



Aalborg Universitet

AALBORG UNIVERSITY  
DENMARK

## Diskonteringsratens rolle i samfundsøkonomiskevurderinger og i fastsættelsen af CO2-skadesomkostninger

*En analyse af den samfundsøkonomiske tilgang i lyset af klimaforandringer med Ingeniørforeningens Energiplan 2030 som case*

Hasberg, Kirsten Sophie ; Andersen, Peder

Creative Commons License  
CC BY-SA 4.0

Publication date:  
2008

Document Version  
Også kaldet Forlagets PDF

[Link to publication from Aalborg University](#)

### Citation for published version (APA):

Hasberg, K. S., & Andersen, P. (2008). *Diskonteringsratens rolle i samfundsøkonomiskevurderinger og i fastsættelsen af CO2-skadesomkostninger: En analyse af den samfundsøkonomiske tilgang i lyset af klimaforandringer med Ingeniørforeningens Energiplan 2030 som case*.

### General rights

Copyright and moral rights for the publications made accessible in the public portal are retained by the authors and/or other copyright owners and it is a condition of accessing publications that users recognise and abide by the legal requirements associated with these rights.

- Users may download and print one copy of any publication from the public portal for the purpose of private study or research.
- You may not further distribute the material or use it for any profit-making activity or commercial gain
- You may freely distribute the URL identifying the publication in the public portal -

### Take down policy

If you believe that this document breaches copyright please contact us at vbn@aub.aau.dk providing details, and we will remove access to the work immediately and investigate your claim.



## Kandidatspeciale

Kirsten Sophie Hasberg

# Diskonteringsratens rolle i samfundsøkonomiske vurderinger og i fastsættelsen af CO2-skadesomkostninger

En analyse af den samfundsøkonomiske tilgang i lyset af klimaforandringer med Ingeniørforeningens Energiplan 2030 som case

Vejleder: Peder Andersen

Afleveret den: 18/12/08



**Title:****The role of discounting in socio-economic analysis and CO2 damage cost estimation**

An analysis of the socio-economic approach with the Energy plan 2030 of the Danish Engineers' Association as a case in the light of climate change

**Author:**

Kirsten Sophie Hasberg

**Supervisor:**

Peder Andersen

**Paper type:**

Master of Science in Economics Thesis

**Number of pages:**

110

**Theme:**

Environmental and ressource economics

**Keywords:**

Discounting, equity, efficiency, climate change, energy policy, cost-benefit analysis

**Project period:**

01.09. 2008 – 18.12.2008

**Summary:**

This thesis analyses how the theory on discounting and valuation of CO2 damage costs can be made operational and be implemented in the socioeconomic assessment of renewable energy plans.

Using a literature survey, the theoretical background is thoroughly assessed in chapter 2: The descriptive and prescriptive approaches are analyzed, and the Ramsey rule and its components (the utility discount rate  $\delta$ , the growth rate  $g$ , the "multifunctional parameter"  $\eta$  and the pure rate of time preference  $\rho$ ) are discussed.

To attach the economic theory to the ethical considerations at its foundations, the welfare economic background is analyzed initially. The classical utilitarian background of the welfare economic tradition is discussed and compared to other moral philosophies, such as Kantianism.

With these basics well established, three central problems in discounting are identified in chapter 3:

- Problem 1: Intergenerational and geographic inequality
- Problem 2: Non-substitutability of natural capital

- Problem 3: Uncertainty

All three problems are attached to an ethical principle, namely

- The neutrality principle
- The sustainability principle
- The precautionary principle

The central sources for discussing problem 1 are Stern (2006), Azar og Sterner (1996), Azar (1999), Sælen et al. (2008), Johansson-Stenman and Tol (2001). The central problem is identified to be that aversion towards intergenerational inequality and geographic inequality are both determined by the parameter  $\eta$  in the Ramsey equation. As long as  $\eta$  determines both intergenerational inequality and geographic inequality, the model is under-specified.

Problem 2 is discussed on the basis of the models of Sterner og Persson (2008) and Krutilla and Fisher (1975). Although developed in timely distance, they both center around the establishment of relative prices which can take into account the non-substitutable natural goods. It is discussed whether relative prices can take account of irreversible / non-substitutable natural capital damages, and whether relative prices can be used as an argument for lower discount rates for certain types of projects.

Uncertainty is the third and very broad problem, which is narrowed down by focusing on three aspects of uncertainty only:

- Hyperbolic discounting, which arises under uncertainty about future growth. Hepburn (2008) and Cropper and Laibson (1999) are the key sources of the discussion.
- Option value, which arises under uncertainty in the investment decision. A variety of option value concepts are presented: The option value when facing a investment irreversibility and a climate irreversibility (Fisher and Narain, 2000), the option value of renewable energy (Schimmelpfennig, 1995) and the option value, when there is uncertainty about threshold effects (Carpenter et. al., 1999)
- Endogenous and non-marginal uncertainty, which arises under the conditions of climate change. Here, two models are analyzed: Dietz (2006) and Tol (2003).

In chapter 4 the task is to apply the theoretical knowledge from the theories and models analyzed to a socioeconomic case study: The Energy Plan of the Danish Engineers'

Association (IDA, 2006). The theoretical inputs from chapter 3 are quantified in the form of CO<sub>2</sub> damage costs, which are around 10 times higher than current market price for CO<sub>2</sub>-quotas; however, the damage is possibly still underestimated, since no study takes account of all three problems discussed in chapter 3, but only takes account of one problem at a time. Six selected CO<sub>2</sub> damage costs, covering different aspects of the three central problems, are applied to separate runs of the EnergyPlan model, resulting in a socioeconomic analysis of investing in a greener energy system.

As expected, the higher the damage costs of CO<sub>2</sub>, the higher the socioeconomic benefit of changing to the green energy system of the IDA Energy Plan. However, the results are driven by some unexpected mechanisms: The higher the CO<sub>2</sub> damage cost included in the EnergyPlan run makes importing electricity more efficient than producing them domestically, where the high CO<sub>2</sub> price must be paid. Hence, initially the domestic production is driven downwards, until bottlenecks in the transmission system limit electricity imports; then, the domestic production is driven upwards again. Because the high CO<sub>2</sub> damage cost is modelled as being applicable only to the Danish production area, the production decisions are distorted in the model.

Hence, using CO<sub>2</sub> damage costs in socioeconomic analysis can be useful as an illustration of the magnitude of the emission externality, but in a simulation tool as EnergyPlan, counterintuitive results might arise.

Research is still needed to combine the three central problems (intergenerational and geographic inequality, non-substitutability of natural capital, and uncertainty) in one Integrated Assessment Model to produce a CO<sub>2</sub> damage estimate covering more than only one problematic aspect of climate change.

## **Forord**

Dette speciale er skrevet, mens Finansministeriets og Miljøministeriets vejledninger i samfundsøkonomiske analyser revideres, og globale klimaforandringer står højt på den politiske dagsorden op til klimatopmødet COP 15 i København i december 2009. Samfundsøkonomiske analyser på klima- og energiområdet er med til at danne beslutningsgrundlaget for politiske beslutninger på klima- og energiområdet, og er derfor meget efterspurgt, men i høj grad omdiskuterede. At kunne give det bedste beslutningsgrundlag for politiske beslutninger er min personlige motivation for mit valg af specialeemne.

Det har desværre ikke været muligt at få indsigt i den igangværende revisionsproces af Finansministeriets vejledning i samfundsøkonomiske analyser. Hvis det inden det mundtlige forsvar for dette speciale bliver muligt, vil vejledningerne blive diskuteret i fremlæggelsen og i et separat efterord.

Tak til Jan Tjeerd Boom, Miljøstyrelsen, Anders Chr. Hansen, RUC, Michael Skou Andersen, DMU, Alex Dubgaard, Fødevareøkonomisk Institut, KU for hjælp i den indledende materialesøgning til opgaven, og tak til min vejleder Peder Andersen for gode diskussioner til vejledermøderne. Tak til Flemming Møller, DMU og Aarhus Universitetsforlag for at lade mig bruge bogen "Velfærd nu eller i fremtiden" allerede inden den er gået i trykken. En særlig tak til Brian Vad Mathiesen for særkørsler i EnergyPlan-modellen til den samfundsøkonomiske analyse af Ingeniørforeningens Energiplan 2006. Sidst men ikke mindst, tak til min mor for god ungarsk mad under specialeskrivningen!

Under specialets udarbejdelse har jeg ikke modtaget hjælp fra hverken ovenfor nævnte, medstuderende, kolleger, eller andre.

Tegnsætningen er i overensstemmelse med kommareglerne fra Dansk Sprognævn (2004) *uden* startkomma foran ledsætninger, og følger dermed Dansk Sprognævns anbefaling.

Referencer følger typografien fra Council of Biology Editors, 6. udgave. Specialet afleveres på 2004-studieordningen til 40 ECTS.

<b>1 INDLEDNING.....</b>	<b>9</b>
1. 1. BAGGRUND.....	9
1.2. SPECIALETS VIDENSKABSTEORETISKE KONTEKST .....	11
1. 3. PROBLEMSTILLING: TRE CENTRALE PROBLEMER .....	13
Problem 1: Intergenerationel og geografisk ulighed .....	13
Problem 2: Non-substitutabilitet af naturkapital .....	14
Problem 3: Usikkerhed .....	14
1. 4. PROBLEMFORMULERING.....	15
1. 5. METODE .....	17
1. 6. AFGRÆNSNING .....	17
1. 7. CENTRALE BEGREBER.....	18
1.7.1. <i>Definitioner</i> .....	18
1.7.2. <i>Engelsk-dansk ordliste</i> .....	18
<b>2 DISKONTERINGSRATENS VELFÆRDSØKONOMISKE OG ETISKE GRUNDLAG.....</b>	<b>19</b>
2.1. DISKONTERINGENS VELFÆRDSØKONOMISKE GRUNDLAG .....	19
2.1.1. <i>Fordelings-tilgangen</i> .....	20
Antagelser.....	23
Nyttediskonteringsraten $\delta$ .....	25
Vækstraten $g$ .....	27
Den multifunktionelle parameter $\eta$ .....	30
Et specialtilfælde af $\rho$ : Den samfundsmaessige diskonteringsrate i optimum.....	31
2.1.2. <i>Efficiens-tilgangen</i> .....	34
2.1.3. <i>Sammenfatning – konflikt mellem efficiens- og fordelingstilgangen</i> .....	36
2.2. DEN HISTORISKE OG ETISKE BAGGRUND FOR DISKONTERINGSRATEN.....	39
2.2.1. <i>Klassisk velfærdsøkonomi</i> .....	40
2.2.2. <i>Problemer med den grundlæggende nytteteori</i> .....	41
2.2.3. <i>Alternativer til den utilitaristiske etik</i> .....	42
2.2.4. <i>Ny velfærdsøkonomi</i> .....	43
2.2.5. <i>Diskonteringsdebatten i den offentlige diskurs</i> .....	45
2.2.6. <i>Diskussion og delkonklusion for kapitel 2</i> .....	45
Diskontering og demokrati .....	45
Er valget af diskonteringsrate etisk? .....	46
Integration af fordelings- og efficiensstilgangen under klimaforandringer? .....	47
3.1. PROBLEM 1: INTERGENERATIONEL OG GEOGRAFISK ULIGHED.....	48
3.1.1. <i>Neutralitetsprincippet</i> .....	49
3.1.2. <i>Geografisk ulighed: <math>\eta</math></i> .....	50
Skal geografisk ulighed medtages? .....	50
Geografisk ulighed: Fordelingsvægte .....	52
3.1.3. <i>Intergenerationel ulighed: Robinson Crusoe-problemet</i> .....	53
3.1.4. <i>Delkonklusion for problem 1: Aversion mod ulighed er underspecifieret</i> .....	54
3.2. PROBLEM 2: NON-SUBSTITUTABILITET.....	56
3.2.1. <i>Bæredygtighedsprincippet</i> .....	57
Substitutabilitet.....	58
3.2.2. <i>Kruttilla Fisher</i> .....	60
3.2.3. <i>Hoel-Sterner-modellen</i> .....	62
Modellering i DICE .....	63
3.2.4. <i>Forskellige diskonteringsrater til forskellige projekter</i> .....	65
3.2.5. <i>Delkonklusion for problem 2</i> .....	66
3.3. PROBLEM 3: USIKKERHED .....	67
3.3.1. <i>Forsigtighedsprincippet</i> .....	69
3.3.2. <i>Hyperbolsk diskontering</i> .....	70
Usikkerhed omkring selve diskonteringsraten .....	71
Usikkerhed omkring fremtidig vækst .....	72
Usikkerhed og tidsinkonsistens .....	72
3.3.3. <i>Usikkerhed i investeringsbeslutningen: optionsværdi</i> .....	73
Fisher & Narain-modellen: investeringsirreversibilitet og klimairreversibilitet .....	74
Schimmelpfennig, 1995: Optionsværdi af vedvarende energi .....	75
Carpenter et al. 1999: irreversible tærskeleffekter.....	75

3.3.4. Endogen risiko i en non-marginal model .....	77
Endogenitet vs. eksogenitet .....	77
Marginalitet vs. non-marginalitet .....	78
Stor usikkerhed / katastrofale effekter: Usikkerhed uden sandsynlighedsfordeling .....	78
3.3.5. Delkonklusion for problem 3 .....	78
<b>4 DISKONTERING I INGENIØRFORENINGENS ENERGIPLAN .....</b>	<b>79</b>
4.1. GENERELT OM SAMFUNDSSØKONOMISKE ANALYSER .....	79
4.2. ET OVERBLIK OVER CO2-SKADESOMKOSTNINGER FRA FORSKELLIGE STUDIER.....	80
4.2.1. Tols (2008) analyse af CO2-skadesomkostninger .....	82
4.2.2. Egen oversigt over CO2-skadesomkostninger.....	83
4.3. CO2-SKADESOMKOSTNINGER I EN SAMFUNDSSØKONOMISK ANALYSE AF INGENIØRFORENINGENS ENERGIPLAN .....	86
4.4. DISKONTERINGSRATER I UDVALGTE LANDE.....	90
<b>5 KONKLUSION OG PERSPEKTIVERING.....</b>	<b>92</b>
5.1. BESVARELSE AF PROBLEMFORMULERINGEN .....	92
5.2. DEN POLITISKE RAMME OMKRING DEN ØKONOMISKE TEORI.....	93
5.3. DEN ETISKE RAMME OMKRING DEN ØKONOMISKE TEORI.....	94
<b>LITTERATURLISTE .....</b>	<b>96</b>
<b>BILAGSOVERSIGT .....</b>	<b>108</b>

# 1

## Indledning

### 1. 1. Baggrund

Samfundsøkonomiske analyser udgør en hjørnesten i beslutningsprocesser i både dansk og international politik. Men klimaforandringerne stiller samfundsøkonomiske analyser på en prøve: Kan de tage højde for tidsmæssigt fjerne og geografisk spredte effekter af tiltag? Den nyere økonomiske litteratur om diskontering og eksternaliteter kan være med til at forbedre samfundsøkonomiske analyser og dermed beslutningsgrundlaget for projektvalg. Begge emner har oplevet en øget opmærksomhed siden Stern-rapporten (Stern, 2006) og EU's Extern E-projekt (Eyre et al., 1999).

