Environmental Assessment of Energy Supply Systems to Electric Propelled Road Traffic*. Göteborg: Chalmers University of Technology, (KFB-Rapport 2000:36).

Bellona, 2002. *Avfall – avskaffelsen av kastesystemet*. Oslo: Bellona (Rapport 5:2002)

ECON, 2003. *Investeringer i nett og alternative tiltak*. Oslo: ECON, (Rapport 2003-074).

European Commission, 1999. *Wind Energy – The Facts*. Luxembourg: Office for Official Publications of the European Communities.

Guinée, J.B. (ed.) 2001. *Life cycle assessment – An operational guide to the ISO standards*. Leiden: Leiden University (CML).

Halliday, J., Jenkins, N., The environmental impact of wind energy. I: Institution of Mechanical Engineers. *Power Generation and the Environment*. Bury St. Edmunds: Trykt for IMechE by Mechanical Engineering Publications.

Heie, Aa., Brattebø, H., 2002. *En innføring i hindring, minimering og håndtering av avfall*. Trondheim: NTNU.

Hille, J., 2000. *Hundre effektive år?* Oslo: FIFI (FIVH-rapport: 2/00).

Hofstad, K., 2003. *Vindressurser utenfor norskekysten (off shore)*. Oslo: NVE (Rapport nr 11/2003).

Holtinen, H., Vogstad, K.O., Botterud, A., Hirvonen, R., 2001. *Effects of Large Scale Wind Production on the Nordic Electricity Market*. København: EWEC2001

IEA International Energy Agency, 1996. *Comparing energy technologies*. Paris: OECD/IEA.

Krohn, S., 1997. *The Energy Balance of Modern Wind Turbines*. København: Vindmølleindustrien (Background Information Note No. 16 december 1997).

Krohn, S., 1998. *Creating a Local Wind Industry*. København: Helios Centre.

Kvåle, L.O., Rustad, H., Lefstad, O.J., 2001. *Vindkraftproduksjon i Norge*. Trondheim: NTNU.

Mørk, E., Rødskog, M., Hystad, J., Jenssen, B.H., 2003. *Vindkraft i Nord-Norge, konsekvenser for sentralnettet*. Oslo: Statnett, (UA-notat 03-19).

NREL National Renewable Energy Laboratory, 2000. *Life Cycle Assessment of a Natural Gas Combined-Cycle Power Generation System*. Colorado: NREL.

- NSF Norges standardiseringsforbund, 1998. *Miljøstyring : livsløpsvurdering : prinsipper og rammeverk*. Oslo: NSF (ISO 14040: 1997).
- NVE Norges vassdrags- og energidirektorat, 1998a. *Utbyggingskostnader i hovedfordelings- og fordelingsnett. Kostnadsnivå 1998*. Oslo: NVE, (Rapport nr 26/1998).
- NVE Norges vassdrags- og energidirektorat, 2002a. *Kostnader ved produksjon av kraft og varme i 2002*. Oslo: NVE, (Håndbok 2-2002).
- NVE Norges vassdrags- og energidirektorat, 2002b. *Kraftbalansen i Norge mot 2015*. Oslo: NVE, (Rapport nr 4/2002).
- NVE Norges vassdrags- og energidirektorat, 2002c. *Forskrift om energiutredninger*. Oslo: NVE.
- NVE Norges vassdrags- og energidirektorat, 2003. *Samfunnsøkonomisk analyse av energiprojekter – Håndbok*. Oslo: NVE.
- PRé Consultants, 2002. *SimaPro 5.1 User Manual*. 2<sup>nd</sup> edition.
- Reistad, K., 2004. *Masseflyt og miljøpåvirkning av BA-avfall hos Onyx Norway AS*. Trondheim: NTNU.
- Rue, Ø., 2003. *Ny energi – utfordringer for kraftnettet*. Oslo: Statnett (presentasjon).
- Røine, K. 1998. *Hva nytt bringer industriell økologi inn?* Trondheim: NTNU.
- Salvesen, F. (red.), 2001. *Nye fornybare energikilder*. Oslo: Norges forskningsråd i samarbeid med Norges vassdrags- og energidirektorat.
- Selfors, A, Sannem, S., 1998. *Vindkraft – en generell innføring*. Oslo: NVE (NVE Rapport nr 19/1998).
- SFT Statens forurensningstilsyn, 2000. *Støy fra vindkraft*. Oslo: SFT, (1700/2000).
- Sollie, O.K., 2002. *Livsløpsanalyse anvendt på energiforsyningsystemet til et raffineri – Hovedoppgave vår 2003*. Trondheim: NTNU.
- SSB Statistisk sentralbyrå, 2003. *Fremskrivninger for kraftmarkedet til 2020*. Oslo: SSB (Rapport 2003/11).
- Statkraft Grøner AS, 2003. *Vindkraft og miljø – en erfaringsgjennomgang*. Oslo: NVE.
- Statnett, 2003. *Nettutviklingsplan for sentralnettet 2003-2020*. Oslo: Statnett.
- Tande, J.O.G., 2001. *Retningslinjer for nettilkobling av vindkraftverk (revidert utgave)*. Trondheim: SINTEF Energiforskning, (TR A5329).
- Tande, J.O.G., Vogstad, K-O., 1999. *Operational Implications of Wind Power in a Hydro Based Power System*. Nice: EWEC99.
- Tech-wise, 1999. *Livscyklusvurdering af vindmøller – PSO 1999*. Fredericia: Tech-wise, (Rapport nr.: 01-488).
- UD Utenriksdepartementet, 2001. *Nasjonal strategi for bærekraftig utvikling*. Oslo: UD.



Vogstad, K-O., 2000. *Utilising the complementary characteristics of wind power and hydropower through coordinated hydro production scheduling using the EMPS model*. Trondheim: NTNU.

Vogstad, K-O., 2002. *Vindkraft og grønne markedsmekanismer – betydning for langsiktige investeringer og miljømål i det nordiske kraftmarkedet*. Trondheim: NTNU.

Vold, M., Rønning, A., Magnussen, K., Erstad, E., 1996, *LCA av norskprodusert elektrisitet basert på vannkraft*. STØ Stiftelsen Østfoldforskning, (OR 18.96).

Voss, A., 2001. *LCA and External Costs in Comparative Assessment of Electricity Chains. Decision Support for Sustainable Electricity Provision?* Paris: IEA Conference – Energy Policy and Externalities.

## 7.2 Vevsider

AEI Alternative Energy Institute 2004. *A Brief Discussion of Wind Energy in Texas*. Lenke: <http://www.wtamu.edu/research/aei/p2brochersh.htm>

Bellona, 2004. *Øvre Otta*.

Lenke: [http://www.bellona.no/no/energi/fornybar/vannkraft/ovvre\\_otta/](http://www.bellona.no/no/energi/fornybar/vannkraft/ovvre_otta/)

Bolland, O., 2000. *En vei til "CO<sub>2</sub>-fri" gasskraft*.

Lenke: <http://www.tev.ntnu.no/Olav.Bolland/pdf/co2frigasskraft.pdf>

Brekke, A., 2004. *Innføring i LCA*.

Lenke: <http://www.design.ntnu.no/lca/lab/lca/lcainnforing.htm>

Haaland, Leif, 2003. *Viktig kraft fra små kraftverk*. Teknisk Ukeblad.

Lenke: <http://www.tu.no/energi/article.jhtml?articleID=26173>

NVE Norges vassdrags- og energidirektorat, 2004a. *Generelt om kraftsystemet*. Lenke: [http://www.nve.no/modules/module\\_109/publisher\\_view\\_product.asp?iEntityId=5075&strYAH=%3ENVE%3E%3Cb%3EEnergi%3C%2Fb%3E%3EKraftsystemet%3EGenerelt+om+kraftsystemet%3EGenerelt+om+kraftsystemet](http://www.nve.no/modules/module_109/publisher_view_product.asp?iEntityId=5075&strYAH=%3ENVE%3E%3Cb%3EEnergi%3C%2Fb%3E%3EKraftsystemet%3EGenerelt+om+kraftsystemet%3EGenerelt+om+kraftsystemet)

NVE Norges vassdrags- og energidirektorat, 2004c. *Vannkraftpotensialet*. Lenke:

[http://www.nve.no/modules/module\\_109/publisher\\_view\\_product.asp?iEntityId=4137&iMenuId=199&strBoxColor=FFFF99&strYAH=>NVE>%3Cb%3EEnergi%3C%2Fb%3E>Energiressurser>Vann](http://www.nve.no/modules/module_109/publisher_view_product.asp?iEntityId=4137&iMenuId=199&strBoxColor=FFFF99&strYAH=>NVE>%3Cb%3EEnergi%3C%2Fb%3E>Energiressurser>Vann)

NVE Norges vassdrags- og energidirektorat, 2004d. *Norwegian Wind Atlas – Conclusion*. Lenke: <http://www.nve.no/vindatlas/>

NVE Norges vassdrags- og energidirektorat, 2004e. *NVE-turné om små vannkraftverk*.

Lenke: [http://www.nve.no/modules/module\\_111/news\\_item\\_view.asp?iNewsId=13368&iCategoryId=228&iResponse=3&strYAH=%3ENVE%2Dturn%2E9+om+sm%E5+vannkraftverk+&strBoxColor=](http://www.nve.no/modules/module_111/news_item_view.asp?iNewsId=13368&iCategoryId=228&iResponse=3&strYAH=%3ENVE%2Dturn%2E9+om+sm%E5+vannkraftverk+&strBoxColor=)

NVE Norges vassdrags- og energidirektorat, 2004f. *Vindkraft – Idriftsatte og planlagte anlegg*. Lenke: [http://www.nve.no/modules/module\\_111/netbasNVE.asp?script=8](http://www.nve.no/modules/module_111/netbasNVE.asp?script=8)

OED Olje- og energidepartementet, 1998. *NOU 1998:11 – Energi- og kraftbalansen mot 2020*. Oslo: OED. Lenke: <http://odin.dep.no/oed/norsk/publ/utredninger/NOU/026005-020001/index-dok000-b-n-a.html>

OED Olje- og energidepartementet, 2003a. *Strategi for økt etablering av små vannkraftverk*. Oslo: OED. Lenke: <http://odin.dep.no/oed/norsk/aktuelt/pressem/026021-070104/index-dok000-b-n-a.html>

OED Olje- og energidepartementet, 2003b. *Investeringer i fornybar elektrisitet*. Oslo: OED. Lenke: <http://odin.dep.no/oed/norsk/aktuelt/pressem/026021-070107/index-dok000-b-n-a.html>

PRè 2004. *Eco-indicator 99 – Principles*. Lenke: [http://www.pre.nl/eco-indicator99/eco-indicator\\_99.htm](http://www.pre.nl/eco-indicator99/eco-indicator_99.htm)