Den naturvidenskabelige baggrund er utvetydig: IPCC (2007b) anser det nu for meget sandsynligt, at temperaturændringerne i det forgangne halve århundrede er menneskeskabte. Samtidig er der i Danmark blevet offentliggjort flere planer, der giver forslag til, hvordan CO<sub>2</sub>-udledningen kan reduceres, uden at de samfundsøkonomiske konsekvenser er tilstrækkeligt belyst (Lund og Mathiesen 2006, Teknologirådet 2007, Regeringen 2007).

Inden for den grundlæggende økonomiske teori udgør miljø- og ressourceøkonomien den teoretiske baggrund for økonomers arbejde med klimaforandringer. Mange af de samme problemstillinger, som den menneskeskabte globale opvarmning skaber, er tidligere blevet behandlet indenfor fiskeriøkonomi, skovbrug og ressourceøkonomi. I alle tilfælde er den økonomiske analyse centreret omkring spørgsmålet om, hvordan en ressource (fornybar eller ikke-fornybar) udnyttes optimalt.

Skovbrug har tradition for den langsigtede tankegang, som problemet med klimaforandringerne kalder på. Skoven er et aktiv, og derfor danner investeringsteori grundlaget for skovøkonomien, hvor diskonteringsraten er den centrale parameter – ligesom den er det for investeringer i energiprojekter under klimaforandringer. Der er dog en forskel til klimaspørgsmålet: Investeringen i skoven kan kapitaliseres ”når som helst” – den har en markedsværdi. Det kan skaderne ved klimaforandringer ikke. Værdien af naturkapital, som behandles under problem 2, er også blevet behandlet i skovøkonomi: Hartman (1976, ref. i

Hanley, 2007) udvidede Faustman-formlen (Faustman, 1849, ref. i Hanley, 2007), så den også kunne tage højde for skovens eksistensværdi.

Også det centrale resultat i fiskeriøkonomi, nemlig at overfiskning i tilfældet med åben adgang til fiskeressourcen kan korrigeres med kvoter, har fundet anvendelse i klimaøkonomien. Kyoto-protokollen og det europæiske kvotehandelssystem bygger på netop dette teoretiske resultat. For fiskeriøkonomi gælder det, at det underliggende problem i sin simple formulering er globalt spredt, men ikke langsigtet. For skovbrug gælder modsat, at problemet i forenklet form er af langsigtet, men ikke af global karakter. Klimaforandringer udgør derimod både et langsigtet og et globalt spredt problem, og kan derfor bygge videre på metoder fra både fiskeriøkonomi og skovbrug.

Klimaøkonomien læner sig op ad den optimale udnyttelse af ikke-fornybare ressourcer, som fx fossile ressourcer. Heal (1984, refereret i Heal og Kristrøm 2002) er en af de tidligste modeller, som behandlede klimaforandringer som optimal udnyttelse af fossil ressource med den udvidelse, at de resulterede klimagasser forårsager irreversible tærskelleffekter, hvis indtrædelsestidspunkt er ukendt. Dette spørgsmål om irreversibilitet og usikkerhed behandles under problem 3.

Klimaproblemet kan også modelleres som et spørgsmål om optimal udnyttelse. Selve atmosfæren kan opfattes som en ikke-fornybar ressource, hvis man betragter dens evne til at absorbere kulstof som begrænset, eller som en fornybar ressource, hvis den naturlige nedbrydning af CO<sub>2</sub> i atmosfæren medtages.

Spørgsmålet er, om litteraturen omkring klimaforandringer har bidraget til væsentlige nye erkendelser i forhold til de tidlige behandlede problemer med diskontering indenfor fx skovbrug og fiskeriøkonomi. Dette spørgsmål indgår i analysen i opgavens kerneafsnit i kapitel 3.

## 1.2. Specialelets videnskabsteoretiske kontekst

Det er vigtigt at forstå den videnskabelige kontekst og tradition, som man befinder sig i og er en del af. Denne opgave analyserer klimaforandringer og omstillingen af energisystemet i en økonomisk kontekst, som allerede beskrevet i kapitel 1. Dette er imidlertid kun én ud af mange mulige tilgange til emnet. Således skriver Sagoff (1988): "*I shall argue, in contrast, that these problems [environmental problems] are primarily moral, aesthetic, cultural, and political and that they must be addressed in those terms.*" Det er derfor væsentligt at holde sig for øje, hvordan den faglige behandling i sig selv fungerer som en afgrænsning. At behandle emnet i en økonomisk forståelsesramme sætter altså også rammerne for, hvilken type svar analysen bidrager med.

Opgavens etiske grundlag er antropocentrisk – dvs. den sætter mennesket og dets værdier i centrum. Det økocentriske synspunkt (også kaldt biocentrisk, jf. Dubgaard et al., 1999) tager et mere dybdeøkologisk udgangspunkt og analyserer klima- og energiproblematikken med fokus på ikke-økonomiske betragtninger, jf. bl.a. Sagoff (1988), Singer (2004, referet i Perman 2003) og Næss (1987, refereret i Dubgaard 1999), som skriver:

*"The well-being and flourishing of human and non-human Life on Earth have value in themselves (synonyms: intrinsic value, inherent worth). These values are independent of the usefulness of the non-human world for human purposes."* (Næss 1987, s. 97, citeret i Dubgaard et al. 1999, s. 271)

Andersen (1996) beskriver samfundsvideeskaberne betydning som en ”særpræget dobbeltrolle”, fordi samfundsvideeskaberne både er beskrivende og dermed indtager en ”upartisk tilskuerrolle”, men samtidig selv er en del af det billede, der beskrives og dermed bliver en ”oplyst deltager”.

Dette speciale er på samme måde både deltager og tilskuer (eller i Jamisons (2001) terminologi: Både ”edderkoppen i spindet” (=den deltagende rolle) og ”fluen på væggen” (=den upartiske tilskuerrolle)). Tilskuerrollen indtages især i kapitel 3, hvor de tre centrale økonomiske problemer ved klimaforandringer beskrives, mens deltagerrollen træder frem i kapitel 4, hvor konkrete politik-anbefalinger er en konsekvens af den samfundsøkonomiske analyse.

Især indenfor klimaforandringer er denne kombination af tilskuer- og deltagerrollen nødvendig. Som Howarth og Monahan (1996, s. 192) skriver: *"The emergent facts of climate change are in themselves an insufficient basis for policy formulation. A normative framework is required to set those facts into perspective so that we may move from "is" to "ought".*<sup>1</sup>

Denne diskussion kan ses som grundlag for hele diskonteringsproblematikken: For kan man på induktiv vis udlede en normativ regel (et ”bør”), i dette tilfælde en politik-anbefaling, ud fra et deskriptivt grundlag (et ”er”) (Møller 2008, s. 196), som i den deskriptive tilgang, eller skal man handle mere deduktivt, og udlede en universalt gældende regel ud fra et teoretisk, filosofisk grundlag (”from first principles”, jf. Robinson 1990, s. 252), som i den præskriptive tilgang? De to forskellige tilgange gennemgås i kapitel 2, hvor diskonteringsproblemets etiske baggrund præsenteres.

---

<sup>1</sup> Dette fører tilbage til Humes ”er”-”bør” problem som Hume formulerer i hans ”A Treatise on Human Nature” (1739, refereret i Robinson (1990, s. 252): Kan man, ud fra hvad der ”er”, udlede et regelsæt om, hvordan noget ”bør” være? (Det centrale i Humes teori er selve problemstillingen; der er uenighed omkring, hvordan Hume selv mente at er-bør problemet løses.)

### **1. 3. Problemstilling: Tre centrale problemer**

De menneskeskabte forandringer i jordens klima kan betegnes som en ikke-internaliseret eksternalitet ved drivhusgasudledning (jf. Stern (2006), s. 25) i forbindelse med bl.a. energiproduktion, landbrug, skovrydning og andre menneskelige, økonomiske aktiviteter. Klimaforandringerne er af Stern (2006, s. xvii) blevet karakteriseret som *"den største og mest vidtgående markedsfejl, verden nogen sinde har set"*<sup>2</sup>. En række økonomiske teorier kan anvendes indenfor klimaøkonomi<sup>3</sup>, men som Stern (2006, s. 25) og Tietenberg (1997, s. xiii) beskriver det, har klimaforandring en række særlige karakteristika, der adskiller den fra andre eksterne effekter.

- Klimaforandring er en **"global offentlig skade"** (global public bad) og kan dermed placeres indenfor den økonomiske teori om offentlige goder, da klimaforandring er globale i både dens årsager og konsekvenser.
- Klimaforandring er en **akkumulerende beholdnings-forureningskilde med heterogene producenter**<sup>4</sup> og udgør således et problem indenfor spilteori, kollektiv handling<sup>5</sup> og "free-riding"
- Klimaforandringer er **persistente**, og analyser der inddrager det lange sigt er påkrævet.
- Ved analyser af klimaforandringer er væksten **endogen**, og der er **usikkerhed** om tærskelleffekter og **non-marginal**e ændringer.

Disse karakteristika medfører tre centrale (økonomiske) problemer ved klimaspørgsmålet, som bygger på tre principper fra miljøpolitikken:

- Neutralitetsprincippet
- Forsigtighedsprincippet
- Bæredygtighedsprincippet

Principperne danner grundlag for de tre grundlæggende problemer, som jeg har valgt som opgavens bærende dele:

#### *Problem 1: Intergenerationel og geografisk ulighed*

Tidsmæssig og geografisk afstand mellem udleder af drivhusgasser og skadeslidte betyder, at klimaforandringer strækker sig over mange generationer. Det rejser de centrale økonomiske

---

<sup>2</sup> "Climate change is the greatest market failure the world has ever seen"

<sup>3</sup> The economics of climate change

<sup>4</sup> accumulating stock pollutant with heterogeneous producers

<sup>5</sup> Collective action

spørgsmål om økonomisk **efficiens** og retfærdig **fordeling** over tid, og (gen)skaber forbindelse mellem økonomisk teori og etisk-filosofiske spørgsmål. Nytteteori og -etik, velfærdsøkonomi og optimal vækstteori danner det økonomisk-teoretiske grundlag for behandlingen af problem 1.

Klimaforandringerne årsager og konsekvenser er ikke kun tidsmæssigt, men også geografisk ulige fordelt. Det naturvidenskabelige vidensgrundlag (IPCC, 2007b) peger på, at især klodens fattige rammes hårdt af klimaforandringer, mens de rigere dele af verden ikke vil opleve klimaforandringerne konsekvenser i samme grad. Dette udgør et særligt problem ved nationalt afgrænsede samfundsøkonomiske analyser. Den traditionelt nationalt afgrænsede samfundsøkonomiske vurdering kan ikke tage højde for et projekts globale effekter. Dette er især et problem ved energiprojekter, der er karakteriseret ved at være nationale projekter med globale konsekvenser, hvor hovedparten af den eksterne effekt falder udenfor de nationale grænser. Spørgsmålet i problem 1 er altså, hvordan et nationalt projekt kan tage hensyn til både efficiens og global lighed i tid og rum. Det grundlæggende etiske princip for behandlingen af emnet er neutralitetsprincippet, dvs. princippet om, at alle mennesker er lige.

### *Problem 2: Non-substitutabilitet af naturkapital*

En stor del af konsekvenserne ved klimaforandringer går ikke ud over kapital i traditionel økonomisk forstand, men naturkapital, dvs. miljøgoder som eksistensværdier af økosystemer og biodiversitet. Traditionelt har antagelsen om fuld erstattelighed (substitutabilitet) i økonomiske modeller betydet, at stigende knaphed på naturkapital kunne opvejes af øget produceret kapital. Det faktum, at nogle af klimaændringernes effekter er uigenkaldelige (=irreversible), sætter spørgsmålstegn ved antagelser om erstattelighed. Dette er emnet for problem 2. Bæredygtighedsprincippet er det underliggende etiske princip.

### *Problem 3: Usikkerhed*

Der er mange aspekter af usikkerhed og risiko forbundet med klimaforandringer, da usikkerhed optræder under irreversibilitet, non-optimalitet og non-marginalitet.

Den præcise sammenhæng mellem emissioner og skader er usikker. Denne usikkerhed er karakteriseret ved at være endogen, kollektiv og irreversibel.

For mange af de risici, der er forbundet med global opvarmning, er det ikke muligt at fastsætte sandsynligheder – der tales derfor om uklarhed ("ambiguity", eller usikkerhed i Knights (1921, refereret i Heal, 2008) forstand). Usikkerheden sætter spørgsmålstege ved forventet nytteteori, giver anledning til optionsværdier og faldende diskontering, som analyseres under problem 3 med forsigtighedsprincippet som det underliggende etiske princip.