SSB Statistisk sentralbyrå, 2004a. *Kraftkabel til England ikke lønnsomt*. SSB. Lenke: <http://www.ssb.no/vis/magasinet/analyse/art-2003-06-04-01.html>

SSB Statistisk sentralbyrå, 2004b. *Energi – Temaside – Nøkkeltall*. SSB. Lenke: <http://www.ssb.no/emner/01/03/10/energi/main2.shtml>

SSB Statistisk sentralbyrå, 2004c. *Produksjon av naturgass etter felt. Millioner Sm<sup>3</sup>*. Lenke: [http://www.ssb.no/emner/10/06/nos\\_olje\\_gass/nos\\_d291/tab/24.a.html](http://www.ssb.no/emner/10/06/nos_olje_gass/nos_d291/tab/24.a.html)

SSB Statistisk sentralbyrå, 2004d. *Nyttbar, utbygd og ikkje utbygd vasskraft, etter fylke. 2001 og 2002. GWh*. Lenke: <http://www.ssb.no/emner/10/08/10/elektrisitetaar/tab-2003-08-26-02.html>

Statkraft, 2004a. *Statkraft – Smøla vindpark*. Lenke: <http://www.statkraft.no/wbch3.exe?p=1802>

Statkraft, 2004b. *Statkraft bygger flere vindmøller på Smøla*. Lenke: <http://www.statkraft.no/wbch3.exe?ce=306229>

Windpower.org, 2004. *Annual Energy Output from a Wind Turbine*. Lenke: <http://www.windpower.org/en/tour/wres/annu.htm>



## **Vedlegg A: Utslippsdata for scenarier**



**KONFIGURASJON: 104 stk 40 MW vindparker. Produksjon: 12,48 TWh / år. Nettutbygging: 0 km sentralnett.**

Parkstørrelse	40 MW	40 MW							
Kostnad per park	355	355 MKr							
Brukstid	3000	3000 Timer							
Levetid	20								
Produksjon	12,5	12,5 TWh / år							
Nettutbygging	0 km	0 Km ledning							
Nettkostnader		0 MKr							

Vindpark	MW	MKr	Aktiv	g CO2	g SO2	g NOx	GWh energi
40 MW	40	355	1	1,73E+10	1,21E+08	73000000	34,72
150 MW	150	1300	0	0	0	0	0,00
500 MW	500	4300	0	0	0	0	0,00
<b>Totalt</b>				<b>1,73E+10</b>	<b>1,21E+08</b>	<b>73000000</b>	<b>34,72</b>

Ledningsnett	Km	MKr	Aktiv	g CO2	g SO2	g NOx	GWh energi
0 km	0	0	0	0	0	0	0
500 km	500	1000	0	0	0	0	0,00
1000 km	1000	1900	0	0	0	0	0,00
1500 km	1500	2800	0	0	0	0	0,00
2000 km	2000	3700	0	0	0	0	0,00
2500 km	2500	4600	0	0	0	0	0,00
3000 km	3000	5500	0	0	0	0	0,00
<b>Totalt</b>				<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0,00</b>

=inngangsparameter

RESULTAT	Livstid		per kWh		
	Vindparktype	Nett	Totalt	Totalt	Totalt
Vindparktype	40 MW				
Antall	104				
Prod. [TWh/år]	12,48				
Nettutbygging	0 km				
EPP (mnd)	3,5				
Totalkostnad [MKr]	36920				

TOTALUTSLIPP	Livstid		per kWh		
	Vindparker	Nett	Totalt	Totalt	Totalt
g CO2	1,80E+12	0,00E+00	1,8E+12	7,208	0,000
g SO2	1,26E+10	0,00E+00	1,26E+10	0,050	0,000
g NOx	7,59E+09	0,00E+00	7,59E+09	0,030	0,000
GWh energi	3611,11	0,00	3611,111	1,45E-08	0,00E+00

**KONFIGURASJON: 200 stk 40 MW vindparker. Produksjon: 24 TWh / år. Nettutbygging: 0 km sentralnett.**

Parkstørrelse	40 MW	40 MW							
Kostnad per park	355	355 MKr							
Brukstid	3000	3000 Timer							
Levetid	20								
Produksjon	24	24 TWh / år							
Nettutbygging	0 km	0 Km ledning							
Nettkostnader		0 MKr							

Vindpark	MW	MKr	Aktiv	g CO2	g SO2	g NOx	GWh energi
40 MW	40	355	1	1,73E+10	1,21E+08	73000000	34,72
150 MW	150	1300	0	0	0	0	0,00
500 MW	500	4300	0	0	0	0	0,00
<b>Totalt</b>				<b>1,73E+10</b>	<b>1,21E+08</b>	<b>73000000</b>	<b>34,72</b>

Ledningsnett	Km	MKr	Aktiv	g CO2	g SO2	g NOx	GWh energi
0 km	0	0	0	0	0	0	0
500 km	500	1000	0	0	0	0	0,00
1000 km	1000	1900	0	0	0	0	0,00
1500 km	1500	2800	0	0	0	0	0,00
2000 km	2000	3700	0	0	0	0	0,00
2500 km	2500	4600	0	0	0	0	0,00
3000 km	3000	5500	0	0	0	0	0,00
<b>Totalt</b>				<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0,00</b>

=inngangsparameter

RESULTAT	Livstid		per kWh		
	Vindparktype	Nett	Totalt	Totalt	Totalt
Vindparktype	40 MW				
Antall	200				
Prod. [TWh/år]	24				
Nettutbygging	0 km				
EPP (mnd)	3,5				
Totalkostnad [MKr]	71000				

TOTALUTSLIPP	Livstid		per kWh		
	Vindparker	Nett	Totalt	Totalt	Totalt
g CO2	3,46E+12	0,00E+00	3,46E+12	7,208	0,000
g SO2	2,42E+10	0,00E+00	2,42E+10	0,050	0,000
g NOx	1,46E+10	0,00E+00	1,46E+10	0,030	0,000
GWh energi	6944,44	0,00	6944,444	1,45E-08	0,00E+00

**KONFIGURASJON: 28 stk 150 MW vindparker. Produksjon: 12,6 TWh / år. Nettutbygging: 0 km sentralnett.**

Parkstørrelse	150 MW	150 MW							
Kostnad per park	1300	1300 MKr							
Brukstid	3000	3000 Timer							
Levetid	20								
Produksjon	12,5	12,5 TWh / år							
Nettutbygging	0 km	0 Km ledning							
Nettkostnader		0 MKr							

Vindpark	MW	MKr	Aktiv	g CO2	g SO2	g NOx	GWh energi
40 MW	40	355	0	0	0	0	0,00
150 MW	150	1300	1	6,4E+10	4,54E+08	2,72E+08	135,83
500 MW	500	4300	0	0	0	0	0,00
<b>Totalt</b>				<b>6,4E+10</b>	<b>4,54E+08</b>	<b>2,72E+08</b>	<b>135,83</b>

Ledningsnett	Km	MKr	Aktiv	g CO2	g SO2	g NOx	GWh energi
0 km	0	0	0	0	0	0	0
500 km	500	1000	0	0	0	0	0,00
1000 km	1000	1900	0	0	0	0	0,00
1500 km	1500	2800	0	0	0	0	0,00
2000 km	2000	3700	0	0	0	0	0,00
2500 km	2500	4600	0	0	0	0	0,00
3000 km	3000	5500	0	0	0	0	0,00
<b>Totalt</b>				<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0,00</b>

=inngangsparameter

RESULTAT	Livstid		per kWh		
	Vindparktype	Nett	Totalt	Totalt	Totalt
Vindparktype	150 MW				
Antall	28				
Prod. [TWh/år]	12,6				
Nettutbygging	0 km				
EPP (mnd)	3,6				
Totalkostnad [MKr]	36400				

TOTALUTSLIPP	Livstid		per kWh		
	Vindparker	Nett	Totalt	Totalt	Totalt
g CO2	1,79E+12	0,00E+00	1,79E+12	7,111	0,000
g SO2	1,27E+10	0,00E+00	1,27E+10	0,050	0,000
g NOx	7,62E+09	0,00E+00	7,62E+09	0,030	0,000
GWh energi	3803,33	0,00	3803,333	1,51E-08	0,00E+00

**KONFIGURASJON: 53 stk 150 MW vindparker. Produksjon: 23,85 TWh / år. Nettutbygging: 0 km sentralnett.**

Parkstørrelse	<b>150 MW</b>	150 MW	Vindpark	MW	MKr	Aktiv	g CO2	g SO2	g NOx	GWh energi
Kostnad per park	1300	1300 MKr	40 MW	40	<b>355</b>	0	0	0	0	0,00
Bruktid	3000	3000 Timer	150 MW	150	<b>1300</b>	1	6,4E+10	4,54E+08	2,72E+08	135,83
Levetid	<b>20</b>		500 MW	500	<b>4300</b>	0	0	0	0	0,00
Produksjon	<b>24</b>	24 TWh / år	<b>Totalt</b>				6,4E+10	4,54E+08	2,72E+08	135,83
Nettutbygging	<b>0 km</b>	0 Km ledning	<b>Ledningsnett</b>	Km	MKr	Aktiv	g CO2	g SO2	g NOx	GWh energi
Nettkostnader		0 MKr	0 km	0	0	0	0	0	0	0
			500 km	500	1000	0	0	0	0	0,00
			1000 km	1000	1900	0	0	0	0	0,00
			1500 km	1500	2800	0	0	0	0	0,00
			2000 km	2000	3700	0	0	0	0	0,00
			2500 km	2500	4600	0	0	0	0	0,00
			3000 km	3000	5500	0	0	0	0	0,00
			<b>Totalt</b>				0	0	0	0,00

**=inngangsparameter**

<b>RESULTAT</b>										
Vindparktype	150 MW		<b>TOTALUTSLIPP</b>							
Antall	53			Livstid	Nett	Totalt	per kWh			Totalt
Prod. [TWh/år]	23,85		g CO2	3,39E+12	0,00E+00	3,39E+12	7,111	0,000	7,111	
Nettutbygging	0 km		g SO2	2,41E+10	0,00E+00	2,41E+10	0,050	0,000	0,050	
EPP (mnd)	3,6		g NOx	1,44E+10	0,00E+00	1,44E+10	0,030	0,000	0,030	
Totalkostnad [MKr]	68900		GWh energi	7199,17	0,00	7199,167	1,51E-08	0,00E+00	1,51E-08	

**KONFIGURASJON: 8 stk 500 MW vindparker. Produksjon: 12 TWh / år. Nettutbygging: 0 km sentralnett.**

Parkstørrelse	<b>500 MW</b>	500 MW	Vindpark	MW	MKr	Aktiv	g CO2	g SO2	g NOx	GWh energi
Kostnad per park	4300	4300 MKr	40 MW	40	<b>355</b>	0	0	0	0	0,00
Bruktid	3000	3000 Timer	150 MW	150	<b>1300</b>	0	0	0	0	0,00
Levetid	<b>20</b>		500 MW	500	<b>4300</b>	1	2,09E+11	1,48E+09	8,88E+08	430,56
Produksjon	<b>12,5</b>	12,5 TWh / år	<b>Totalt</b>				2,09E+11	1,48E+09	8,88E+08	430,56
Nettutbygging	<b>0 km</b>	0 Km ledning	<b>Ledningsnett</b>	Km	MKr	Aktiv	g CO2	g SO2	g NOx	GWh energi
Nettkostnader		0 MKr	0 km	0	0	0	0	0	0	0
			500 km	500	1000	0	0	0	0	0,00
			1000 km	1000	1900	0	0	0	0	0,00
			1500 km	1500	2800	0	0	0	0	0,00
			2000 km	2000	3700	0	0	0	0	0,00
			2500 km	2500	4600	0	0	0	0	0,00
			3000 km	3000	5500	0	0	0	0	0,00
			<b>Totalt</b>				0	0	0	0,00

**=inngangsparameter**

<b>RESULTAT</b>										
Vindparktype	500 MW		<b>TOTALUTSLIPP</b>							
Antall	8			Livstid	Nett	Totalt	per kWh			Totalt
Prod. [TWh/år]	12		g CO2	1,67E+12	0,00E+00	1,67E+12	6,967	0,000	6,967	
Nettutbygging	0 km		g SO2	1,18E+10	0,00E+00	1,18E+10	0,049	0,000	0,049	
EPP (mnd)	3,4		g NOx	7,10E+09	0,00E+00	7,1E+09	0,030	0,000	0,030	
Totalkostnad [MKr]	34400		GWh energi	3444,44	0,00	3444,444	1,44E-08	0,00E+00	1,44E-08	

**KONFIGURASJON: 16 stk 500 MW vindparker. Produksjon: 24 TWh / år. Nettutbygging: 0 km sentralnett.**

Parkstørrelse	<b>500 MW</b>	500 MW	Vindpark	MW	MKr	Aktiv	g CO2	g SO2	g NOx	GWh energi
Kostnad per park	4300	4300 MKr	40 MW	40	<b>355</b>	0	0	0	0	0,00
Bruktid	3000	3000 Timer	150 MW	150	<b>1300</b>	0	0	0	0	0,00
Levetid	<b>20</b>		500 MW	500	<b>4300</b>	1	2,09E+11	1,48E+09	8,88E+08	430,56
Produksjon	<b>24</b>	24 TWh / år	<b>Totalt</b>				2,09E+11	1,48E+09	8,88E+08	430,56
Nettutbygging	<b>0 km</b>	0 Km ledning	<b>Ledningsnett</b>	Km	MKr	Aktiv	g CO2	g SO2	g NOx	GWh energi
Nettkostnader		0 MKr	0 km	0	0	0	0	0	0	0
			500 km	500	1000	0	0	0	0	0,00
			1000 km	1000	1900	0	0	0	0	0,00
			1500 km	1500	2800	0	0	0	0	0,00
			2000 km	2000	3700	0	0	0	0	0,00
			2500 km	2500	4600	0	0	0	0	0,00
			3000 km	3000	5500	0	0	0	0	0,00
			<b>Totalt</b>				0	0	0	0,00

**=inngangsparameter**

<b>RESULTAT</b>										
Vindparktype	500 MW		<b>TOTALUTSLIPP</b>							
Antall	16			Livstid	Nett	Totalt	per kWh			Totalt
Prod. [TWh/år]	24		g CO2	3,34E+12	0,00E+00	3,34E+12	6,967	0,000	6,967	
Nettutbygging	0 km		g SO2	2,37E+10	0,00E+00	2,37E+10	0,049	0,000	0,049	
EPP (mnd)	3,4		g NOx	1,42E+10	0,00E+00	1,42E+10	0,030	0,000	0,030	
Totalkostnad [MKr]	68800		GWh energi	6888,89	0,00	6888,889	1,44E-08	0,00E+00	1,44E-08	

KONFIGURASJON: 28 stk 150 MW vindparker. Produksjon: 12,6 TWh / år. Nettutbygging: 1000 km sentralnett.		
Parkstørrelse	150 MW	150 MW
Kostnad per park	1300	1300 MKr
Bruktid	3000	3000 Timer
Levetid	20	
Produksjon	12,5	12,5 TWh / år
Nettutbygging	1000 km	1000 Km ledning
Nettkostnader		1900 MKr
=inngangsparameter		
<b>RESULTAT</b>		
Vindparktype	150 MW	
Antall	28	
Prod. [TWh/år]	12,6	
Nettutbygging	1000 km	
EPP (mnd)	4,0	
Totalkostnad [MKr]	38300	

Vindpark	MW	MKr	Aktiv	g CO2	g SO2	g NOx	GWh energi	
40 MW	40	355	0	0	0	0	0,00	
150 MW	150	1300	1	6,4E+10	4,54E+08	2,72E+08	135,83	
500 MW	500	4300	0	0	0	0	0,00	
<b>Totalt</b>				6,4E+10	4,54E+08	2,72E+08	135,83	
Ledningsnett	Km	MKr	Aktiv	g CO2	g SO2	g NOx	GWh energi	
0 km	0	0	0	0	0	0	0	
500 km	500	1000	0	0	0	0	0,00	
1000 km	1000	1900	1	1,21E+11	8,84E+08	7,04E+08	380,56	
1500 km	1500	2800	0	0	0	0	0,00	
2000 km	2000	3700	0	0	0	0	0,00	
2500 km	2500	4600	0	0	0	0	0,00	
3000 km	3000	5500	0	0	0	0	0,00	
<b>Totalt</b>				0	1,21E+11	8,84E+08	7,04E+08	380,56

TOTALUTSLIPP	Livstid		per kWh			
	Vindparker	Nett	Totalt		Totalt	
g CO2	1,79E+12	1,21E+11	1,91E+12	7,111	0,482	7,593
g SO2	1,27E+10	8,84E+08	1,36E+10	0,050	0,004	0,054
g NOx	7,62E+09	7,04E+08	8,32E+09	0,030	0,003	0,033
GWh energi	3803,33	380,56	4183,889	1,51E-08	1,51E-09	1,66E-08

KONFIGURASJON: 28 stk 150 MW vindparker. Produksjon: 12,6 TWh / år. Nettutbygging: 3000 km sentralnett.		
Parkstørrelse	150 MW	150 MW
Kostnad per park	1300	1300 MKr
Bruktid	3000	3000 Timer
Levetid	20	
Produksjon	12,5	12,5 TWh / år
Nettutbygging	3000 km	3000 Km ledning
Nettkostnader		5500 MKr
=inngangsparameter		
<b>RESULTAT</b>		
Vindparktype	150 MW	
Antall	28	
Prod. [TWh/år]	12,6	
Nettutbygging	3000 km	
EPP (mnd)	4,7	
Totalkostnad [MKr]	41900	

Vindpark	MW	MKr	Aktiv	g CO2	g SO2	g NOx	GWh energi	
40 MW	40	355	0	0	0	0	0,00	
150 MW	150	1300	1	6,4E+10	4,54E+08	2,72E+08	135,83	
500 MW	500	4300	0	0	0	0	0,00	
<b>Totalt</b>				6,4E+10	4,54E+08	2,72E+08	135,83	
Ledningsnett	Km	MKr	Aktiv	g CO2	g SO2	g NOx	GWh energi	
0 km	0	0	0	0	0	0	0	
500 km	500	1000	0	0	0	0	0,00	
1000 km	1000	1900	0	0	0	0	0,00	
1500 km	1500	2800	0	0	0	0	0,00	
2000 km	2000	3700	0	0	0	0	0,00	
2500 km	2500	4600	0	0	0	0	0,00	
3000 km	3000	5500	1	3,64E+11	2,65E+09	2,47E+09	1141,67	
<b>Totalt</b>				0	3,64E+11	2,65E+09	2,47E+09	1141,67

TOTALUTSLIPP	Livstid		per kWh			
	Vindparker	Nett	Totalt		Totalt	
g CO2	1,79E+12	3,64E+11	2,16E+12	7,111	1,445	8,556
g SO2	1,27E+10	2,65E+09	1,54E+10	0,050	0,011	0,061
g NOx	7,62E+09	2,47E+09	1,01E+10	0,030	0,010	0,040
GWh energi	3803,33	1141,67	4945	1,51E-08	4,53E-09	1,96E-08

KONFIGURASJON: 25 stk 40 MW vindparker. Produksjon: 3 TWh / år. Nettutbygging: 0 km sentralnett.		
Parkstørrelse	40 MW	40 MW
Kostnad per park	355	355 MKr
Bruktid	3000	3000 Timer
Levetid	20	
Produksjon	3	3 TWh / år
Nettutbygging	0 km	0 Km ledning
Nettkostnader		0 MKr
=inngangsparameter		
<b>RESULTAT</b>		
Vindparktype	40 MW	
Antall	25	
Prod. [TWh/år]	3	
Nettutbygging	0 km	
EPP (mnd)	3,5	
Totalkostnad [MKr]	8875	

Vindpark	MW	MKr	Aktiv	g CO2	g SO2	g NOx	GWh energi
40 MW	40	355	1	1,73E+10	1,21E+08	73000000	34,72
150 MW	150	1300	0	0	0	0	0,00
500 MW	500	4300	0	0	0	0	0,00
<b>Totalt</b>				1,73E+10	1,21E+08	73000000	34,72
Ledningsnett	Km	MKr	Aktiv	g CO2	g SO2	g NOx	GWh energi
0 km	0	0	0	0	0	0	0
500 km	500	1000	0	0	0	0	0,00
1000 km	1000	1900	0	0	0	0	0,00
1500 km	1500	2800	0	0	0	0	0,00
2000 km	2000	3700	0	0	0	0	0,00
2500 km	2500	4600	0	0	0	0	0,00
3000 km	3000	5500	0	0	0	0	0,00
<b>Totalt</b>				0	0	0	0,00

TOTALUTSLIPP	Livstid		per kWh			
	Vindparker	Nett	Totalt		Totalt	
g CO2	4,33E+11	0,00E+00	4,33E+11	7,208	0,000	7,208
g SO2	3,03E+09	0,00E+00	3,03E+09	0,050	0,000	0,050
g NOx	1,83E+09	0,00E+00	1,83E+09	0,030	0,000	0,030
GWh energi	868,06	0,00	868,056	1,45E-08	0,00E+00	1,45E-08