Formålet med at behandle disse tre spørgsmål i opgaven er at undersøge, hvordan den samfundsøkonomiske analyse påvirkes under klimaforandringer. Spørgsmålet er altså, hvordan konklusioner som Stern-rapportens (Stern, 2007) kan indarbejdes i den samfundsøkonomiske analyse. Derfor omsættes analysens konklusioner fra kapitel 3 til konkrete effekter på det samfundsøkonomiske resultat af Ingeniørforeningens Energiplan 2030, som anvendes som case i kapitel 4.

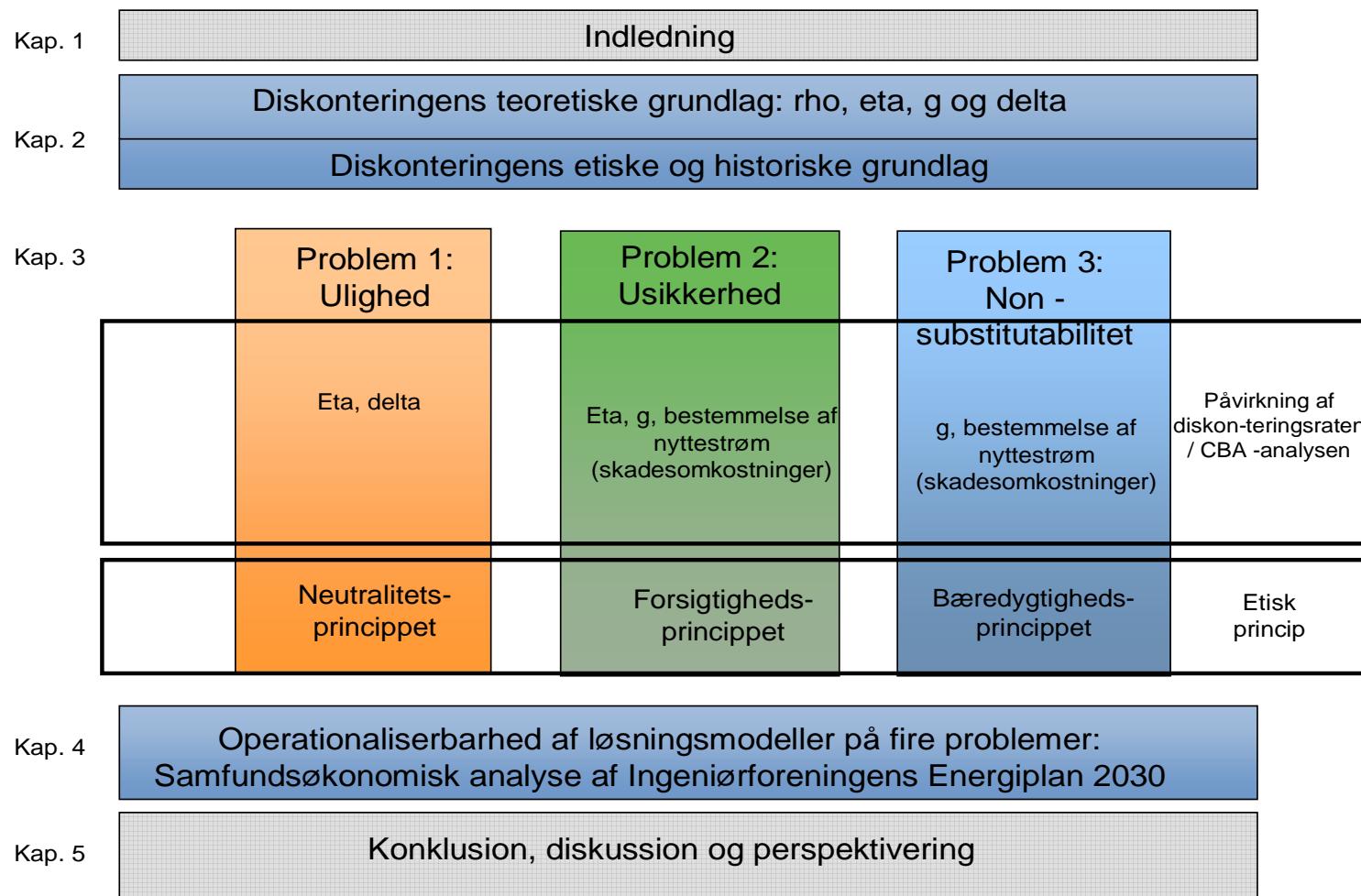
#### **1. 4. Problemformulering**

*Hvordan kan den nyere økonomiske litteratur om indsatsen mod klimaforandringer, herunder diskontering, indarbejdes i samfundsøkonomiske analyser af energisektoren?*

Underspørgsmål:

- (problem 1): *Hvordan kan der i den samfundsøkonomiske analyse tages højde for efficiens og fordeling, både intergenerationelt og geografisk?*
- (problem 2): *Hvordan kan der i den samfundsøkonomiske analyse tages højde for klima-effekten på naturkapital?*
- (problem 3): *Hvordan kan usikkerhed medtages i den samfundsøkonomiske analyse?*

**Figur 1**



## **1. 5. Metode**

I dette indledende kapitel findes baggrund, afgrænsning, problemformulering, metode og begrebsdefinitioner. Opgaven er inddelt i en teoretisk del, en analytisk del, og en anvendt del. Den teoretiske del består af kapitel to, hvor jeg redegør for det videnskabsteoretiske grundlag for diskussionen omkring diskontering, og præsenterer det velfærdsøkonomiske grundlag og baggrunden i optimal kontrol- og vækstteori. Kapitel tre udgør den analytiske del, som igen er opdelt i tre hoved afsnit, jf. de tre problemer defineret ovenfor.

Den anvendte del består af kapitel fire. Kapitel fire diskuterer den samfundsøkonomiske analyse med henblik på, hvordan den kan tage højde for de tre i kapitel tre beskrevne problemer. Jeg anvender Ingeniørforeningens Energiplan 2030 (Lund og Mathiesen, 2006) som case og illustrerer, hvilken indflydelse på det samfundsøkonomiske resultat de i kapitel tre præsenterede problemstillinger har. Kapitel fem konkluderer og perspektiverer.

Opgavens struktur er beskrevet i figur 1. Hvert kapitel i opgaven er indeksert med en miniature-udgave af figuren forsynet med en pil for at illustrere, hvor i opgavens argument læseren befinder sig.

## **1. 6. Afgrænsning**

Dette speciale fokuserer på diskontering i relation til værdisætning af CO<sub>2</sub>-skadesomkostninger og i nutidsværdiberegningen i samfundsøkonomiske analyser.

Selve værdisætningen af skaderne og de tilknyttede etiske og økonomiske problemer (værdisætning af fx menneskeliv og biodiversitet) berøres derfor kun indirekte. Diskontering diskutes gennem hele opgaven med henblik på dens konkrete anvendelse på Ingeniørforeningens Energiplan 2030.

Spørgsmål om optimale starttidspunkter, optimal CO<sub>2</sub>-reduktion osv. er således heller ikke en del af specialet.

Da den økonomiske cost-benefit-analyse og diskonteringsteorien bygger på den utilitaristisk definerede (ligning 1) velfærdsfunktion, står disse alternative etikker udenfor opgavens analyseramme. Denne afgrænsning påvirker opgavens argumentation og resultater og er derfor vigtig begrænsning af opgavens videnskabsteoretiske fokus.

## **1.7. Centrale begreber**

### **1.7.1. Definitioner**

- Global opvarmning / drivhuseffekt / klimaforandringer bruges i denne opgave synonymt og forstås som den menneskeskabte del af klimaforandringerne, ikke den naturligt forekommende.
- Under diskontering forstås "*måden hvorpå fremtidige konsekvenser evalueres i nutidig beslutningstagning.*"<sup>6</sup> (jf. Robinson, 1990, s. 245) Diskonteringsraten defineres gennem dens velfærdsøkonomiske udledning i næste kapitel.
- Begreberne samfundsøkonomisk analyse / velfærdsøkonomisk analyse / cost-benefit analyse benyttes synonymt og forstås som en opgørelse af de samfundsmæssige omkostninger og fordele ved et tiltag, omregnet til en nutidsværdi eller en annuitet.
- CO<sub>2</sub> forstås som CO<sub>2</sub>-ækvivalenter, altså som drivhusgasser generelt.<sup>7</sup>
- CO<sub>2</sub>-pris og CO<sub>2</sub>-skadesomkostning anvendes synonymt i denne opgave. Der menes nutidsværdien af den skade, som udledningen af 1 ton drivhusgas forårsager. Selv når begrebet CO<sub>2</sub>-pris anvendes, menes ikke CO<sub>2</sub>-kvoteprisen, men CO<sub>2</sub>-skadesomkostningen.
- IAM-model (Integrated Assessment Model). Samlebegreb for modeller, der simulerer interaktionen mellem klima og økonomi

### **1.7.2. Engelsk-dansk ordliste**

Da størstedelen af litteraturen indenfor klimaforandringer og diskontering er engelsksproget og mange af de centrale begreber derfor er engelske, findes nedenfor en dansk-engelsk ordliste over de centrale begreber.

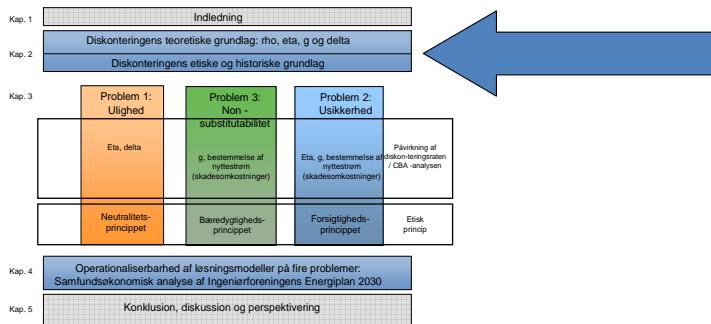
Engelsk	Dansk
Abatement, mitigation	bekämpelse, reduktion, lempelse, nedsættelse
Adaption	Tilpasning
Free riding	Free riding (køre på frihjul)
Substitutability	Erstattelighed (substitutabilitet)
Irreversibility	Uigenkaldelighed (irreversibilitet)

<sup>6</sup> "[The social rate of discount] is the way that future consequences are evaluated in present-day decision making"

<sup>7</sup> NB: Nogle artikler opgør ikke CO<sub>2</sub>, men C, altså kulstof. Der omregnes fra C til CO<sub>2</sub> via global warming potential (GWP), hvor CO<sub>2</sub> er indekseret til 1. GWP for C er 3,66667.

# 2

## Diskonteringsratens velfærdsøkonomiske og etiske grundlag



### 2.1. Diskonteringens velfærdsøkonomiske grundlag

Den økonomiske litteratur om diskontering er i dag præget af en dikotomi mellem to tilgange, som i denne opgave benævnes hhv. efficiens-tilgangen og fordelingstilgangen. Tabel 1 viser benævnelser og karakteristika for tvedelingen. Opdelingen bygger på fremstillingen i Arrow (1995 – IPCC), Lind (1995) og Robinson (1990), samt Frederick et al. (2002) og Møller (2008).

**Efficiens-tilgangen** benævnes ofte også den deskriptive eller beskrivende tilgang. Her er den grundlæggende økonomiske tankegang om alternativomkostninger central. Tilgangen udviser et positivistisk tilgang til den økonomiske videnskab, dvs. den tilstræber objektivitet og neutralitet. Typisk bruges efficiens-tilgangen i analyser med kortere tidshorisonter. Hansen (2008) benævner desuden tilgangen som ”investorsynspunktet”, da tilgangen netop har rødder i investeringsteori. Ifølge denne tilgang kan diskonteringsraten aflæses i aktørernes markedsadfærd. Efficens-tilgangen har den optimale allokering som sit primære sigte.

**Fordelingstilgangen** kaldes også den præskriptive eller etiske tilgang, da den tager eksplisit stilling til en række etiske valg ved fastsættelsen af diskonteringsraten, og dermed er normativ. Ifølge denne tilgang kan diskonteringsraten udledes teoretisk, og opdeles i ren tidspræference- eller nyttediskonteringsrate (der kan være både individuel eller samfundsmæssig)samt en forbrugsdiskonteringsrate. Dog har denne tilgang pga. det teoretiske grundlag ofte sværere ved at kvantificere diskonteringsraten. Denne tilgang kan i højere grad

tage højde for lange tidshorisonter. Tilgangen har rødder i velfærdsøkonomi, og bygger derfor på den utilitaristiske økonomis nytteetik. I det følgende gennemgår jeg de to tilgange og (særligt for den fordelingsmæssige tilgang), og i det følgende afsnit beskriver jeg det videnskabsteoretiske grundlag, som de to tilgange til diskonteringsraten hviler på. Fordelingstilgangen har altså distributionen af velfærd mellem generationer som sit primære sigte.

En anden opdeling af diskonteringsteorien foretager Broome (2006, s. 18). Han opdeler diskontering i neutral/absolut (dvs. i forhold til tid som absolut skala), versus relativ (med udgangspunkt i nutiden). I Broomes terminologi er der i både den beskrivende og den præskriptive tilgang tale om relativ diskontering.

### **2.1.1. Fordelings-tilgangen**

Fordelingstilgangen benytter Ramsey-reglen (Ramsey, 1928) som analytisk grundlag, der opdeler diskonteringsraten i nyttediskontering og forbrugsdiskontering. Ramsey-reglen kan udledes ud fra den sociale velfærdfunktion<sup>8</sup>, som aggregerer nytte henover generationer.

Nytten for en hel generation bestående af N individer til tidspunktet t er defineret som U:

$$U(C_t) = \sum_{i=0}^N u_{i,t}(c_{c,i}) \quad (1)$$

Dette er den utilitaristiske formulering, hvor alle individer blot lægges sammen.

Den intergenerationelle velfærdfunktion er defineret som velfærd W på tidspunkt t:

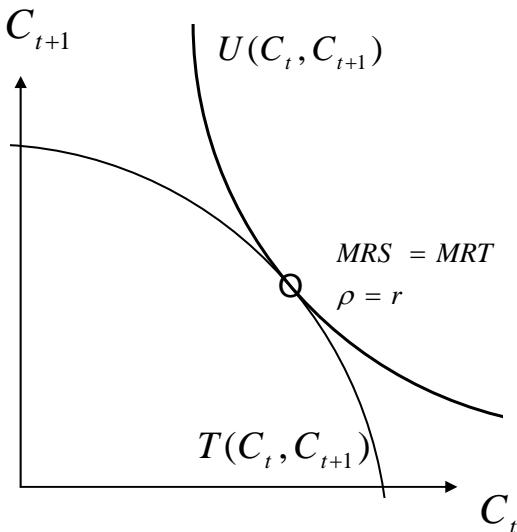
$$W_0 = \sum_{t=0}^{\infty} U(C_t) \quad (2)$$

Læg mærke til, at nytte blot er summeret over generationer, men at der ikke er diskontering inkluderet i dette udtryk endnu.

---

<sup>8</sup> Især Dasgupta (2008, og i Dasgupta og Heal, 1979, s. 293) understreger, at W ikke nødvendigvis er et udtryk for nytte som i den utilitaristiske fortolkning, men for ”lykke” (felicity), hvis andre etiske antagelser end de traditionelle utilitaristiske lægges til grund.

**Figur 2**



Kilde: Møller (2008, s. 44)

Indifferenskurven  $U(C_t, C_{t+1})$  repræsenterer den konstante samfundsmaessige nytte, der holdes konstant for forskellige forbrugssammensætninger i perioden  $t$  og  $t+1$ . Transformationskurven  $T(C_t, C_{t+1})$  udtrykker mulige kombinationer af produktion i de to perioder under fuld udnyttelse af produktionsmulighederne (og kaldes derfor også produktionsmulighedskurven).

Den samfundsmaessige diskonteringsrate  $\rho$  er hældningen på transformationskurven, dvs.  $\rho = MRS - 1$ , hvor  $MRS$  er den marginale substitutionsrate.

Derfor findes  $\rho$  ved at finde hældningen:

$$\frac{\partial W(C_t)}{\partial C_t} dC_t + \frac{\partial W(C_t)}{\partial C_{t+1}} dC_{t+1} = 0 \quad (3)$$

$$\rho_T \equiv -\frac{dC_{t+1}}{dC_t} - 1 = \frac{\frac{\partial W(C_t)}{\partial C_t}}{\frac{\partial W(C_t)}{\partial C_{t+1}}} - 1 \quad (4)$$

Før jeg kan udlede et mere kompakt udtryk for den samfundsøkonomiske diskonteringsrate  $\rho$ , også kaldt forbrugsdiskonteringsraten, skal jeg først finde et udtryk for den rene tidspræferencerate  $\delta$ , også kaldt utålmodighedsraten eller nyttediskonteringsraten. For individer udtrykker  $\delta$  normalt utålmodighed, men dette argument gælder ifølge Dasgupta og Heal (1979, s. 262) ikke for hele samfund. Her kan (meget lav) nyttediskontering begrundes ud fra risikoen for, at menneskeheden som sådan uddør.

Betrægt derfor velfærdsfunktionen i ligning 2 ovenfor. Hvis vi antager en utilitaristisk nyttefunktion med nyttediskontering, hvor  $\lambda$  er diskonteringsfaktoren, så ændres den intergenerationelle velfærdsfunktion til

$$W_0 = \sum_{t=0}^{\infty} \lambda U(C_t) \quad (5)$$

Hvor nyttediskonteringsfaktoren  $\lambda$  er defineret ved  $\lambda = U'(C_t)e^{-\delta t}$  og Hvis

nyttediskonteringsfaktoren antager den funktionelle form  $\lambda_t = \frac{1}{(1+\delta)^t}$ , er

nyttediskonteringsraten, eller den rene tidspræferencerate lig  $\delta$ . Antages det yderligere, at diskonteringsfaktoren er konstant over tid, kan  $t$  fjernes fra ligningen, og

$$\text{nyttediskonteringsfaktoren bliver } \lambda = \frac{1}{(1+\delta)}. \quad (6)$$

Dermed bliver den intergenerationelle velfærdsfunktion udtrykt i diskret tid

$$W = \sum_{t=0}^{\infty} \frac{U(C_t)}{1+\delta}, \quad \delta \geq 0, \quad (7)$$

så kan den samfundsmæssige diskonteringsrate udtrykkes (udledning jf. ovenfor):

$$\rho_t = \frac{\frac{U'(C_t) - U'(C_{t+1})}{U'(C_{t+1})}}{1+\delta} \quad (8)$$

$$\text{Hvis vi ser på velfærdsfunktionen i kontinuert tid } W = \int_{t=0}^{\infty} U(C_t) e^{-\delta t} dt \quad (9)$$

hvor  $\delta \geq 0$ , og  $U'(C) > 0$ ,  $U''(C) < 0$ , så bliver udtrykket for tidspræferenceraten  $\rho$  følgende:

$$\rho = -\frac{d}{dt} \frac{e^{-\delta t} U'(C_t)}{e^{-\delta t} U'(C_t)} \text{ eller } \rho = \delta - \frac{U''(C_t) \dot{C}_t}{U'(C_t)} \quad (10)$$

Ligning 10 viser at den samfundsmæssige diskonteringsrate  $\rho$  til tid  $t$  er den rate, med hvilken den nyttediskonterede marginalnytte af forbrug falder.

Nu defineres den marginalnytte af forbrug defineres som  $\eta(C) = -\frac{U''(C)C}{U(C)}$  og ændringen i

forbrug  $C$  som  $\frac{\dot{C}}{C} = g$ . Så kan  $\rho$  udtrykkes som  $\rho = \eta(C)g + \delta$  (11)

Det kan yderligere antages, at  $\eta$  er konstant og uafhængig af  $C$ . Det gælder for en isoelastisk nyttefunktion med CRRA (constant relative risk aversion):

$$U(C) = \frac{C^{(1-\eta)}}{(1-\eta)} \text{ for } \eta > 0 \text{ og } \eta \neq 1 \quad (12)$$

Og  $U(C) = \ln C$  for  $\eta = 1$

så er  $\rho$  givet ved:

$$\rho = \eta g + \delta \quad (13)$$

Dette udtryk for den samfundsmæssige diskonteringsrate betegnes **Ramsey-reglen** efter Ramsey (1928), og danner grundlag for den præskriptive tilgang til diskontering. Af ligningen ses, at den samfundsmæssige diskonteringsrate består af nyttediskontering eller ren tidspræference, som er sammenfattet i  $\delta$ , og forbrugsdiskontering eller godediskontering, som sammenfattes i  $\eta g$ , produktet af den marginale elasticitet af forbrug  $\eta$  og vækstraten  $g$ .

For  $g(C_t) > 0$  gælder det, at den samfundsmæssige diskonteringsrate er stigende funktion af både  $\eta$  og  $\delta$ . Hvis derimod  $g(C_t) < 0$ , så har  $\eta$  og  $\delta$  modsatrettet effekt på  $\rho$ : Det gælder stadig, at jo højere tidspræferenceraten  $\delta$ , jo større er forbrugsdiskonteringsraten; men for  $\eta$  gælder nu modsat, at en stigning i  $\eta$  nu giver et fald i  $\rho$ . I kapitel 3 gennemgår jeg de enkelte parametre og deres fortolkning enkeltvis, men først præsenteres antagelserne bag Ramsey-reglens udledning.

### *Antagelser*

Selvom standardantagelserne i matematisk form er nævnt ovenfor i forbindelse med udledningerne og er en del af den grundlæggende økonomiske teori, gennemgår jeg antagelserne nedenfor, da de etiske implikationer er betydelige.

Følgende bygger på Fredericks (2002, s. 357) beskrivelse og kritik af de antagelser, der direkte og indirekte er forbundet med diskontering i en velfærdsøkonomisk sammenhæng, altså 'discounted utility'-modellen:

- **Nytte-uafhængighed** betyder, at nytte til ét tidspunkt er uafhængigt af nytte til et andet tidspunkt – altså at nytte ikke afhænger af, hvor høj nytten i fortiden var og i fremtiden bliver. Dette ses af, at en diskonteret nyttestrøm kan dække over et jævnt forløb, eller et meget ujævnt forløb. Præferencer for udglatning af indkomst ikke er medtaget i kvantificeringen af den diskonterede nytte (dog er dette til dels repræsenteret ved  $\eta$  - jf. kapitel 3). En afhængig nyttefunktion kunne fx tage formen  $U_t = U(C_t, U_{t-1})$ , og komplicerer udtrykket. Dasgupta og Heal (1979, s. 269) berører antagelsen om nytteuafhængighed og begrunder den med, at medtagelsen af præferencer for udviklingsforløbet ville føre til dobbelkonfikt og at man ved at

antage fuldstændigt selviske generationer kan undgå dette – foruden at antagelsen om nytte-uafhængighed letter den analytiske fremstilling.<sup>9</sup>

- **Forbrugs-uafhængighed** betyder i lighed med nytteuafhængighed, at nytten af forbrug i en periode er uafhængig af *forbruget* i enhver anden periode. Koopmans (1960, citeret i Frederick et al. s. 357) medgiver, at denne antagelse ikke er realistisk, da komplementaritet mellem goder foregår både indenfor og henover tidsperioder – altså at forbruget af forbruget i én periode påvirker forbruget i den næste.
- **Stationaritet** vil sige, at præferencer ikke ændres over tid, altså at nytten af et gode er det samme, uanset i hvilken periode det forbruges. Mod denne antagelse kan indvendes, at særligt under klimaforandringer kan ændringer i individers opfattelse betyde, at de ændrer holdning og dermed præferencer.
- **Uafhængighed af diskontering og forbrug:** Denne antagelse gælder den rene tidspræferencerate  $\delta$  og betyder, at forskellige tidspræferencerater for forskellige forbrugsgoder ikke kan anvendes i den diskonterede velfærdsfunktion.
- **Konstant diskontering og tidskonsistens:** Formelt er præferencer tidskonsistente hvis det for to vilkårlige forbrugsprofiler  $(C_t, \dots, C_T)$  og  $(C'_t, \dots, C'_T)$  med  $C_t = C'_T$  gælder at  $U_t(C_t, C_{t+1}, \dots, C_T) \geq U_t(C'_t, C'_{t+1}, \dots, C'_T)$  hvis og kun hvis  $U_{t+1}(C_t, C_{t+1}, \dots, C_T) \geq U_{t+1}(C'_t, C'_{t+1}, \dots, C'_T)$ . Dette betyder altså, at diskontering er konstant over tid. Dette er en implicit antagelse, da der i det sædvanlige udtryk for den samfundsøkonomiske tidspræferencerate, Ramsey ligningen (ligning 13), ikke er angivet nogen afhængighed af tid. Det betyder, at ligningen gælder for alle tidspunkter  $t$ . Dog beskæftiger den nyere diskonteringslitteratur sig med aftagende, såkaldt hyperbolsk diskontering, især i lyset af de langsigtede problemer som klimaforandringer medfører. Dette resulterer formelt i tidsinkonsistens, idet ovenstående dermed ikke gælder.
- **Aftagende marginalnytte** betyder, at  $U'(C) > 0$ , dvs. at nyttefunktionen er konkav som udtrykt ved den marginale nytte af forbrug  $\eta$ . Dette er en acceptabel antagelse der betyder, at forbrug spredes over tid.

---

<sup>9</sup> "If too much intergenerational concern is built into individual utility functions there is a danger that we shall have included into these personal utility functions the individual's sense of justice. In this case a Utilitarian exercise based on such functions will involve double counting. The danger will certainly be avoided were we to postulate totally selfish individuals. Each generation is then concerned with its own consumption level. Thus  $U_t = U(C_t)$ ." (...) We are making the assumption here for conceptual simplicity.

- **Positiv tidspræference:** Implicit antages, at tidspræferenceraten  $\delta$ , også kaldet nyttediskonteringsraten, er positiv, da opsparingsparadokset ellers opstår. Opsparingsparadokset betyder, at en tidspræferencerate  $\delta$  mindre eller lig nul kombineret med en positiv afkastrate på kapital  $r$  fører til uendelig udskydelse af alt forbrug til fordel for investering, eller populært sagt, at den nuværende generation skal ”sulte sig ihjel” for kommende generationer. (For en matematisk gennemgang, se Dasgupta (2008, s. 24)).

Antagelserne ovenfor kan sammenfattes til at krav om uafhængighed og stationaritet, og at præferencerne er ”pæne” (well-behaved), dvs. kontinuerte, monotone (mere er bedre) og konvekse<sup>10</sup> (gennemsnit foretrækkes frem for ekstremer, forbrug udglattes over tid)<sup>11</sup>.

### *Nyttediskonteringsraten $\delta$*

**Nyttediskonteringsraten  $\delta$** , også kaldet tidspræferenceraten, fortolkes traditionelt som individers ”utålmodighed” (Møller 2008, s. 22). Årsagen til denne utålmodighed er ifølge Møller, at mennesker som dødelige individer foretrækker nytte nu frem for senere pga. risikoen for at dø. Argumentationen bag ren tidspræference udgør et særligt problem ved samfundsmæssige projekter, da der i dette tilfælde kan skelnes mellem kollektive og individuelle præferencer.

Møller (2008, s. 22) sætter derfor spørgsmålstegn ved utålmodighedsargumentets relevans i samfundsøkonomiske vurderinger: ”*Én ting er imidlertid, at disse som dødelige individer har positive tidspræferencer – en anden ting er, om dette er relevant i en samfundsmæssig sammenhæng, hvor der lægges nytteetiske overvejelser til grund for vurderingen.*” Også Heal (2008, s. 6) er forbeholden overfor anvendelsen af en positiv ren tidspræferencerate og beskriver den som ”intergenerationel diskrimination”, og sammenligner den med bl.a. alders- og racediskrimination.<sup>12</sup>

Weisbach og Sunstein (2008, s. 22) konkluderer, at  $\delta$  må være nul, hvis alle mennesker skal tælle lige meget. Men der er dog ét argument for en positiv nyttediskontering, som bl.a. Heal

---

<sup>10</sup> Når præferencerne er konvekse er nyttefunktionen konkav.