**KONFIGURASJON: 7 stk 150 MW vindparker. Produksjon: 3,15 TWh / år. Nettbygging: 0 km sentralnett.**

Parkstørrelse	150 MW	150 MW	Vindpark	MW	MKr	Aktiv	g CO2	g SO2	g NOx	GWh energi
Kostnad per park	1300	1300 MKr	40 MW	40	355	0	0	0	0	0,00
Brukstid	3000	3000 Timer	150 MW	150	1300	1	6,4E+10	4,54E+08	2,72E+08	135,83
Levetid	20		500 MW	500	4300	0	0	0	0	0,00
Produksjon	3	3 TWh / år	<b>Totalt</b>				6,4E+10	4,54E+08	2,72E+08	135,83
Nettbygging	0 km	0 Km ledning	<b>Leidningsnett</b>	Km	MKr	Aktiv	g CO2	g SO2	g NOx	GWh energi
Nettkostnader		0 MKr	0 km	0	0	0	0	0	0	0
			500 km	500	1000	0	0	0	0	0,00
			1000 km	1000	1900	0	0	0	0	0,00
			1500 km	1500	2800	0	0	0	0	0,00
			2000 km	2000	3700	0	0	0	0	0,00
			2500 km	2500	4600	0	0	0	0	0,00
			3000 km	3000	5500	0	0	0	0	0,00
			<b>Totalt</b>				0	0	0	0,00

=inngangsparameter

<b>RESULTAT</b>	Vindparktype	150 MW	<b>TOTALUTSLIPP</b>	Livstid		per kWh			
	Antall	7	Vindparker	Nett	Totalt			Totalt	
	Prod. [TWh/år]	3,15	g CO2	4,48E+11	0,00E+00	4,48E+11	7,111	0,000	7,111
	Nettbygging	0 km	g SO2	3,18E+09	0,00E+00	3,18E+09	0,050	0,000	0,050
	EPP (mnd)	3,6	g NOx	1,90E+09	0,00E+00	1,9E+09	0,030	0,000	0,030
	Totalkostnad [MKr]	9100	GWh energi	950,83	0,00	950,8333	1,51E-08	0,00E+00	1,51E-08

**KONFIGURASJON: 7 stk 150 MW vindparker. Produksjon: 3,15 TWh / år. Nettbygging: 1000 km sentralnett.**

Parkstørrelse	150 MW	150 MW	Vindpark	MW	MKr	Aktiv	g CO2	g SO2	g NOx	GWh energi	
Kostnad per park	1300	1300 MKr	40 MW	40	355	0	0	0	0	0,00	
Brukstid	3000	3000 Timer	150 MW	150	1300	1	6,4E+10	4,54E+08	2,72E+08	135,83	
Levetid	20		500 MW	500	4300	0	0	0	0	0,00	
Produksjon	3	3 TWh / år	<b>Totalt</b>				6,4E+10	4,54E+08	2,72E+08	135,83	
Nettbygging	1000 km	1000 Km ledning	<b>Leidningsnett</b>	Km	MKr	Aktiv	g CO2	g SO2	g NOx	GWh energi	
Nettkostnader		1900 MKr	0 km	0	0	0	0	0	0	0	
			500 km	500	1000	0	0	0	0	0,00	
			1000 km	1000	1900	1	1,21E+11	8,84E+08	7,04E+08	380,56	
			1500 km	1500	2800	0	0	0	0	0,00	
			2000 km	2000	3700	0	0	0	0	0,00	
			2500 km	2500	4600	0	0	0	0	0,00	
			3000 km	3000	5500	0	0	0	0	0,00	
			<b>Totalt</b>				0	1,21E+11	8,84E+08	7,04E+08	380,56

=inngangsparameter

<b>RESULTAT</b>	Vindparktype	150 MW	<b>TOTALUTSLIPP</b>	Livstid		per kWh			
	Antall	7	Vindparker	Nett	Totalt			Totalt	
	Prod. [TWh/år]	3,15	g CO2	4,48E+11	1,21E+11	5,69E+11	7,111	1,927	9,038
	Nettbygging	1000 km	g SO2	3,18E+09	8,84E+08	4,06E+09	0,050	0,014	0,064
	EPP (mnd)	5,1	g NOx	1,90E+09	7,04E+08	2,61E+09	0,030	0,011	0,041
	Totalkostnad [MKr]	11000	GWh energi	950,83	380,56	1331,389	1,51E-08	6,04E-09	2,11E-08

**KONFIGURASJON: 7 stk 150 MW vindparker. Produksjon: 3,15 TWh / år. Nettbygging: 3000 km sentralnett.**

Parkstørrelse	150 MW	150 MW	Vindpark	MW	MKr	Aktiv	g CO2	g SO2	g NOx	GWh energi	
Kostnad per park	1300	1300 MKr	40 MW	40	355	0	0	0	0	0,00	
Brukstid	3000	3000 Timer	150 MW	150	1300	1	6,4E+10	4,54E+08	2,72E+08	135,83	
Levetid	20		500 MW	500	4300	0	0	0	0	0,00	
Produksjon	3	3 TWh / år	<b>Totalt</b>				6,4E+10	4,54E+08	2,72E+08	135,83	
Nettbygging	3000 km	3000 Km ledning	<b>Leidningsnett</b>	Km	MKr	Aktiv	g CO2	g SO2	g NOx	GWh energi	
Nettkostnader		5500 MKr	0 km	0	0	0	0	0	0	0	
			500 km	500	1000	0	0	0	0	0,00	
			1000 km	1000	1900	0	0	0	0	0,00	
			1500 km	1500	2800	0	0	0	0	0,00	
			2000 km	2000	3700	0	0	0	0	0,00	
			2500 km	2500	4600	0	0	0	0	0,00	
			3000 km	3000	5500	1	3,64E+11	2,65E+09	2,47E+09	1141,67	
			<b>Totalt</b>				0	3,64E+11	2,65E+09	2,47E+09	1141,67

=inngangsparameter

<b>RESULTAT</b>	Vindparktype	150 MW	<b>TOTALUTSLIPP</b>	Livstid		per kWh			
	Antall	7	Vindparker	Nett	Totalt			Totalt	
	Prod. [TWh/år]	3,15	g CO2	4,48E+11	3,64E+11	8,12E+11	7,111	5,781	12,892
	Nettbygging	3000 km	g SO2	3,18E+09	2,65E+09	5,83E+09	0,050	0,042	0,093
	EPP (mnd)	8,0	g NOx	1,90E+09	2,47E+09	4,38E+09	0,030	0,039	0,069
	Totalkostnad [MKr]	14600	GWh energi	950,83	1141,67	2092,5	1,51E-08	1,81E-08	3,32E-08

## **Vedlegg B: Ressursforbruk 150 MW vindpark**



SimaPro 5.1

LCIA Profil: Date:

20.03.2004

Time:

18:45:31

Title: Comparing 1 p life cycle 'Vindkraft, 40 MW' with 1 p life cycle 'Vindkraft, 150 MW' and with 1 p life cycle 'Vindkraft, 500 MW'

Method: EDIP/UMIP 96 (resources only) / EDIP World/DK

Value: Impact indicator

Per impact category: Yes

Skip unused: Never

Relative mode: Non

Impact category	Unit	Vindkraft, 40 MW	Vindkraft, 150 MW	Vindkraft, 500 MW
Aluminium	kg	x	x	x
Antimony	kg	x	x	x
Beryllium	kg	x	x	x
Brown coal	kg	1540000	6150000	18300000
Cadmium	kg	x	x	x
Cerium	kg	x	x	x
Coal	kg	1970000	7740000	24200000
Cobalt	kg	0,00205	0,00776	0,0254
Copper	kg	253000	951000	3160000
Gold	kg	x	x	x
Iron	kg	6370000	25300000	76300000
Lanthanum	kg	x	x	x
Lead	kg	94,8	369	1150
Manganese	kg	1010	3750	12500
Mercury	kg	x	x	x
Molybdenum	kg	1,85	7,09	8,02
Natural gas	kg	398000	1490000	4860000
Nickel	kg	53,1	209	570
Oil	kg	875000	3380000	10900000
Platinum	kg	0,000412	0,0024	0,00531
Palladium	kg	0,000363	0,00212	0,00469
Silver	kg	3,51	13,8	42,9
Tantalum	kg	x	x	x
Tin	kg	1,95	7,66	23,9
Zinc	kg	4,91	19,3	59,2

## **Vedlegg C: Resultater, vektingsmodeller**



SimaPro 5.1 LCIA Profile Date: 10.03.2004 Time: 19:51:19

Title: Comparing product stages  
 Method: Eco-indicator 99 (H) / Europe EI 99 H/H  
 Value: Impact indicator  
 Per impact category: Yes  
 Skip unused: Never  
 Relative mode: Non

Impact category	Unit	Vindkraft, 150 MW	Vindkraft, 150 MW, 20 % bedre turbin	Vindkraft, 150 MW, 100 % økt transport	Vindkraft, 150 MW, 200 % økt nett	Vindkraft, 150 MW, 50 % økt anlegg	Vindkraft, 150 MW, 50 % økt drift	Vindkraft, 150 MW, 50 % økt fundament	Vindkraft, 150 MW, 50 % økt nett	Vindkraft, 150 MW, kun kabel	Vindkraft, 150 MW, kun line	Vindkraft, 150 MW, norsk turbin	Vindkraft, 150 MW, 40 år levetid	Vindkraft, 150 MW, 40 år, m/bytte
Carcinogens	DALY	12,6	9,93	12,7	14,6	13,3	12,7	12,6	13,1	11,7	13,1	11,1	12,8	19,4
Resp. organics	DALY	0,483	0,318	0,484	0,534	0,671	0,499	0,483	0,495	0,491	0,478	0,48	0,516	0,534
Resp. inorganics	DALY	130	88,3	130	139	166	135	138	132	130	130	126	141	153
Climate change	DALY	13,4	8,78	13,4	14,2	17,4	14	13,5	13,6	13,3	13,4	12,1	14,7	16,3
Radiation	DALY	0,0378	0,0313	0,0378	0,0473	0,0378	0,0383	0,0378	0,0402	0,034	0,04	0,0265	0,0388	0,0631
Ozone layer	DALY	0,137	0,0906	0,137	0,151	0,19	0,141	0,137	0,14	0,138	0,135	0,135	0,146	0,152
Ecotoxicity	PAF*m2yr	70700000	52900000	70900000	82000000	82000000	70900000	70800000	73500000	66800000	72900000	69400000	71200000	97700000
Acidification/ Eutrophication	PDF*m2yr	2130000	1540000	2140000	2280000	2640000	2350000	2150000	2170000	2120000	2140000	2030000	2570000	2900000
Land use	PDF*m2yr	11600000	6750000	11600000	12700000	15800000	11700000	11800000	11900000	11700000	11600000	11600000	11700000	12000000
Minerals	MJ surplus	34600000	27400000	34600000	34600000	34600000	34600000	34600000	34600000	34700000	34500000	34600000	34600000	69100000
Fossil fuels	MJ surplus	30700000	26700000	31300000	32400000	30700000	36600000	31700000	31100000	29300000	31500000	28200000	42400000	55800000