<sup>11</sup> De beskrevne antagelser gælder for ’discounted utility’-modellen. Om antagelser i forbindelse med ’expected utility’-modellen, se afsnit 3.3.

<sup>12</sup> ”We could also value them differently for all manner of other reasons - differences in nationality, ethnicity, and proximity either physically or genetically. In general we don’t do these things, at least explicitly, which to me makes it strange that we do explicitly discriminate by proximity in time.”<sup>12</sup>

(2008) benytter: risiko for jordens undergang, dvs. usikkerhed omkring, hvorvidt menneskeheden vil eksistere i fremtiden. Stern (2007) benytter dette som argument for en ren tidspræferencerate på 0,1 %.<sup>13</sup>

Nyttediskonteringsraten  $\delta$  er den komponent i Ramsey-ligningen, der i dag er mindst debat omkring. Den største strid foregår formentlig, når nyttediskonteringsraten  $\delta$  og forbrugsdiskonteringsraten  $\rho$  forveksles og det fejlagtigt antages, at den samfundsmæssige diskonteringsrate bliver nul, hvis tidspræferenceraten  $\delta$  er det. Ramsey selv skrev, at diskontering er etisk uforsvarlig (Ramsey, 1928), og mente hermed nyttediskonteringsraten. Ofte bruges hans argument imidlertid i forbindelse med en argumentation for en samfundsmæssig diskonteringsrate tæt på nul – men det er altså ikke det, som Ramseys udtalelse handlede om.

---

<sup>13</sup> Som Hepburn (2006, s. 21) skriver i konklusionen til sit bidrag til Stern-rapporten: "The utility discount rate  $\delta$  used for social decision-making, should not be estimated based upon revealed individual impatience, but should reflect risk of societal collapse. [...] although it is positive,  $\delta$  is probably below 0,5 % and possibly 0 % to a first approximation."

## Vækstraten $g$

Vækstraten  $g$  er traditionelt positiv, ofte konstant og udledt ud fra fremskrivninger og dermed ikke et (etisk) valg. Men på meget langt sigt, som er det relevante perspektiv i forhold til klimaforandringer, kan man forestille sig faldende vækst, selvom det efter diskussionen om Malthus' teorier og 'grænser for vækst'-diskussionen i 70'erne er svært at argumentere for negativ vækst. Det oplagte modargument mod Malthus' fysisk begrænsede vækst er, at der ikke er grænser for menneskelig opfindsomhed og dermed er mulighed for uendelig vækst.

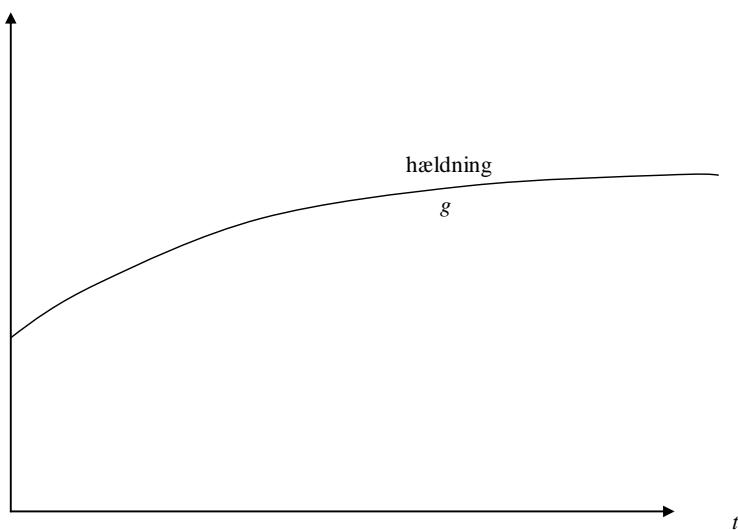
Hvad man imidlertid bliver mere og mere opmærksom på er, at begge argumenter kan gøres gældende: væksten er ubegrænset, hvad gælder immaterielle goder, mens den er begrænset, når det gælder fysiske goder. Denne to-delning er grundlaget for introduktionen af relative priser i den intergenerationelle optimering, som gennemgås nedenfor. I det følgende kan negativ vækst derfor forstås som, at nedgangen i naturkapital dominerer over stigningen i produceret kapital. Ifølge Mäler (citeret i Heal, 2008, s. 10) er vækstprognoser ofte overvurderede, netop fordi udnyttelsen af naturressourcer ikke er medregnet. At  $g$  bliver negativ er altså særligt relevant i forbindelse med klimaforandringer. Hvis væksten er endogen i modellen, kan store skader fra CO<sub>2</sub>-udledning føre til negativ vækst. Dette behandles under problem 3.

Da  $g$  multipliceres med  $\eta$  i Ramsey-ligningen betyder negativ vækst, at hele produktet bliver negativt (antaget at  $\eta$  er positiv -  $\eta$  gennemgås i næste afsnit). Nedenfor gennemgås de tre muligheder  $g = 0$ ,  $g > 0$  og  $g < 0$ .

- Hvis  $g = 0$  og  $\delta = 0$ :  $\rho$  bliver nul. Den samfundsøkonomiske maksimering af velfærdsfunktionen fører til en udjævning af levestandarden over tid. Den "samfundsøkonomiske planlægger" søger altså et konstant forbrug over tid. En langsigtet investering under dette regime er positiv, hvis der forventes nedgang i levestandard på et tidspunkt i fremtiden, og denne investering kan fylde dette "hul" ud.
- Hvis  $g > 0$  og  $\delta = 0$  og  $r > 0$  så er  $r > \delta$ :  $\rho$  bliver positiv, men opsparing går i det tilfælde mod uendelig, og forbruget udskydes uendeligt. (For en matematisk gennemgang med et numerisk eksempel, se Dasgupta (2008, s. 24)). Dette er resultatet, selvom det er nutiden, der er den fattigste generation, og det er den, der tages hensyn til via  $\eta$ , men denne effekt domineres af  $\delta = 0$ .

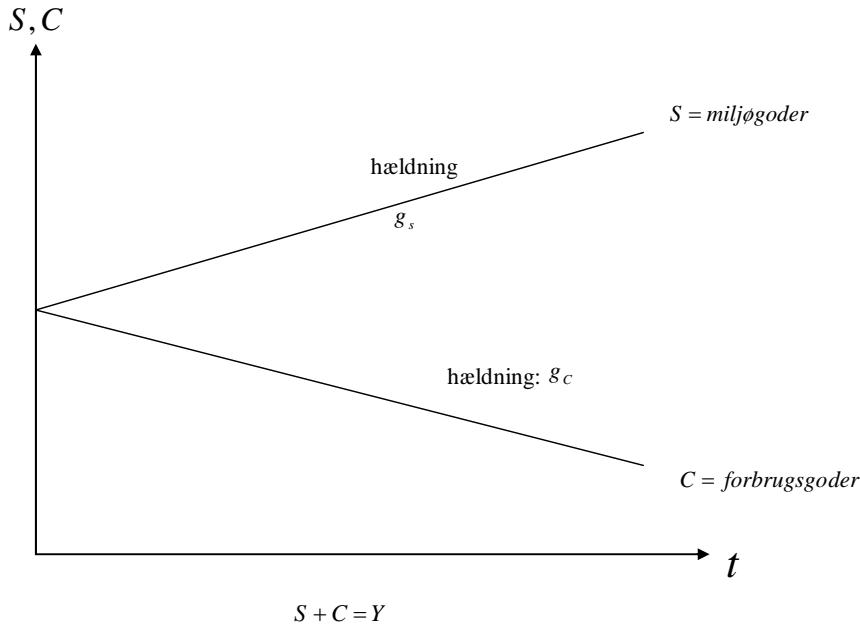
- Hvis  $g < 0$  og  $\delta = 0$ : Nu er nutiden den rigeste generation.  $\rho$  bliver negativ. Nu dominerer effekten via  $\eta$ , så en mere ligelig fordeling svarer til ”dictatorship of the future”, da nutiden er den rigeste generation.
- Hvis  $g > 0$  og  $\delta > 0$ : Det sædvanlige tilfælde hvor  $\rho$  bliver positiv. Fremtidige generationer er rigere end os, og vi har en positiv tidspræference. Derfor virker både  $\delta$  og  $\eta$  til fordel for den nutidige generation, hvilket fører til ”dictatorship of the present”.

**Figur 3:** Illustration af faldende vækst over tid



Hvis  $g$  varierer over tid, gør diskonteringsraten det også. I tilfældet med faldende vækst, som illustreret i figur 3 ovenfor, vil medføre en faldende diskonteringsrate over tid – også kaldet hyperbolsk diskontering. Dette kan fx være tilfældet under klimaforandringer, der forårsager stigende skadesomkostninger over tid og dermed faldende vækst over tid. Som beskrevet i antagelserne ovenfor, er diskonteringsraten af hensyn til tidskonsistensproblemet normalt antaget konstant. Tidskonsistens er defineret ved uafhængighed og stationaritet – jf. diskussionen af standardantagelserne i nytteteori i afsnittet ovenfor. Disse to stærke krav er ikke opfyldt ved faldende diskontering. Møller (2008, s. 80). Alligevel er der en række begrundelser for faldende diskontering – se kapitel 3 problem 1.

**Figur 4:** Forskellige vækstrater på forskellige goder



Vækstraten  $g$  kan også opdeles på væksten i forskellige typer goder som vist i figur 4 ovenfor. Heal (2008, s. 5) opstiller følgende ligning for en model hvor hvert gode diskonteres med sin egen diskonteringsrate:

$$\rho_{i,t} = \delta + \eta_{ii}(c_t)g(c_{i,t}) + \sum_{j \neq i} \eta_{ij}(c_t)g(c_{j,t}) \quad (14)$$

Begrundelsen ifølge Heal (2008, s. 5) for at behandle forbrug  $c$  som en vektor af flere forskellige goder er, at forskellige goder opfører sig forskelligt under klimaforandringer mht. knaphed og dermed pris og forbrug. Forbruget af nogle goder under klimaforandringer vil falde, mens andre vil stige.<sup>14</sup>

For at tage højde for dette skal den Ramsey-reglen (ligning 13) udvides fra ét til to goder. Heal (2008, s. 17) opstiller under henvisning til Sterner og Persson (2008) følgende udvidede Ramsey-regel:

$$\rho_{c,t} = f' + \eta_{cs}g(s) \quad (15)$$

Hvor  $C$  står for forbrugsgoder (consumption goods), mens  $S$  står for miljøgoder / naturkapital (environmental stock goods).  $g(s)$  er negativ, dvs. der er negativ vækst i naturkapital pga.

<sup>14</sup>“It is not impossible that in a world of dramatic climate change and environmental degradation consumption might fall at some point. It is even more likely that some aspects of consumption would fall while other continue to rise - recognizing this requires that we treat consumption as **a vector of different goods** that can be affected differently by climate change.”

klimaforandringer, mens  $\eta$  har fået en ny fortolkning:  $\eta$  udtrykker, hvorvidt miljøgoder og forbrugsgoder er substitutter ( $\eta$  er positiv) eller komplementer ( $\eta$  er negativ). Relative priser behandles yderligere i kapitel 3, problem 2.

### *Den multifunktionelle parameter $\eta$*

$\eta$  indgår i det intergenerationelle optimeringsproblem på tre forskellige måder, og udtrykker derfor jf. Sælen et al. (2008):

**A. Aversion imod ulighed over tid**

**B. Aversion imod risiko**

**C. Elasticiteten af den marginale nytte af forbrug**

$\eta$  antages normalt at være positiv og konstant jf. udledningen ovenfor.

#### **A.**

Da  $\eta$  i fortolkning A multipliceres med  $g$  afhænger effekten derfor af, hvorvidt  $g$  er positiv, lig nul eller negativ.

**Hvis**  $g > 0$ : Jo større  $\eta$ , jo mere konkav er nyttefunktionen. Med positiv vækst falder intergenerationel lighed ud til fordel for den nulevende generation, da den er den fattigste. ’

**Hvis**  $g < 0$ : I tilfældet med negativ vækst falder intergenerationel lighed ud til fordel for fremtidige generationer, da de er de fattigste.

**Hvis**  $g = 0$ : Hele produktet  $\eta g$  udgår af Ramsey-ligningen (ligning 13), og den samfundsmæssige forbrugsdiskonteringsrate bliver lig nyttediskonteringsraten, dvs.  $\rho = \delta$ .

#### **B.**

Risikopræferencer er fuldstændig bestemt af  $\eta$  i 'expected utility'-modellen. Som udledt ovenfor, kan risikopreferencer sammenfattes ved koefficienten for relativ risikoaversion (IRRA=index of relative risk aversion), som for en isoelastisk nyttefunktion er konstant og lig  $\eta$ . Under CRRA er individer på forskellige indkomstniveauer villige til at betale den samme andel af deres forbrug for at undgå risikoen for at miste en given andel af deres forbrug (Sælen 2008, s. 4).

Dasgupta (2008, s. 36) beskriver sammenspillet mellem  $\eta$  i betydning A (som han kalder "the equity motive") og  $\eta$  i betydning B (som han kalder "the precautionary motive"):

*“Because of the growth effect, larger values of  $\eta$  recommend earlier generations to save less for the future (the equity motive). However, as future productivity is uncertain, larger values of  $\eta$  recommend earlier generations to save more (the precautionary motive). The combined effect depends on the parameters  $\eta$ ,  $\delta$ ,  $r$  and variance.”*

Det er dog en relativt ny udvikling, at modeller kan tage højde for stor usikkerhed omkring fremtidig vækst, derfor må det antages, at det traditionelt er lighedsmotivet, der har domineret effekten af  $\eta$ . Da traditionelle modeller desuden antager positiv og ofte eksogen vækst, betyder lighedsmotivet, at  $\eta$  fører til formindsket opsparing for fremtidige generationer og dermed i et klimaperspektiv et argument for mindre handling – hvilket kan virke kontraintuitivt.