Title: Comparing product stages  
 Ecopoints 97 (GH) / Ecopoints

Method: Impact indicator

Value: Yes

Per impact category: Never

Skip unused: Non

Relative mode:

Impact category

Impact category	Unit	2,72E+08	2,03E+08	2,73E+08	2,91E+08	3,35E+08	3,1E+08	2,76E+08	2,77E+08	2,7E+08	2,74E+08	2,6E+08	3,48E+08	3,78E+08
NOx	g	2,72E+08	2,03E+08	2,73E+08	2,91E+08	3,35E+08	3,1E+08	2,76E+08	2,77E+08	2,7E+08	2,74E+08	2,6E+08	3,48E+08	3,78E+08
SOx	g SO2 eq.	4,54E+08	3,09E+08	4,58E+08	4,91E+08	5,64E+08	4,59E+08	4,56E+08	4,63E+08	4,55E+08	4,53E+08	4,24E+08	4,64E+08	6,19E+08
NMVOc	g	3,77E+08	2,48E+08	3,78E+08	4,15E+08	5,24E+08	3,9E+08	3,77E+08	3,86E+08	3,82E+08	3,74E+08	3,75E+08	4,03E+08	4,17E+08
NH3	g	6780000	3720000	6780000	7340000	9210000	6780000	6780000	6920000	6840000	6740000	6750000	6780000	6790000
Dust PM10	g	2,54E+08	1,74E+08	2,54E+08	2,7E+08	3,18E+08	2,6E+08	2,96E+08	2,58E+08	2,56E+08	2,53E+08	2,54E+08	2,65E+08	2,69E+08
CO2	g CO2 eq.	6,4E+10	4,21E+10	6,44E+10	6,82E+10	8,35E+10	6,73E+10	6,47E+10	6,51E+10	6,39E+10	6,41E+10	5,79E+10	7,06E+10	7,8E+10
Ozone layer	g CFC-11	15500	14000	15800	17800	15500	19200	15500	16100	15700	15400	14400	22800	28300
Pb (air)	g	334000	263000	334000	405000	361000	335000	336000	351000	302000	351000	332000	336000	474000
Cd (air)	g	14500	11600	14600	16000	14600	14500	14500	14900	13900	14800	14400	14600	25700
Zn (air)	g	781000	632000	781000	917000	794000	784000	782000	815000	715000	818000	778000	787000	1250000
Hg (air)	g	2780	2200	2780	3310	2950	2790	2800	2910	2540	2910	2530	2800	4120
COD	g	19500000	17000000	19700000	22700000	19500000	22400000	19600000	20300000	18900000	19900000	18900000	25300000	33700000
P	g	738000	469000	738000	810000	892000	747000	739000	756000	720000	748000	657000	756000	914000
N	g	2370000	1330000	2380000	2540000	2970000	2500000	2370000	2410000	2410000	2350000	2330000	2630000	2700000
Cr (water)	g	243000	189000	244000	280000	266000	245000	244000	253000	226000	253000	202000	247000	358000
Zn (water)	g	529000	401000	529000	613000	609000	532000	529000	550000	496000	547000	487000	535000	732000
Cu (water)	g	103000	79300	103000	118000	114000	104000	104000	107000	96700	107000	82700	105000	151000
Cd (water)	g	2560	2110	2570	3010	2610	2670	2570	2680	2350	2680	2330	2780	4060
Hg (water)	g	1340	1080	1340	1620	1380	1350	1340	1410	1210	1420	1340	1350	2020
Pb (water)	g	544000	442000	544000	654000	554000	546000	544000	571000	489000	575000	522000	548000	831000
Ni (water)	g	126000	97500	126000	145000	139000	127000	127000	131000	118000	131000	106000	128000	184000
AOX (water)	g Cl-	-9000	-7340	-8990	-11100	-9000	-8810	-9000	-9530	-7910	-9620	-9040	-8620	-13600
Nitrate (soil)	g	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Metals (soil)	g Cd eq	3730	2320	3730	4100	5390	3740	3730	3820	3780	3700	3730	3750	3760
Pesticide soil	g act:subst.	355000	186000	355000	381000	475000	355000	355000	362000	359000	353000	355000	355000	355000
Waste	g	-3,64E+10	-2,99E+10	-3,64E+10	-4,4E+10	-3,64E+10	-3,64E+10	-3,64E+10	-3,83E+10	-3,16E+10	-3,91E+10	-3,64E+10	-3,64E+10	-5,62E+10
Waste (special)	g	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
LMRAD	cm3	24000	19800	24000	24000	24000	24000	24000	24000	24000	23900	15000	24000	32900
HRAD	cm3	106	87,9	106	106	106	106	106	106	106	106	66,7	106	146
Energy	MJ LHV	4,89E+08	4,11E+08	4,94E+08	5,39E+08	4,89E+08	5,34E+08	5E+08	5,02E+08	4,55E+08	5,09E+08	4,56E+08	5,78E+08	8,08E+08



# **Vedlegg D: SimaPro 5.1 Database Manual**



## **Vedlegg E: Datagrunnlag – vindpark**



SUMMARY OUTPUT

Regression Statistics	
Multiple R	0,994126
R Square	0,988287
Adjusted R	0,987115
Standard E	23,05163
Observatio	12

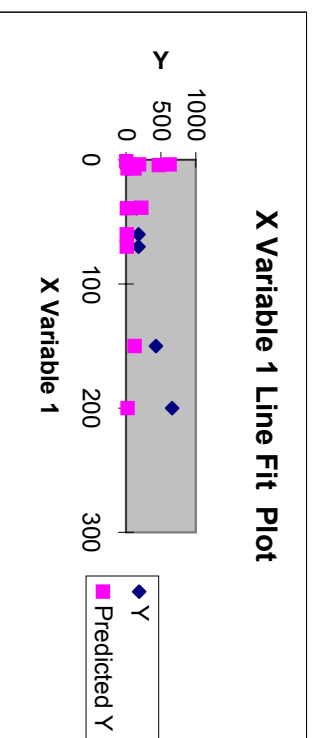
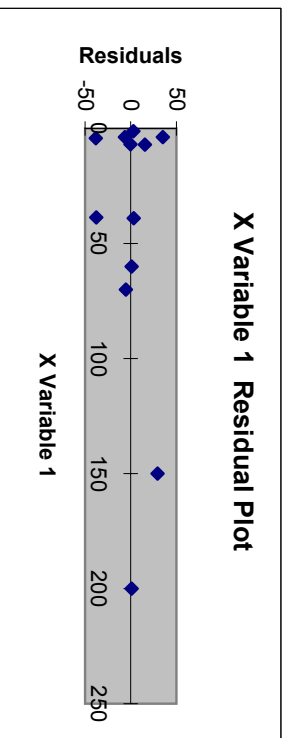
ANOVA

	df	SS	MS	F	Significance F
Regressor	1	448338,7	448338,7	843,7287	5,45E-11
Residual	10	5313,778	531,3778		
Total	11	453652,5			

	Coefficient	standard Err.	t Stat	P-value	Lower 95%	Upper 95%	Lower 95,0%	Upper 95,0%
Intercept	-1,58097	8,477878	-0,186482	0,855796	-20,47086	17,30892	-20,47086	17,30892
X Variable	3,132543	0,107844	29,04701	5,45E-11	2,892252	3,372835	2,892252	3,372835

RESIDUAL OUTPUT

Observation	Predicted Y	Residuals	Standard Residuals
1	20,34683	-0,346834	-0,01578
2	217,6971	-37,69707	-1,715151
3	10,16607	-5,366068	-0,244147
4	10,16607	1,033932	0,047042
5	120,5882	29,41178	1,338184
6	119,4918	15,50817	0,705594
7	186,3716	-6,371636	-0,289898
8	624,9277	35,07228	1,595727
9	11,73234	3,267661	0,148673
10	20,03358	0,96642	0,04397
11	468,3005	-38,30055	-1,742608
12	2,178082	2,821918	0,128392



SUMMARY OUTPUT

Regression Statistics	
Multiple R	0,974001
R Square	0,948678
Adjusted R	0,944402
Standard E	102,7411
Observatio	14

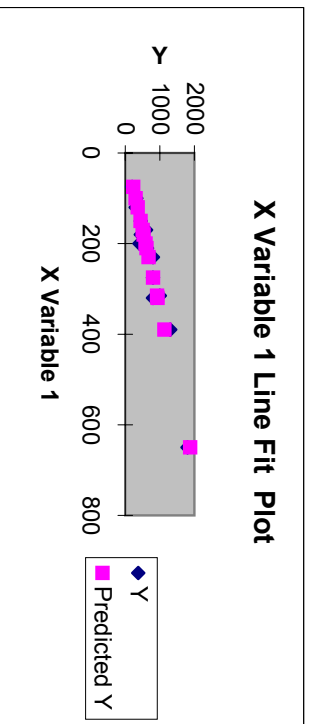
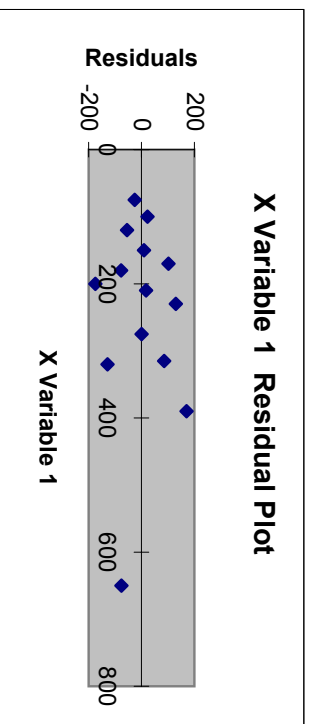
ANOVA

	df	SS	MS	F	Significance F
Regressor	1	2341474	2341474	221,82	4,22E-09
Residual	12	126668,9	10555,74		
Total	13	2468143			

	Coefficients	Standard Err	t Stat	P-value	Lower 95%	Upper 95%
Intercept	10,31671	54,08401	0,190753	0,851908	-107,5222	128,1556
X Variable	2,870182	0,192712	14,89362	4,22E-09	2,450298	3,290066

RESIDUAL OUTPUT

Observation	Predicted Y	Residuals	Standard Residuals
1	1129,688	170,3123	1,725372
2	914,424	85,57596	0,866939
3	1875,935	-75,93501	-0,76927
4	498,2476	101,7524	1,030816
5	613,0549	16,94507	0,171664
6	440,844	9,155991	0,092756
7	670,4586	129,5414	1,312337
8	584,3531	-174,3531	-1,766308
9	928,7749	-128,7749	-1,304572
10	799,6168	0,38324	0,003882
11	297,3349	22,66509	0,229612
12	225,5804	-25,58036	-0,259145
13	526,9495	-76,94947	-0,779547
14	354,7385	-54,73855	-0,554536