### C:

Elasticiteten af den marginale nytte af forbrug afspejler, at en stigning i forbrug er mindre vigtig for et rigt individ end for et fattigt. Ifølge Heal (2008, s. 5) er denne antagelse bredt accepteret og har længe dannet grundlag for omfordeling af indkomst og progressive beskatning.  $\eta$  er den rate, hvormed marginalnytten falder ved en stigning i forbruget og afspejler dermed forbrugets aftagende marginalnytte.

Ifølge Sælen et al. (2008, s. 5) er det vigtigt at understrege at det med de nuværende Integrated Assessment –modeller (IAM'er) for klimaforandring ikke a priori kan fastslås, hvilken effekt en ændring af parameteren  $\eta$  har på omkostningsestimater for CO<sub>2</sub>. Dette skyldes, at så længe de tre betydninger af  $\eta$  A, B og C ikke er adskilt, har en ændring af  $\eta$  modsatrettede effekter på skadesomkostningerne. Højere aversion imod ulighed over tid har en sænkende effekt på skadesestimater, fordi det forøger diskonteringsraten så længe den forventede fremtidige vækst er positiv. Højere risikoaversion, derimod, forøger skadesomkostningerne, da mere vægt placeres på de mest alvorlige udfald. Dette forstærkes af den højere elasticitet af den marginale nytte af forbrug, fordi skader relativt set er højere i lande med lavere indkomst. Nettoeffekten afhænger af en række antagelser om forholdet mellem klimaet og økonomien. (Sælen et al. (2008, s. 5).

### *Et specialtilfælde af $\rho$ : Den samfundsmaessige diskonteringsrate i optimum*

I det følgende udleder jeg et specialtilfælde af den samfundsøkonomiske diskonteringsrate  $\rho$  :  $\rho$  i et optimalt udviklingsforløb.

For at finde ud af, hvordan økonomien opfører sig langs en optimal sti, skal det klassiske problem med fordeling over tid løses:

Jeg følger Møller (2008, s. 43):

$$\max W = \int_{t=0}^{\infty} U(C_t) e^{-\delta t} dt \quad (16)$$

$$Mht \frac{\partial k}{\partial t} = \dot{k} = f(k_t) - c_t \quad (17)$$

Det antages, at produktionen i samfundet i periode  $t$ ,  $f(k_t)$ , afhænger af mængden af realkapital  $k_t$ , og at ændringen i mængden heraf,  $\dot{k}$ , afhænger af, hvor stor andel af produktionen der bliver til rest efter forbruget i perioden  $c_t$ . Problemet kan løses ved at opstille en Hamilton-funktion:

$$H = U(C_t) e^{-\delta t} + \lambda e^{-\delta t} (f(k_t) - c_t) \quad (18)$$

Hvor  $\lambda$  er skyggeprisen på det betragtede gode, der både kan forbruges og investeres med henblik på forøgelsen af realkapitalen.

$$\frac{\partial H}{\partial C_t} = 0 \Rightarrow U'(C_t) e^{-\delta t} = 0 \Rightarrow U'(C_t) = \lambda_t \quad (19)$$

$$\frac{\partial H}{\partial k_t} = \frac{\partial \lambda_t e^{-\delta t}}{\partial t} \Rightarrow -\lambda_t e^{-\delta t} f'(k_t) = \frac{\partial \lambda_t}{\partial t} e^{-\delta t} + (-\delta) \lambda_t e^{-\delta t} \quad (20)$$

$$\Rightarrow \frac{\partial \lambda_t / \partial t}{\lambda_t} + \delta = \delta - \lambda_t = f'(k_t) \quad (21)$$

Vi ved at

$U'(C_t) = \lambda_t$  og  $f'(k_t) = r$  hvor  $r$  er den alternative forbrugsafkastrate, altså alternativomkostningen for kapital, og at

$$-\dot{\lambda} = \eta g \text{ da } g = \frac{\dot{c}}{c} \text{ og } \eta = \frac{U''(C_t) C_t}{U'(C_t)} \quad (22)$$

$$\text{Derfor er } \delta - \dot{\lambda}_t = f'(k_t) \Leftrightarrow ng + \delta = r \quad (23)$$

I et optimalt udviklingsforløb er den alternative marginale forbrugsafkastrate altså til ethvert tidspunkt netop lig med forbrugsdiskonteringsraten, jf. Møller (2008), s. 43.

Optimaliteten er illustreret i Figur 2 ovenfor. Det ses, at i optimum, punkt O, er  $MRS = MRT$ , dvs. den marginale transformationsrate er lig den marginale substitutionsrate. I et optimalt

udviklingsforløb fører fordelingstilgangen altså til, at diskonteringsraten er lig markedsprisen på kapital, svarende til den deskriptive tilgangs (se næste afsnit) anbefaling for diskonteringsraten. Men dette gælder kun under en række antagelser Jf. Heal (2008, s. 9): ingen markedsfejl som eksternaliteter eller offentlige goder, perfekt forudsigelighed (foresight), markedsclearing til ethvert tidspunkt

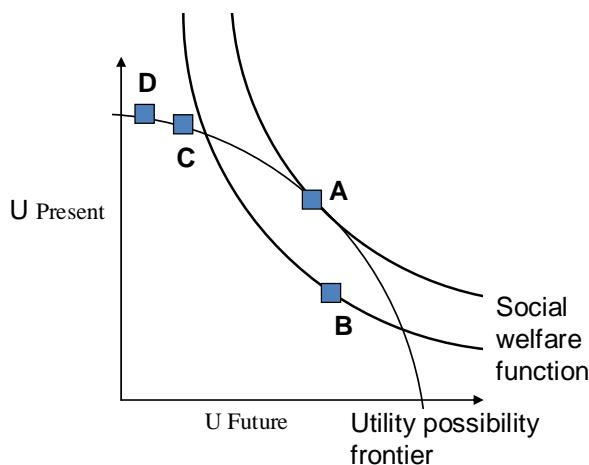
Det er altså kun i en fuldkommen optimal økonomi at kapitalens direkte alternativomkostning (den marginale forbrugsafkastrate i Møllers (2008) terminologi) kan benyttes som diskonteringsrate. Møller (2008, s. 45) tilføjer, at det næppe kan godtgøres, at økonomien befinner sig i et sådant optimalt udviklingsforløb.

## 2.1.2. Efficiens-tilgangen

Efficiens-tilgangen eller den deskriptive tilgang bygger på den grundlæggende økonomiske tankegang om alternativomkostninger. Intuitionen er, at det altid er muligt at anvende de samme midler på flere forskellige måder, og at man ved valget af én anvendelse giver afkald på alternative anvendelser. Et projekt skal derfor ses i lyset af det potentielle afkast som kan opnås ved investering i alternative projekter. Den deskriptive tilgang har altså efficiens som sit primære sigte.

I denne opgave betegnes efficienstilgangens rate som  $r$ . Møller (2008, s. 38) kalder  $r$  for den alternative marginale forbrugsafkastrate – i Arrow (1996, s. 132) benævnt ”(den risikojusterede) alternativomkostning ved kapital”, i den engelsksprogede litteratur ofte blot kaldt markedsrenten (”market rate of return”). Der er mange forskellige renter, som kan observeres på markedet (korte og lange statsobligationer, pengeinstitutternes ind- og udlånsrenter, den internationale lånerente osv.). Derfor er der et empirisk problem forbundet med efficienstilgangen, når diskonteringsraten skal vælges. For en grundig beskrivelse af forskellige rater, der anvendes i efficiens-tilgangen, se Møller (2008, kap. 4 og kap. 9).

**Figur 2.b: Forbrugsmuligheder over to tidsperioder**



Kilde: Montgomery (1999, s 47)

Montgomery (1999) benytter samme illustration af forbrugsmuligheder over to tidsperioder (jf. figur 2) som benyttet i udledningen af Ramsey-ligningen (ligning 13).

I Figur 2.b. er punkt A er first-best resultatet (som udledt ovenfor), punkt B er derimod resultatet, hvis en for lav diskonteringsrate anvendes, da kapital kunne anvendes mere produktivt og allokeringen derved flyttes ud til nyttemuligheds-grænsen (utility possibility

frontier). Ifølge Montgomery (1999, s. 46) ”*strider brugen af en anden rate end den markedsbaserede imod betingelserne for intertemporel efficiens og betyder, at der findes et projektvalg, som kan give alle generationer mere nytte*” end punktet B. Punkt C er et muligt resultat ved anvendelsen af en markedsbaseret diskonteringsrate, mens punkt D er et muligt resultat, hvis der slet ikke var nogen begrænsninger på emission af klimagasser (antageligt i en situation, hvor der ikke var nogen menneskeskabt klimaeffekt).

Som vist tidligere er lighed mellem forbrugsdiskonteringsraten  $\rho$  og markedsraten  $r$  kun et særligt tilfælde, som finder sted i ”first-best” tilgangen<sup>15</sup>, altså under optimum og under de sædvanlige optimalitetsbetingelser: fuldkommen konkurrence, ingen usikkerhed og ingen forvridende skat. I denne optimale verden afspejler markedsrenten altså alternativomkostningen ved at en investering fortrænger en anden, og skal derfor benyttes som diskonteringsrate. For at understrege disse sædvanlige optimalitetsbetingelsers vigtighed, er de her gengivet med specifik reference til deres implikationer i diskonteringsproblematikken, idet jeg følger Møller 2008, s. 66):

- Den private sektor skal handle velfærdsøkonomisk optimalt (altså inklusive eksternaliteter og ikke-markedsomsatte goder).
- Den offentlige sektor skal handle velfærdsøkonomisk optimalt (altså føre en optimal skatte- og afgiftspolitik, en optimal udgiftspolitik og en optimal miljøpolitik, der internaliserer eksternaliteter)

De relative priser skal afspejle priserne i et optimalt udviklingsforløb.

Dette er tydeligvis meget stærke antagelser. Da netop klimaforandringer er ”den største ikke-internaliserede eksternalitet, som verden nogensinde har set”, som udtrykt i Stern (2007). Et andet aktuelt eksempel på en markedsfejl, der højner diskonteringsraten, hvis den vælges ud fra efficienstilgangen, er markedsfejl i finansielle markeder.

---

<sup>15</sup> Second-best fastsættelsen af diskonteringsraten i en økonomi med forvridende skatter behandles i kapitel 4 under problem 3.

### **2.1.3. Sammenfatning – konflikt mellem efficiens- og fordelingstilgangen**

Hvorvidt efficienstilgangen eller fordelingstilgangen er den teoretisk mest forsvarlige, har den nyere litteratur i kølvandet på den britiske Stern-rapport (Stern, 2007) diskuteret. Stern-rapporten, der hører til fordelingstilgangen, kritiseres ofte på baggrund af, at den fører til en lav diskonteringsrate, hvis både  $\delta$  og  $\eta$  er lave, og der samtidig antages lav vækst  $g$ . Dette er inkonsistent med observeret opsparrings- og investeringsadfærd. Stern (2007) benytter den præskriptive tilgang og benytter en diskonteringsrate på 1,4 % ( $\delta = 0,1, \eta = 1, g = 1,3$ ). Godard (2007) sammenfatter debatten omkring Stern-rapporten i tre punkter, hvoraf diskonteringsspørgsmålet er det ene. Godard (2007, s. 491) refererer økonomerne Barrett, Mendelsohn, Nordhaus, Tol, Weitzman og Yohe som de centrale kritikere af valget af diskonteringsrate i Stern (2007). Fælles for nogle af kritikerne er, at de henviser til observerede markedsrenter og investeringsadfærd, somme tider også til skattesystemets indretning eller til status quo-fordelingen af velfærd i verden (jf. Schelling (1999)) som argumenter imod Sterns (2006) præskriptive tilgang.

En af disse kritikere er Nordhaus, som har modelleret de økonomiske konsekvenser af global opvarming i sin såkaldte DICE-model med en diskonteringsrate baseret på efficienstilgangen (Nordhaus, 1994). Nordhaus (2007) fremhæver, at konklusionerne i Stern (2007) ” ikke ville overleve, hvis de erstattes med antagelser, der er konsistente med aktuelle reale markedsrenter og opsparringsrater.” (Nordhaus, 2007, s. 686). Weitzman (2007) anser det for problematisk, at Sterns valg af diskonteringsrate ”går kraftigt imod mainstream økonomisk teori”, når politik-anbefalingerne i Stern (2007) er så følsomme overfor dette valg. Weitzman selv når frem til tilsvarende lave diskonteringsrater, dog på baggrund af andre antagelser, er hans konklusion at Stern (2007) ”får det rigtige resultat, men af forkerte årsager”. (Weitzman 2007, s. 723)<sup>16</sup>.

Modsat kritikere af Stern (2007) fremhæver fortalerne for fordelingstilgangen, at diskonteringsraten grundlæggende er en etisk beslutning, og at markedsobservationer derfor ikke kan anvendes. Sterner and Persson (2007) kritiserer efficiens-tilgangen, da observeret markedsdata ikke bør lægges til grund for en parameter, der skal danne grundlag for etiske og normative vurderinger.<sup>17</sup>

---

<sup>16</sup> ”getting it right for the wrong reasons”.

<sup>17</sup> “First, real market complexities make it far from obvious which values the discount rate should match. The market rate used should be a risk-free rate, and presumably we should use an average over a very long time period since we are going to use the rate over extremely long time periods. As noted by Cline (1999), this could

Cline (1999) (der i Cline (1992) kommer frem til et lignende resultat som Stern (2007)), fremhæver, at valget af diskonteringsrate selv ud fra efficiens-tilgangen vil føre til et lavt udfald, da en markedsbaseret rate være risiko-justeret og kunne gælde over lange tidshorisonter.<sup>18</sup>

En anden del af kritikken af efficienstilgangen går også på, hvorvidt IAM-modeller overhovedet kan basere deres diskonteringsrate på efficienstilgangen, jf. Heal (2008, s. 14): Den rene tidspræferencerate  $\delta$  skal bruges i modeller, hvor vækstraten er endogen, mens den samfundsmæssige diskonteringsrate  $\rho$  bruges i partielle analyser – som fx cost-benefit-analyser, der er i fokus i denne opgave. Dette er en kritik af Nordhaus' DICE-model, da Nordhaus (1994) bruger alternativomkostnings-tilgangen, selvom det er den rene tidspræferencerate der ifølge Heal skal bruges i generelle ligevægtsmodeller.