Lokalisering	GW/hår	MW	Kostnad, Mkr	Øre/kWh	Mkr/MW	Reg: GWh	Reg: MW	Reg: Mkr
Nygårdsfjellet	21	6,9	45		6,521739	155,0462	50	153,8258
Hundhammarfjellet	135	38,65	370		9,573092	311,6734	100	297,3349
Eidsfjellet	180	70	390		5,571429	468,3005	150	440,844
Kjøllefjord	180	60	540		9	624,9277	200	584,3531
Smøla	430	150	1050		7	781,5549	250	727,8622
Bakkelandseidet	20	7		22,87	0	938,1821	300	871,3713
Fjeldskår	4,8	3,75			0	1094,809	350	1014,88
Harøy	11,2	3,75		26	0	1251,436	400	1158,39
Havøygavlen	150	39		22,87	0	1408,064	450	1301,899
Kvitfjell	660	200		22	0	1564,691	500	1445,408
Mehuken	15	4,25		27	0	1721,318	550	1588,917
Utstra	5	1,2			0	1877,945	600	1732,426
Valsneset		5,5		27	0	2034,572	650	1875,935
Ytre Vikna	870	249	2500		10,04016			2019,444
Skallhalsen	300	100	900		9			2162,953
Bessakerfjellet	150	50	400		8			2306,462
Høg-Jæren	220	80	600		7,5			2449,971
Harbaksfjellet	200	90			0			2593,481
Bud/Hustad	390	100	1300		13	50		
Sleneset	315	105	1000		9,52381	100		
Frøya	650	189	1800		9,52381	150		
Haramsfjellet	170	66	600		9,090909	200		
Lauvikdalsfjellet	210	70	630		9	250		
Magerrøya	150	50	450		9	300		
Lista	230	90	800		8,888889	350		
Bremangefjellet	200	50	410		8,2	400		
Båtsfordfjellet	320	100	800		8	450		
Bugøynes	275	100	800		8	500		
Lindernes	100	40	320		8	550		
Straumøya	75	26	200		7,692308	600		
Haugshornet	180	60	450		7,5	650		
Eliastoppen	120	40	300		7,5	700		
Årvikfjellet	84	40			0	750		
Selbjørn	120	40			0	800		
Dommen	300	100			0	850		
Skjøtningberg	1100	400			0	900		
Tyven	330	110			0			

## **Vedlegg F: SimaPro data output**



Sinapro 5.1 Product Site Date: 22.03.2004

Time: 08:46:26

Assembly: 500 km sentralnett (line)  
Comment: Beskrivelse av et byggingstrin i sentralnettet.

Materials/Assemblies  
Line 420 kV (per km)  
Sentralnett Trafø  
Amount: 500 p  
Unit: 125 p  
Comment: 1 per 4 km - 125 stk.

Sentralnett mast (per km)  
Amount: 500 p  
Unit: 1  
Comment:

Life cycle:  
Name: 500 km sentralnett (line)  
Comment: Hvor stor belastning oppstår ved krav om utbygd overføringskapasitet.

Assembly: 500 km sentralnett (line)  
Amount: 1 p  
Unit: 1  
Comment: Comment  
Processes: Amount: Unit: Comment:  
Waste/Disposal scenario: Recycling only B250 avoided  
Amount: Unit: Comment: Antall full resirkulering.

Additional life cycles  
Assembly: Name: Fundament per MW  
Amount: Unit: Comment:  
Materials/Assemblies: Amount: Unit: Comment:  
Processes: Amount: Unit: Comment:  
Assembly: Name: Gas Power Station Construction (STØ)  
Amount: Unit: Comment: 390 MW(e), 8400 timer brukstid.

Materials/Assemblies  
Steel ETH U (Norsk ei)  
Amount: 1100 ton  
Unit: 1  
Comment:

Concrete (reinforced) (Norsk ei)  
Gravel ETH U  
Amount: 40000 ton  
Unit: 124930 ton  
Comment: 1922 kg/cu.m.  
([http://www.simeitrc.co.uk/sl\\_materials.htm](http://www.simeitrc.co.uk/sl_materials.htm))

Processes  
Assembly: Amount: Unit: Comment:

Name: Kabel 132 kV (per km)  
Comment: 16 tonn per km

Materials/Assemblies  
Kabel 420 kV (per km)  
Amount: 0,8 p  
Unit: 1  
Comment:

Processes  
Assembly: Amount: Unit: Comment:  
Name: Kabel 300 kV (per km)  
Comment: 18 tonn per km

Materials/Assemblies  
Kabel 420 kV (per km)  
Amount: 0,9 p  
Unit: 1  
Comment:  
Processes: Amount: Unit: Comment:

Assembly: Name: Kabel 420 kV (per km)  
Amount: 20 tonn per km.  
Unit: 1  
Comment: data fra STØ

Materials/Assemblies  
Aluminium 100% recycled ETH U  
Amount: 6600 kg  
Unit: 1  
Comment: 33 %  
HDPE ETH U  
Amount: 12000 kg  
Unit: 1  
Comment: 60 %  
Copper I  
Amount: 400 kg  
Unit: 1  
Comment: 2 %  
Electro steel ETH U  
Amount: 1000 kg  
Unit: 1  
Comment: 5 %

Processes  
Building and installation industry, OECD Europe  
Amount: 0,258 M\$  
Unit: 1  
Comment: 1700 kkk/km. Kilde: NVE 1998a.

Assembly: Name: Lavspent kabel (per km)  
Amount: 0,08 p  
Unit: 1  
Comment:  
Materials/Assemblies  
Kabel 420 kV (per km)  
Amount: 1,5 kg/m  
Unit: 1  
Comment:

Processes	Amount	Unit	Comment
Assembly:			
Name			Comment
Lavspent line (per km)			
Materials/Assemblies	Amount	Unit	Comment
Line 420 kV (per km)	0,1 p		0,3 kg/m
Processes	Amount	Unit	Comment
Assembly:			
Name			Comment
Line 132 kV (per km)			
Materials/Assemblies	Amount	Unit	Comment
Line 420 kV (per km)	0,52 p		1,5 kg/m
Processes	Amount	Unit	Comment
Assembly:			
Name			Comment
Line 300 kV (per km)			
Materials/Assemblies	Amount	Unit	Comment
Line 420 kV (per km)	0,86 p		2,5 kg/m
Processes	Amount	Unit	Comment
Assembly:			

Nacelle og blæder, 600 kW - Dansk  
 Anlægsudgifter ikke inkluderet, 95 % av totalvækt eksklusivert betong (Princeton)

Materials/Assemblies	Amount	Unit	Comment
Støel ETH U (Dansk ø)	36,3 ton		Vækt uten tøm (600 kW dansk)
Assembly:			
Name			
Regionalnet mast (per km)			

Processes  
 Sea ship B250  
 Amount Unit  
 124040 km  
 Comment  
 44,3 tonn \* 2800 km = 30800

Name  
 Line 420 kV (per km)  
 Comment  
 2,9 tonn per km, data fra STØ

Materials/Assemblies	Amount	Unit	Comment
Aluminium 100% recycled ETH U	2117 kg		73 %
Electro steel ETH U	754 kg		28 %
Chemicals organic ETH U	29 kg		1 % (feit)

Processes  
 Building and installation industry, OECD Europe  
 Amount Unit  
 0,258 M\$  
 Comment  
 1700 kkr/km. Kilde: NVE 1998a.

Assembly:  
 Name  
 Comment

Materials/Assemblies  
 Mountain ash, European I  
 Amount Unit  
 2376 kg  
 Comment  
 Treanster, mest relevant detaljide, 4-4 treanster per km, 540 kg per mast.

Sentrallnet mast (per km)  
 Amount Unit  
 0,2 p  
 Comment

Materials/Assemblies	Amount	Unit	Comment
C15 I	529 kg		Karbonstål
Assembly:			
Name			Comment
Regionalnet Tårn			Data fra STØ

Processes  
 Electro steel ETH U  
 X5CrNiMo18 (316) I  
 Aluminium 100% recycled ETH U  
 Copper ETH U  
 Packaging carton ETH U  
 Fuel oil lows refinery Europe U  
 Amount Unit  
 948 kg  
 28 kg  
 213 kg  
 71 kg  
 57 kg  
 710 kg  
 Comment

Electricity Norway B250	2811.6 kWh	1.1 kWh per kg, 2556 kg	Processes	Amount	Unit	Comment
Electricity oil UOPTIE U	894.6 kWh	0.35 kWh per kg, 2556 kg	Assembly: Name Sentraltelt mast	Amount	Unit	Comment Data fra STØ
Materials/Assemblies Steel ETH U Cement ETH U Cast Iron ETH U Glass (white) B250	Amount 38 ton 2.4 ton 0.3 ton 1284 kg	Comment 3 % av 42.8 tonn. Glassisolering (sammenlyngvis fell røvere).	Materials/Assemblies Sentraltelt mast	Amount	Unit	Comment
Electro steel ETH U	856 kg	2 % av 42.8 tonn. Armatur, ansett stål.	Processes Name Sentraltelt Trato	Amount	Unit	Comment Data fra Stiftelsen Østfoldforskning
Packaging carton ETH U	91 kg	Papir	Materials/Assemblies Electro steel ETH U XSC/NI/Mo 18 (316) I	Amount	Unit	Comment Ei stål Rustfritt stål
Fuel Oil (low) refinery Europe U	1137 kg	Trato olje	Aluminium 100% recycled ETH U Copper ETH U	341 kg 114 kg	Al Cu	
Processes Electricity Norway B250	Amount 3569.5 kWh	Comment 1.1 kWh per kg, 3245 kg	Diesel in building equipment U	70 TJ	0.774 TJ / 600 kW * 150 MW	
Electricity oil UOPTIE U	1135.75 kWh	0.35 kWh per kg, 3245 kg	Building and installation industry, OECD Europe	44.6 M\$	Tilsvarende installasjon, 0.1416 * 75 * 4.2	
Assembly: Name Tam per MW	Amount Unit	Comment	Waste/Disposal scenario Recycling only B250 avoided	Number	Comment	
Materials/Assemblies	Amount Unit	Comment	Additional life cycles	Number	Comment	
Processes	Amount Unit	Comment	Life cycle: Name Vindkraft, 150 MW, 100 % økt transport	Amount 1 p	Comment	
Life cycle: Name Vindkraft, 150 MW	Amount Unit	Comment	Assembly Vindpark, 150 MW	Amount Unit	Comment	
Assembly Vindpark, 150 MW	Amount 1 p	Comment	Processes Diesel in building equipment U	Amount 70 TJ	Comment 0.774 TJ / 600 kW * 150 MW	
Processes	Amount Unit	Comment	Building and installation industry, OECD Europe	44.6 M\$	Tilsvarende installasjon, 0.1416 * 75 * 4.2	