Heal (2008, s. 16) kritiserer også Nordhaus og Weitzman for at forsøge at udlede den rene tidspræferencerate  $\delta$  ud fra Ramsey-ligningen ved at indsætte markedsrenten  $r$  på  $\rho$ 's plads. Ifølge Heal er dette den forkert brug af Ramsey-reglens kausalitet. I stedet bør  $\delta$  vælges ud fra etiske overvejelser og sættes ind i Ramsey-reglen, for sammen med  $\eta$  og  $g$  at resultere i en samfundsmæssig forbrugsdiskonteringsrate.<sup>19</sup>

Et forsøg på tilnærmelse mellem de to tilgange har været forsøgt mange gange. Grundlaget i konsolideringen er, at fordeling og efficiens skiller ad. Kaldor-Hicks kriterium om potentiel Pareto-forbedring er grundlaget for adskillelsen. Teoretisk kan fordelingsmæssige effekter af en politik ignoreres, hvis beslutningstageren har et skattesystem til rådighed, som kan omfordеле indkomsten og dermed udligne eventuelle ulighedsskabende elementer af den forfulgte politik.

Arrow (1966), Bradford (1975) og Lind (1982) (alle tre refereret i Robinson, s. 249) adskiller efficiens- og fordelingsspørgsmålet ved en to-delt procedure, som med Lind (1982) etableres

---

well imply a discount rate close to zero, matching that of the historical real rate of return on treasury bills. Second, this is a criticism that, in its purest form, misses the point.

In our opinion, using an observable real market variable as a benchmark is not appropriate because we are searching for a number on which to base ethical or normative judgments. We are not simply observing the market as we do in positive or empirical studies; rather, we are providing arguments for public action that involves the provision of very complex public goods. “

<sup>18</sup> “The best empirical (hence descriptive) estimate for the risk-free rate at which savers can transfer consumption into the future is surely the real rate of return on treasury bills. Yet, this real rate is historically close to zero, not 3 % or more than some members of the “descriptive” club apply for pure time preference (impatience).” Cline 1999:

<sup>19</sup> “They take equation 4 (svarer til ligning 13 i denne opgave), put in what they think of as reasonable numbers for  $\eta$  and  $g$ , and then judge the correctness of a value for  $\delta$  by whether  $\delta + \eta * g = f'(k)$ ”

som den fremherskende metode på cost-benefit-området.<sup>20</sup> Lind (1982a, s. 39) foreslår en adskillelse af forbrugsdiskontering og alternativomkostningen af kapitalomkostninger, som svarer til en adskillelse af efficiens og fordeling, ved at indføre konceptet om skyggeprisen på privat kapital. Portney og Weyant (1999, s. 3) sammenfatter Linds procedure således: alle effekter konverteres til forbrugsækvivalenter (ved brug af skyggeprisen på kapital), og derefter diskonteres med den samfundsmæssige diskonteringsrate.<sup>21</sup> For en grundigere gennemgang af Arrow-Bradford-Lind metoden, se Lind (1982a) og Møller (2008), som også anvender en to-delt procedure.

Kaldor-Hicks kriteriet, som også ligger til grund for samvejningen af fordele og ulemper i cost-benefit-analysen, stiller imidlertid ikke noget krav om, at skattesystemet skal benyttes som modvægt til et projekts fordelingsmæssige konsekvenser, men betragter kun *potentiel* Pareto-forbedring. Som bl.a. Hepburn (2008, s. 9) og Lind (1995, 1999) påpeger, udgør dette et særligt problem i forbindelse med klimaforandringer. Hepburn argumenterer for, at adskillelse af efficiens og fordeling er ikke mulig i klimasammenhæng, da antagelsen om redistribution via fordelingspolitikken ikke er gyldig under den lange tidshorisont, som gælder under klimaforandringer.<sup>22</sup> Dette behandles yderligere i afsnit 3.1.2. En mere detaljeret gennemgang af diskonteringsproblematikken findes i Arrow et al (1996), Portney og Weyant (1999), Dasgupta og Heal (1979) og Lind et al. (1982).

---

<sup>20</sup> jf. Portney og Weyant (1999, s. 3): "For all intents and purposes, Lind's proposed approach appeared to end at least temporarily disputes about discounting that had gone on for some time."

<sup>21</sup> "convert all effects to consumption equivalents (using a shadow price of capital) and then discount at the SRTP."

<sup>22</sup> For climate policy, distributional effects are arguably paramount, because there is no intergenerational tax system for wealth redistribution (Lind, 1995; 1999). [...]. In such circumstances, the Kaldor-Hicks criterion appears dubious, and explicit consideration of intergenerational equity is necessary.

## 2.2. Den historiske og etiske baggrund for diskonteringsraten

Bag den velfærdsøkonomiske nyttefunktion og de matematiske antagelser ligger en lang række filosofiske og etiske antagelser og værdier, som er grundlæggende for fortolkning og brug af den velfærdsøkonomiske teori om diskontering. Det følgende afsnit beskriver utilitarismen som velfærdsøkonomiens og diskonteringens etiske grundlag. Afsnittet bygger på Møller (2008, s. 5 ff. og 199 ff.), Robinson (1990), Perman et al. (2003, s. 24 ff.) og Møller og Mortensen (2007), da disse forfattere sammenfatter diskonteringsteoriens udvikling gennem den økonomiske og etiske teorihistorie.

Den etiske kontekst er tæt forbundet til den økonomiske. Økonomisk teori har sit udspring i etik og moralfilosofi (Perman 2003, s. 24, Sen 1987, s. 2, Møller og Mortensen 2007 s.355). Således var Adam Smith professor i moralfilosofi, og utilitarismen danner grundlag for den økonomiske teoris antagelse om nyttemaksimering. Siden hen har de to discipliner bevæget sig væk fra hinanden, således at udsagnet fra den i sin samtid kontroversielle Lionel Robbins i dag formodentlig vil lyde overbevisende for mange både økonomer og ikke-økonomer: ”*det synes ikke logisk muligt at forbinde de to discipliner [økonomi og etik] på nogen anden måde end ved ren modsætning*”<sup>23</sup>. (Robins, 1935, citeret i Perman 2003, s. 24 og Sen, 1987, s. 2).

De grundlæggende spørgsmål bag en diskussion af diskonteringsraten er etiske: Dubgaard et al.(1999, s. 257) udtrykker dem således:

*Hvad skylder vi kommende generationer, har naturen et selvstændigt krav på hensyn, og hvordan fordeles vi forpligtelser i forhold til naturen og fremtidige generationer? Naturvidenskaben giver faktuelle oplysninger om effekten af menneskelige aktiviteter på naturlige økosystemer. Men hverken de etiske eller naturvidenskabelige betragtninger fortæller, i hvilket omfang vi kan tillade os at producere og forbruge varer og tjenester.”*

Det er altså de økonomiske analyser, der skal bidrage med svar på de spørgsmål, som naturvidenskabelige og etiske betragtninger stiller.

---

<sup>23</sup> ”...it does not seem logically possible to associate the two studies [economics and ethics] in any form but mere juxtaposition”

## 2.2.1. Klassisk velfærdsøkonomi

I den klassiske utilitarisme er de kollektive præferencer i centrum, og den tætte forbindelse til etik og filosofi medvirker til en normativ tilgang til økonomisk teori. Møller (2008, s. 5) definerer nytteetikken som bestående af fire komponenter:

- Konsekventialisme
- Nytteteori om det gode
- Welfarisme
- Værdifunktion baseret på interpersonel nyttesammenligning og kardinal nyttemåling

Allerede i 1800-tallet skriver Hume (1739)<sup>24</sup> og Bentham (1789)<sup>25</sup>, som ofte betegnes som utilitarismens grundlægger, om diskonteringsproblematikken. På baggrund af deres indsigt om individuelle tidspræferencer er deres anbefaling, at der i offentlige beslutninger netop *ikke* skulle tages hensyn til tidspræferencer. I Robinsons (1990, s. 250) fortolkning argumenterer Bentham og Hume netop for at regeringen netop skal *modvirke* individers skadelige (diskonterings-) adfærd. Senere videreudvikler Mill (1863)<sup>26</sup>, Sidgwick (1874) og Marshall (1890).

Frederick et al. (2002) tilskriver John Rae (1843), den østrigske Eugen von Böhm-Bawerk (1889) og Irving Fisher (1930) det historiske ophav bag intertemporelle valg og diskontering. Især de to førstnævnte havde en mere psykologisk end filosofisk eller økonomisk tilgang til emnet.

Pigous (1920) velfærdsøkonomi argumenterede ifølge Robinson (1990) for markedets usynlige hånd – med én vigtig undtagelse: subjektive tidspræferencer. Han opfattede dem som irrationelle, og beskrev hvordan de fører til ”for lave” opsparsings- og investeringsrater. Interessant er, at Pigou allerede i 1920 beskrev en situation, som i dag kan læses i lyset af klimaforandringerne:

*”This same slackness of desire towards the future is also responsible for a tendency to wasteful exploitation of Nature’s gifts. Sometimes people will win what they require by methods that destroy, as against the future, much more than they themselves obtain.”* (Pigou 1920, s. 28, citeret i Robinson 1990, s. 155).

---

<sup>24</sup> Treatise of Human Nature 1739

<sup>25</sup> An Introduction to the Principles of Morals AND Legislation (1789)

<sup>26</sup> Utilitarianism 1863

Ramsey (1928), hvis regel danner grundlag for diskonteringsdiskussionen i dag jf. ligning 13, anså selv subjektive tidspræferencer som ”*etisk uforsvarlige*”<sup>27</sup> (Ramsey 1928, citeret i Robinson 1990, s. 256), og tilsluttede sig ikke tidligere teoretikeres intergenerationelle utilitarisme uden diskontering af nytte. Som Ramsey-reglen i ligning (13) beskriver, så fører forventningen om velstandsstigninger til en positiv diskonteringsrate, også selvom den rene tidspræference  $\delta$  er nul.

Sammenfattende anså teoretikerne fra Hume til Pigou og Ramsey subjektive tidspræferencer for at være et dårligt grundlag for udformningen af den offentlige politik. Møller (2008, s. 199) konkluderer, at der frem til udviklingen af den nye velfærdsøkonomi<sup>28</sup> (se næste afsnit) i 1930’erne og 1940’erne var nogenlunde enighed blandt filosoffer og økonomer om, at diskontering er etisk uholdbart. Også Frederick et al. (2002) pointerer gang på gang, at økonomer i dag ikke tager hensyn til de forbehold, som den klassiske velfærdsøkonomis teoretikere gjorde opmærksom på. De problemer og indvendinger som den manglende hensyntagen til forbeholdene giver anledning til, træder frem i analysen i kapitel 3.

## 2.2.2. Problemer med den grundlæggende nytteteori

Ud over de problematiske antagelser beskrevet i afsnit 2.1. (stationaritet, uafhængighed etc.), er problemet med nytteteorien også, at ”antagelsen om det nyttemaksimerende individ kan ikke stå alene som forklaringsmodel for menneskets økonomiske adfærd” (Sen ifølge Dubgaard, 1998).

Broome (2006, s. 18) opdeler diskontering i neutral/absolut (dvs. i forhold til tid som absolut skala), versus relativ (med udgangspunkt i nutiden). Price (1999a) bruger begrebet nowness vs. ”other-timeness” til at beskrive samme dikotomi mellem absolut og relativ diskontering. I Broomes terminologi er der i både den beskrivende og den præskriptive tilgang tale om relativ diskontering. Han diskuterer neutralitetsprincippets gyldighed – altså hvorvidt alle generationer er lige meget værd – og konkluderer, at neutralitetsprincipippet trods sin umiddelbare logik ikke er gyldigt. At neutralitetsprincipippet ikke er gyldigt fremkommer også, når en forbrugsstrøm, eller som i Lind-tilgangen, to alternative forbrugsstrømme, skal defineres. Som Broome (2006) diskuterer, er det svært at sætte en grænse for, i hvor mange led de aflede effekter skal medtages. Hans eksempel fører ad absurdum: For når et par

---

<sup>27</sup> Ethically indefensible

<sup>28</sup> New Welfare Economics

vælger at få et barn, skal der så tages højde for hele den strøm af forbrug og produktion i al uendelighed?

Andersen (1996, s 47) beskriver Adam Smiths koncept ”medfølelse”, på engelsk ”sympathy”, som for Smith er grundlaget i økonomisk handling i hans hovedværk ”Theory of Moral Sentiments” fra 1800-tallet. Andersen argumenterer for, at dette vigtige grundlag ofte overses i økonomisk teori, selvom begrebet kan tages til indtægt for en slags ”medfødt” lighedsbegreb der gør, at mennesket netop ikke agerer som en ”homo oeconomius” som antaget i utilitarismen.

Frederick et al. (2002, s. 355) ser et grundlæggende problem i, at forskellige motiver for diskontering bliver sammenfattet i én faktor. De henviser til de tidlige skrifter af Rae, Böhm-Bawerk og Fisher, som omhandlede motiver af mere psykologisk-sociologisk karakter som mode (Fisher, citeret i Frederick et al., 2002, s. 355), undervurdering af fremtidige ønsker (Böhm-Bawerk, citeret i Frederick et al., 2002, s. 354) og selvbeherskelse (Rae, citeret i Frederick et al., 2002, s. 353).