Sea ship B250 21079800 km Frakt av nacelle, rotor, etc.: 4.2 \* 66920 \* 75

Sea ship B250 18140850 km Frakt av lam: 4.2 \* 57590 \* 75

Waste/Disposal scenario  
Recycling only B250 avoided

Additional life cycles

Life cycle:

Name  
Vindkraft, 150 MW, 20 % bedre turbin

Assembly  
Vindpark, 150 MW (20 % forbedring i turbin)

Processes  
Diesel in building equipment U

Building and installation industry, OECD Europe 44,6 M\$ Tilsvarende installasjon, 0,1416 \* 75 \* 4,2

Waste/Disposal scenario  
Recycling only B250 avoided

Additional life cycles

Life cycle:

Name  
Vindkraft, 150 MW, 200 % økt nett

Assembly  
Vindpark, 150 MW, 200 % økt nett

Processes  
Diesel in building equipment U

Waste/Disposal scenario  
Recycling only B250 avoided

Building and installation industry, OECD Europe 44,6 M\$ Tilsvarende installasjon, 0,1416 \* 75 \* 4,2

Vindkraft, 150 MW, 40 år, rindbytte

Assembly  
Vindpark, 150 MW, 40 år rindbytte:

Processes  
Diesel in building equipment U

Building and installation industry, OECD Europe 44,6 M\$ Tilsvarende installasjon, 0,1416 \* 75 \* 4,2

Waste/Disposal scenario  
Recycling only B250 avoided

Additional life cycles

Life cycle:

Name  
Vindkraft, 150 MW, 50 % økt anlegg

21079800 km

18140850 km

Comment

Comment

Comment

Amount Unit

Amount Unit

44,6 M\$

Number

Comment

Comment

Comment

Amount Unit

Amount Unit

Tilsvarende installasjon, 0,1416 \* 75 \* 4,2

Comment

Comment

Comment

Comment

Tilsvarende installasjon, 0,1416 \* 75 \* 4,2

Comment

Bytte av rotor og nacelle etter 20 år.

Comment

Comment

Tilsvarende installasjon, 0,1416 \* 75 \* 4,2

Comment

Comment

Comment

Comment

Comment

Comment

Comment

Comment

Tilsvarende installasjon, 0,1416 \* 75 \* 4,2

Comment

Comment

Comment

Comment

Assembly  
Vindpark, 150 MW  
Amount Unit  
1 p  
Comment

Processes  
Diesel in building equipment U  
Amount Unit  
70 TJ  
Comment  
0,774 TJ / 600 kW \* 150 MW

Building and installation industry, OECD Europe  
89,2 M\$  
0,5 \* installasjon + 1,5 \* avhending

Waste/Disposal scenario  
Recycling only B250 avoided  
Comment

Additional life cycles  
Number  
Comment

Life cycle:  
Name  
Vindkraft, 150 MW, 50 % økt drift  
Comment

Assembly  
Vindpark, 150 MW  
Amount Unit  
1 p  
Comment

Processes  
Diesel in building equipment U  
Amount Unit  
105 TJ  
Comment  
0,774 TJ / 600 kW \* 150 MW

Building and installation industry, OECD Europe  
44,6 M\$  
Tilsvarende installasjon, 0,1416 \* 75 \* 4,2

Waste/Disposal scenario  
Recycling only B250 avoided  
Comment

Additional life cycles  
Number  
Comment

Life cycle:  
Name  
Vindkraft, 150 MW, 50 % økt fundament  
Comment

Assembly  
Vindpark, 150 MW, 50 % økt fundament  
Amount Unit  
1 p  
Comment

Processes  
Diesel in building equipment U  
Amount Unit  
70 TJ  
Comment  
0,774 TJ / 600 kW \* 150 MW

Building and installation industry, OECD Europe  
44,6 M\$  
Tilsvarende installasjon, 0,1416 \* 75

Waste/Disposal scenario  
Recycling only B250 avoided  
Comment

Additional life cycles  
Number  
Comment

Life cycle:  
Name  
Vindkraft, 150 MW, 50 % økt net  
Comment

Assembly  
Vindpark, 150 MW, 50 % økt net  
Amount Unit  
1 p  
Comment

Processes  
Diesel in building equipment U  
Amount Unit  
70 TJ  
Comment  
0,774 TJ / 600 kW \* 150 MW

Building and installation industry, OECD Europe  
44,6 M\$  
Tilsvarende installasjon, 0,1416 \* 75 \* 4,2

Waste/Disposal scenario  
Recycling only B250 avoided  
Comment

Additional life cycles  
Number  
Comment

Life cycle:  
Name  
Vindkraft, 150 MW, kun drift  
Comment

Assembly  
Vindpark, 150 MW  
Amount Unit  
1 p  
Comment

Building and installation industry, OECD Europe  
44,6 M\$  
Tilsvarende installasjon, 0,1416 \* 75 \* 4,2

Waste/Disposal scenario  
Recycling only B250 avoided  
Comment

Additional life cycles  
Number  
Comment

Life cycle:  
Name  
Vindkraft, 150 MW, kun kabel  
Comment

Assembly  
Vindpark, 150 MW, kun kabel  
Amount Unit  
1 p  
Comment

Processes  
Diesel in building equipment U  
Amount Unit  
70 TJ  
Comment  
0,774 TJ / 600 kW \* 150 MW

Building and installation industry, OECD Europe  
44,6 M\$  
Tilsvarende installasjon, 0,1416 \* 75 \* 4,2

Waste/Disposal scenario  
Recycling only B250 avoided  
Comment



Materials/Assemblies  
Vindturbin 2 MW dansk  
Kabel 132 kV (per km)

Amount Unit  
75 p 10,5 p

Comment  
Kabel, sø+luft

Tab

Line 132 kV (per km)  
Sentraltelt Tråto

Amount Unit  
18,5 p 7 p

Comment  
1 tråto per 4 km net, avrundet ill 7.

Sentraltelt mast (per km)

Amount Unit  
18,5 p

Comment

Processes  
Assembly:

Name  
Vindpark, 150 MW (20 % forbedring i turbin)

Comment  
Data fra Statkraft Smøla trinn H-II

Materials/Assemblies  
Vindturbin 2 MW (20 % forbedring)  
Kabel 132 kV (per km)

Amount Unit  
75 p 10,5 p

Comment  
Kabel, sø+luft

Line 132 kV (per km)

Amount Unit  
18,5 p

Name  
Vindpark, 150 MW, 40 år mbytte.

Comment  
Bytte av rotor og nacelle etter 20 år.

Materials/Assemblies  
Vindturbin 2 MW dansk  
Kabel 132 kV (per km)

Amount Unit  
75 p 10,5 p

Comment  
Kabel, sø+luft

Line 132 kV (per km)  
Sentraltelt Tråto

Amount Unit  
18,5 p 7 p

Comment  
1 tråto per 4 km net, avrundet ill 7.

Sentraltelt mast (per km)  
Nacelle og blader, 600 kW - Dansk

Amount Unit  
18,5 p 315 p

Comment  
4,2 \* 75 = 315

Processes  
Assembly:

Name  
Vindpark, 150 MW, 50 % økt fundament

Comment  
Data fra Statkraft Smøla trinn H-II

Sentraltelt Tråto

Amount Unit  
7 p

Comment  
1 tråto per 4 km net, avrundet ill 7.

Sentraltelt mast (per km)

Amount Unit  
18,5 p

Comment

Processes  
Assembly:

Name  
Vindpark, 150 MW, 200 % økt net

Comment  
Data fra Statkraft Smøla trinn H-II

Materials/Assemblies  
Vindturbin 2 MW dansk  
Kabel 132 kV (per km)

Amount Unit  
75 p 31,5 p

Comment  
Kabel, sø+luft

Line 132 kV (per km)  
Sentraltelt Tråto

Amount Unit  
55,5 p 21 p

Comment  
1 tråto per 4 km net, avrundet ill 7.

Sentraltelt mast (per km)

Amount Unit  
55,5 p

Processes  
Assembly:

Name  
Vindpark, 150 MW, 50 % økt net

Comment  
Data fra Statkraft Smøla trinn H-II

Materials/Assemblies  
Vindturbin 2 MW dansk  
Kabel 132 kV (per km)

Amount Unit  
75 p 10,5 p

Comment  
Kabel, sø+luft

Line 132 kV (per km)  
Sentraltelt Tråto

Amount Unit  
18,5 p 7 p

Comment  
1 tråto per 4 km net, avrundet ill 7.

Sentraltelt mast (per km)  
Concrete (reinforced) I (Norsk ei)

Amount Unit  
18,5 p 6642,4 ton

Comment  
42,17\*4,2\*75\*50 %

Steel ETH U (Norsk ei)

Amount Unit  
499,3 kg

Comment  
3,17\*4,2\*75\*50 %

Processes  
Assembly:

Name  
Vindpark, 150 MW, 50 % økt net

Comment  
Data fra Statkraft Smøla trinn H-II

Materials/Assemblies  
Vindturbin 2 MW dansk

Amount Unit  
75 p

Comment

Kabel 132 kV (per km)	15,75 p		Kabel, sjø+luft, 10,5 * 1,5
Line 132 kV (per km)	27,75 p	18,5 * 1,5	
Sentraltett Tråto	11 p		1 tråto per 4 km nett, avrundet til 11.
Sentraltett mast (per km)	27,75 p		
Processes	Amount	Unit	Comment
Assembly:			
Name			Comment
Vindpark, 150 MW, kun kabel			Data fra Statkraft Smøla trinn H-I
Materials/Assemblies	Amount	Unit	Comment
Vindturbin 2 MW dansk	75 p		
Kabel 132 kV (per km)	29 p		Kabel, sjø+luft
Sentraltett Tråto	7 p		1 tråto per 4 km nett, avrundet til 7.
Vindturbin, 600 kW - Norsk	315 p		75*4,15 (skalert fra 600 kW)
Kabel 132 kV (per km)	10,5 p		Kabel, sjø+luft
Line 132 kV (per km)	18,5 p		
Sentraltett Tråto	7 p		1 tråto per 4 km nett, avrundet til 7.
Sentraltett mast (per km)	18,5 p		
Processes	Amount	Unit	Comment
Assembly:			
Name			Comment
Vindpark, 40 MW			Data fra Statkraft Smøla, trinn I
Materials/Assemblies	Amount	Unit	Comment
Vindturbin 2 MW dansk	20 p		
Line 132 kV (per km)	11,5 p		
Kabel 132 kV (per km)	1,5 p		

Processes	Amount	Unit	Comment
Assembly:			
Name			Comment
Vindpark, 150 MW, kun line			Data fra Statkraft Smøla trinn H-I
Materials/Assemblies	Amount	Unit	Comment
Vindturbin 2 MW dansk	75 p		
Line 132 kV (per km)	29 p		
Sentraltett Tråto	7 p		1 tråto per 4 km nett, avrundet til 7.
Sentraltett mast (per km)	29 p		
Processes	Amount	Unit	Comment
Assembly:			
Name			Comment
Vindpark, 150 MW, norsk turbin			Data fra Statkraft Smøla trinn H-I
Materials/Assemblies	Amount	Unit	Comment
Regionaltett Tråto	3 p		1 tråto per 4 km nett, avrundet til 3
Regionaltett mast (per km)	11,5 p		
Processes	Amount	Unit	Comment
Assembly:			
Name			Comment
Vindpark, 500 MW			
Materials/Assemblies	Amount	Unit	Comment
Vindturbin 2 MW dansk	250 p		Ingen størrelsefordele antatt.
Line 132 kV (per km)	30 p		På bakgrunn av data fra Statkraft Smøla antas 30 km line.



Kabel 132 kV (per km) 20 p På bakgrunn av data fra Statkraft Smøla antas 20 km kabel (sjø+land).

Regionalnett Trafo 13 p 1 trafo per 4 km, avrundet til 13.

Regionalnett mast (per km) 30 p

Processes Amount Unit Comment

Assembly: Comment

Name Vindpark, 500 MW (Norsk turbin) Comment

Materials/Assemblies Amount Unit Comment  
Vindturbin, 600 kW - Norsk Ingen størdifferensial ansett

Line 132 kV (per km) 30 p På bakgrunn av data fra Statkraft Smøla antas 30 km linje.

Kabel 132 kV (per km) 20 p På bakgrunn av data fra Statkraft Smøla antas 20 km kabel (sjø+land).

Regionalnett Trafo 13 p 1 trafo per 4 km, avrundet til 13.

Regionalnett mast (per km) 30 p

Processes Amount Unit Comment

Reuse: Comment

Name Vindturbin Comment

Assembly Amount Unit Comment  
0

Processes Amount Unit Comment

Assembly: Comment

Name Vindturbin 2 MW dansk Comment

Materials/Assemblies Amount Unit Comment  
Vindturbin, 600 kW - Dansk 4,2 p Comment  
Oppskallet etter beregninger på bakgrunn av Wind Energy

Recycling only B250 avoided 100 %

Disassemblies Perc. Comment

Reuses Perc. Comment

Assembly: Comment

Name Vindturbin, 2 MW (20 % forbedring) Comment  
Data fra The Energy Balance of Modern Wind Turbines

Materials/Assemblies Amount Unit Comment  
Concrete (reinforced) I 141,7 ton Comment  
Beregnete tall, 600 kW oppskallet til 2 og reusert med 20 % (dvs. 600 kW \* 3,36)

Processes Amount Unit Comment

Disposal scenario: Comment

Name Vindturbin disposal (per MW) Comment

Assembly Amount Unit Comment  
Vindturbin, 600 kW - Dansk 1 p Comment

Processes Amount Unit Comment  
Truck 28t ETH U 30600 km Comment  
612 tonn turbin, 5 mill transport

Steel ETH U (Norsk ei) 202 ton Tårn: 57 tonn, Fundament: 317 tonn

Waste scenarios Perc. Comment

Glass fibre I  
Copper ETH U  
Aluminium 100% recycled ETH U  
Oil light B300

Processes  
Electricity Denmark B250

1.5 ton  
1.0 ton  
1 ton  
0.7 ton

Amount Unit  
0,168 TJ

Comment  
Prosessenergi, antatt dansk el, skalert.

Building and installation industry, OECD Europe

0,1416 M\$

Fundamentering 5.5 + internt elnett 6.5 av 7.44  
MNOK (1,18 M\$), Kilde: Kvalie et al. 2001, Skalert  
ned fra per/MW.

Business services, OECD Europe

0,1121 M\$

Posisjektering og vedlikehold, 2,5 % + 7 % av 7.44  
MNOK (1,18 M\$), Kilde: Kvalie et al. 2001, Skalert  
ned fra per/MW.

Sea ship B290

66920 km

Nacelle, rotor, gearbox, generator etc., from Esbjerg  
to Trondheim 2800 km (www.distances.com), 35 %  
of total weight without concrete (Princeton Energy  
Resources Int) = 44,31

Sea ship B290

57590 km

Tower, from Kristiansand to Trondheim 1300 km  
(www.distances.com), 65 % of total weight without  
concrete (Princeton Energy Resources Int) = 44,31

Assembly:

Name  
Vindturbin, 600 kW - Dansk

Comment  
Data fra The Energy Balance of Modern Wind  
Turbines

Materials/Assemblies  
Concrete (reinforced) | (Norsk el)

Amount Unit  
42,17 ton

Comment  
Beregnete tall.

Tab

Steel ETH U (Norsk ei)

60,17 ton

Tårn: 57 tonn, Fundament: 3,17 tonn

Glass fibre I  
Copper ETH U  
Aluminium 100% recycled ETH U  
Oil light B300

4,5 ton  
3 ton  
0,3 ton  
0,2 ton

Processes  
Electricity Denmark B250

Amount Unit  
0,05 TJ

Comment  
Prosessenergi, anslutt dansk el

Building and installation industry, OECD Europe

0,1416 M\$

Fundamentering 5,5 + internl einett 6,5 av 7,44 MNOK (1,18 M\$), Kilde: Kvåle et al, 2001, Skalert ned fra per/MW.

Business services, OECD Europe

0,1121 M\$

Posisjektering og vedlikehold, 2,5 % + 7 % av 7,44 MNOK (1,18 M\$), Kilde: Kvåle et al, 2001, Skalert ned fra per/MW.

Sea ship B290

66920 km

Nacelle, rotor, gearbox, generator etc., from Esbjerg to Trondheim 2800 km (www.distances.com), 35 % of total weight without concrete (Princeton Energy Resources Int) = 44,31

Sea ship B290

57590 km

Tower, from Kristiansand to Trondheim 1300 km (www.distances.com), 65 % of total weight without concrete (Princeton Energy Resources Int) = 44,31

Assembly:

Name  
Vindturbin, 600 kW - Norsk

Comment  
Data fra The Energy Balance of Modern Wind Turbines

Materials/Assemblies  
Concrete (reinforced) | (Norsk ei)

Amount Unit  
42,17 ton

Comment  
Beregnete tall.

Tab

Steel ETH U (Norsk ei)

60,17 ton

Tårn: 57 tonn, Fundament: 3,17 tonn

Glass fibre I (Norsk ei)  
Copper ETH U (Norsk ei)  
Aluminium 100% recycled ETH U (Norsk ei)  
Oil light B300

4,5 ton  
3 ton  
0,3 ton  
0,2 ton

Processes  
Electricity Norway B250

Amount Unit  
0,05 TJ

Comment  
Prosessenergi, anslått dansk ei.

Building and installation industry, OECD Europe

0,1416 M\$

Fundamentering 5,5 + internt einett 6,5 av 7,44 MNOK (1,18 M\$). Kilde: Kvalie et al. 2001. Skalert ned fra per/MW.

Business services, OECD Europe

0,1121 M\$

Prosjektering og vedlikehold: 2,5 % + 7 % av 7,44 MNOK (1,18 M\$). Kilde: Kvalie et al. 2001. Skalert ned fra per/MW.

Sea ship B250

33460 km

Nacelle, rotor, gearbox, generator etc., half way from Esbjerg to Trondheim 2800 km (www.distances.com), 35 % of total weight without concrete (Princeton Energy Resources Inc) = 44,3t. Antar halvert transport i forhold til Danmark.

Sea ship B250

57590 km

Tower, from Kristiansand to Trondheim 1300 km (www.distances.com), 65 % of total weight without concrete (Princeton Energy Resources Inc) = 44,3t

Quantities  
Name  
Mass  
Amount  
Energy  
Transport  
Currency

Dimension  
Yes  
Yes  
Yes  
Yes  
Yes

Units

Name  
kg  
p  
g

Quantity Factor Unit  
Mass 1 kg  
Amount 1 p  
Mass 0,001 kg

Standard Default Metric  
\* \* \* \* \*

KWh	Energy	3.6 MJ			
MJ	Energy	1 MJ	*	*	*
km	Transport	1 km			*
ton	Mass	1000 kg			*
kg	Mass	1E+09 kg			*
mg	Mass	0.000001 kg			*
GJ	Energy	1000 MJ			*
J	Energy	0.000001 MJ			*
kJ	Energy	0.001 MJ			*
Mn	Mass	1E+09 kg			*
PJ	Energy	1E+09 MJ			*
TJ	Energy	1000000 MJ			*
kgkm	Transport	0.001 tkm			*
kikm	Transport	1000 tkm			*
kgkm	Transport	1000000 kg			*
kg	Mass	1000000 kg			*
kg	Mass	1E-12 kg			*
kg	Mass	1E-15 kg			*
MMWh	Energy	3600 MJ			*
lb	Mass	0.453592 kg			*
Btu	Energy	0.001056 MJ			*
mi <sup>3</sup>	Transport	1.45997 tkm			*
oz	Mass	0.02835 kg			*
n.sh	Mass	907.1848 kg			*
n.lg	Mass	1016.047 kg			*
USD	Currency	1 USD	*	*	*
M\$	Currency	1000000 USD			*

**Program for industriell økologi (IndEcol)** er et tverrfaglig universitetsprogram etablert i 1998 for en periode på minst ti år ved Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet (NTNU). Programmet omfatter et studieprogram opprettet i 1999 og et stort antall doktorgradsprosjekter og forskningsprosjekter rettet mot vareproduserende industri, energi- og byggesektoren. Tverrfaglig forskning og undervisning står sentralt ved IndEcol, og målet er å knytte sammen teknologiske, naturvitenskapelige og samfunnsvitenskapelige bidrag i letingen etter bærekraftige løsninger på produksjon og forbruk av energi og ressurser.

**The Industrial Ecology Programme (IndEcol)** is a multidisciplinary university programme established at the Norwegian University of Science and Technology (NTNU) in 1998 for a period of minimum ten years. It includes a comprehensive educational curriculum launched in 1999 and a significant number of doctoral students as well as research projects geared towards Norwegian manufacturing, energy and building industries. The activities at IndEcol have a strong attention to interdisciplinary research and teaching, bridging technology, natural and social sciences in the search for sustainable solutions for production and consumption of energy and resources.



NTNU-IndEcol  
Industrial Ecology Programme  
NO-7491 Trondheim

Tel.: + 47 73 59 89 40  
Fax: + 47 73 59 89 43  
E-mail: [indecoll@indecoll.ntnu.no](mailto:indecoll@indecoll.ntnu.no)  
Web: [www.indecoll.ntnu.no](http://www.indecoll.ntnu.no)