### 2.2.3. Alternativer til den utilitaristiske etik

Utilitarismen, som de klassiske økonomer bygger på, er kun én blandt mange etikker. Dubgaard (1998, s. 2) beskriver rettighedsetikken og sindelagsetikken som andre mulige etikker. Andre etiske principper er:

- Rawls' maximin-kriterium. Af Dubgaard et al. (1999, s. 263) betegnes det som ”*det utilitaristiske nyttjemaksimeringsprincips diametrale modsætning*”. Den samfundsmæssige velfærdsfunktion udviser leksikografiske præferencer og har (som beskrevet i Dubgaard et al., 1999, s. 263) formen:  
$$W = \min(U_1, \dots, U_n) \quad (24)$$

hvor  $U_1, \dots, U_n$  er (ordinalt sammenlignelige) individuelle nytter. Maksimering af samfundets velfærd er ensbetydende med maksimering af den mindste  $U_i$ . Det er altså den dårligst stillede tab eller gevinst, som velfærdsfunktionen er følsom overfor. (Dubgaard et al., 1999, s. 263).

- Parfits prioritetsprincip (Parfit (1995, refereret i Møller 2008, s. 229) bygger på den kantianske pligtlære (Perman 2003), dvs. på Kants kategoriske imperativ: ”*Handl sådan, at grundsætningerne for din vilje til enhver tid også skal kunne gælde som*

*princip for en almen lovgivning.*”<sup>29</sup> Dubgaard et al. (1999, s. 277) betegner principippet som ”*en slags kompromisprincip*” mellem Rawls og den klassiske utilitarisme. For detaljer se Møller (2008, s. 229).

- Chichilnisky har udviklet en intergenerationel velfærdsfunktion, der er følsom over for såvel nutidige som fremtidige generationers nytte – så man både undgår ”dictatorship of the present” og ”dictatorship of the future” (Dubgaard et al., 1999, s. 263). Chichilnisky udvikler i stedet en værdifunktion, hvor værdien af en uendelig nyttestrøm opgøres som et vejet gennemsnit af nyttestrømmens nutidsværdi og det langsigtede nytteneveau (Møller og Mortensen 2007, s. 376) – For detaljer se Møller (2008, s. 224).

På et utilitaristisk grundlag kan man komme til den konklusion, at handling i forbindelse med klimaforandringer er nødvendig – eller god, som er det begreb som utilitarismen bygger på (et resultat, som eksempelvis i Stern (2007) eller Cline (1992) kommer frem til. Men også på et kantiansk grundlag kan man komme til samme resultat – at handling er rigtig, som er det begreb, kantianismen benytter. I dag er det Bentham's utilitarisme grundlaget for økonomisk tænkning. Hvorvidt Kants imperativ også kan omsættes til formaliseret økonomisk teori, henstår i det uvisse. I kantianismen er der blot ikke nogen formaliseret økonomisk model at støtte sig til.

Denne opgave bygger derfor på den økonomiske teoris grundlag, utilitarismen. Kantianismen, som danner grundlaget for de fleste opilstede alternative etikker, står som nævnt i afgrænsningen i afsnit 1.6 udenfor opgavens analyseramme. Konsekvenserne af denne afgrænsning behandles i konklusionen i kapitel 5.

#### 2.2.4. Ny velfærdsøkonomi<sup>30</sup>

Efter den klassiske økonomiske teoris tætte forbindelse til det etiske grundlag, løsnes forbindelsen til det nyteetiske grundlag i 1930'erne. Robinson (1990) beskriver perioden som en brydningstid, hvor vægt på kollektive præferencer og normativ økonomi afløses af individuelle præferencer og en positivistisk tilgang til den økonomiske teori. Den økonomiske teori går fra kardinalt til ordinalt målbare præferencer<sup>31</sup>; Broome (1999, s. 25) beskriver perioden som ”*the 'ordinalist revolution'*”, da sammenligning af forskellige personers nytte

---

<sup>29</sup> Handle so, dass die Maxime deines Willens jederzeit zugleich als Prinzip einer allgemeinen Gesetzgebung gelten könne.

<sup>30</sup> New welfare economics

<sup>31</sup> dvs. kun rækkefølgen tæller, ikke den numeriske størrelse

betrages for umulig (jf. Arrows umulighedsteorem, Arrow (1951), citeret i Møller og Mortensen (2007) s. 372). (Om)fordeling af indkomst anses som udenfor den økonomiske teoris kompetenceområde, da den bygger på normative værdier og ikke på videnskabeligt-positivistisk analyse. Pareto-efficient allokering og Kaldor-Hicks hypotetiske kompensationskriterier står derfor i centrum af den nye velfærdsøkonomi. Begrebet nytte forstås som individers præferencer, mod den tidligere forståelse af nytte som ”det gode”.

Selv fortalere for diskontering baseret på den nye velfærdsøkonomis individuelle præferencer var forsigtige med at anbefale, at diskonteringsraten så skulle kunne aflæses af markedsadfærd. Eckstein (1957) og Marglin (1963) (parafraseret i Robinson 1990, s. 158) mener, at individer har forskellige præferencer for individuelle og kollektive beslutninger, og at den foretrukne diskonteringsrate for offentlige projekter er lavere end for private. Derfor er der et problem i at aflæse den samfundsmæssige diskonteringsrate direkte fra markedsdata. Sen argumenterer også for, at tidspræferencer er forskellige, alt efter om der er tale om en kollektiv eller en individuel beslutning. Dette er kendt som Sens isolationsparadoks, som kan udledes matematisk (se Møller 2008, s. 29 ff.) og som konkluderer, at ”*den kollektive nyttediskonteringsrate normalt er mindre end den private*” (Møller 2008, s. 29).

I 1937 udvikler Poul Samuelson<sup>32</sup> ”discounted utility” modellen, som siden hen videreudvikles af Koopmans (1960). Modellen kondenserer ifølge Frederick et al. (2002, s. 355) det forløbne århundredes psykologiske problemstillinger til én enkelt parameter, en konstant diskonteringsrate.<sup>33</sup> Møller (2008, s. 200) og Robinson (1990, s. 259) definerer den nye velfærdsøkonomi ved to grundlæggende principper<sup>34</sup>, der underbygger de subjektive tidspræferencers almene gyldighed:

- Personer ved bedst hvad der er i deres egen interesse
- Kun nulevende personers præferencer er relevante

Møller og Mortensen (2007, s. 373) konkluderer, at den nye velfærdsteori ikke er relevant i forhold til den intertemporelle problemstilling som ligger til grund for problemer i miljøøkonomien, da fordelingsspørgsmålet ikke kan løses i den nye velfærdsteori, fordi nytte ikke er sammenlignelig mellem personer.

---

<sup>32</sup> A Note on Measurement of Utility, 1937, citeret i Frederick et al. (2002)

<sup>33</sup> ”[...] all the psychological concerns discussed over the previous century were compressed into a single parameter, the discount rate.” (Frederick et al. 2002, p. 355)

<sup>34</sup> Som ifølge Robinson (1990, s. 261) ikke er udledt af økonomisk teori

## **2.2.5. Diskonteringsdebatten i den offentlige diskurs**

I 70'erne går diskussionen omkring diskontering i en mere tematisk retning, der følger de store samfundsøkonomiske problemer i hvert årti. Der afholdes flere konferencer, der behandler diskonteringsproblemstillingen i forhold til bestemte emner:

- **Vandkrisen:**

1966: Konference om diskontering og vandressourcer. (arrangeret af Resources for the future, USA).

- **Energikrisen:**<sup>35</sup>

1977: Konference om diskontering i energiprojekter i lyser af energikrisen i 70'erne: atomkraft og udtømmelige fossile ressourcer diskutes. (arrangeret af Resources for the future og Electric Power Reserach, USA). Efterfølgende udgives Lind (1982) som en opsamling af konferencens resultater.

- **Klimakrisen:**

1992: Cline udgiver "The economics of global warming", som skaber akademisk debat (jf. Lind 1995) da konklusionerne og valget af diskonteringsrate ligner dem, som Stern præsenterer.

1996: Konference om klimaforandringer (arrangeret af Resources for the future og Electric Power Reserach Institute og andre). Efterfølgende udgives Portney og Weyant (1999) som en opsamling af konferencens diskussioner.

2006: Stern-rapporten udgives af den Britiske regering. Efterfølgende akademisk og offentlig debat omkring valget af diskonteringsrate og konklusionerne i rapporten.

## **2.2.6. Diskussion og delkonklusion for kapitel 2**

### *Diskontering og demokrati*

Lind (1999, s. 177) diskuterer, hvorvidt det nyteetiske grundlag for diskonteringen overhovedet er brugbart, hvis beslutningstageren enten ikke er enig i eller ikke er bekendt med de etiske antagelser. Han skriver:

*"The problem is not that the utilitarian framework is in some absolute sense wrong. It is that it is neither well understood nor accepted by elected decision*

---

<sup>35</sup> Debatten om cost-benefit-analyser af atomkraft ligner meget dagens debat om klima: For hvordan tager man højde for skader, der finder sted langt ude i fremtiden? Med atomkraft har vi i DK besluttet, at vi (etisk) ikke vil benytte den energiform – men samme beslutning tages ikke for fossile brændsler, selvom de også kan få katastrofale følger.(men det var måske mere ud fra hensynet risiko for uheld i nær fremtid? – og følgerne af fossile brændsler er global og omfatter spilteoretiske overvejelser)

*makers, and it implies that we should take actions that are totally inconsistent with the choices our society actually makes.”* Lind (1999, s. 177)

Lind afslutter med i hårde vendinger at kritisere økonomers adfærd overfor beslutningstagere, når ”*analyser baseret på diskontering præsenteres som objektiv videnskab uden omhyggeligt at klarlægge det etiske system, der ligger til grund”*<sup>36</sup>.

Aage (2008, s. 11) mener ligesom Lind, at en stor del af beslutningsprocessen er uddelegeret til økonomer:

*“Decision making power is (fortunately) not delegated to economists, but politicians apparently did impose strict, a priori rules upon themselves, namely the rules of cost-benefit analysis, although these are beset with inconsistencies.”*

Aage (2008, s. 12)

Men beslutninger taget af beslutningstageren selv er ifølge Aage (2008) heller ikke løsningen, da ”*kortsigtede politiske beslutningstagere er fristede til at misbruge deres magt og til at forsømme langsigtede skadelige virkninger*”.<sup>37</sup> Derfor foreslår han at beslutninger i forbindelse med klimaforandringer med fordel kunne uddelegeres til en uafhængig institution, ligesom eksempelvis pengepolitikken er uddelegeret til en uafhængig nationalbank.

Montgomery (1999, s. 49) argumenterer for, at en beslutningstager vil foretrække alternativomkostningstilgangen, fordi det stemmer overens med vedkommendes præferencer. Beslutningstagerens adfærd (i form af lovgivning om fx beskatning) afslører, at opsparing og investering ikke tilskyndes i en grad, der ville være konsistent med fordelingstilgangens lave diskonteringsrate. Han skærper tonen ved at sige, at det kun er ”*moralister, filosoffer og andre som ser det som deres job at ændre deres samtids moral og etik*”<sup>38</sup> der bør bygge deres anbefalinger på en social velfærdsfunktion – økonomer derimod bør bygge deres anbefalinger ang. diskonteringsraten på markedsbaserede rater.

### *Er valget af diskonteringsrate etisk?*

Det kan diskuteres, hvorvidt nytteetikken er nødvendig for fortolkningen af nyttefunktionen, hvis nyte udelukkende forstås som ”*det, de repræsenterer præferencer*” (Broome, 1999, s.

---

<sup>36</sup> “For economists to introduce such an ethical system, to use it as a basis for discounting and the choice of a discount rate in evaluating long-term public investments, and then to present the results as science without painstakingly spelling out the ethical system embodied in these results is at the very least overreaching the limits of what we can as economists tell policymakers about what policies they should pursue, and some might be much less charitable about characterizing this behaviour.” Lind (1999, s. 177)

<sup>37</sup> “This professionalization typically happens when short-sighted political decision makers are tempted to abuse their power and neglect long run harmful effects” Aage (2008, s. 11)

<sup>38</sup> “That may be a task for moralists, philosophers, or others who see their job as changing the morals and ethics of their generation” Montgomery (1999, s. 49).

28). Efficiens-tankegangen har en tendens til at fortolke nytte som præferencer, mens fordelings-tankegangen har en tendens til at fortolke nytte udelukkende som præferencer, uden nogen reference til ”det gode”.

Heal (2008, s. 13) ser valget af diskonteringsrate som et klart etisk valg: “[...] we can't select either discount rate [ $\delta$  or  $\eta$ ] without making ethical judgments.” Modsatte standpunkt indtager Dasgupta et al. (1999, s. 54): “Social discount rates [...] are a derived notion. Reflecting as they do both the possible and the desirable, social rates of discount are not ethical raw material; they are endogenously determined within the optimization exercise.” Montgomery (1999, s. 46), en tilhænger af efficiens-tilgangen, afferer fuldstændigt, at valget af diskonteringsrate skulle have noget med etik at gøre: ”Using discount rates in this context has nothing to do with ethics, as long as there are alternative ways of making provisions for future generations”.<sup>39</sup>

#### *Integration affordelings- og efficienstilgangen under klimaforandringer?*

Som allerede diskuteret under 2.1.3. har der været forsøg på skabe konsensus på diskonteringsområdet. En oplagt mulighed opstår, når der i én og samme analyse er behov for både efficiens- og fordelingstilgangen. Denne mulighed opstår, i forbindelse med samfundsøkonomiske beregninger på energiprojekter i lyset af klimaforandringer. Hvis CO<sub>2</sub> prissættes med skadesomkostningen, skal den skade, som udledningen forårsager i fremtiden, tilbagediskonteres med nutiden. Der er gode argumenter for, at en skadesomkostning, der er global og strækker sig flere hundrede år ud i fremtiden skal diskonteres i henhold til fordelingstilgangen.

Dette betyder imidlertid ikke, at der gives køb på efficiensen. Efficienstilgangen skal bruges i anden del af analysen. I en samfundsøkonomisk analyse af eksempelvis energiprojekter diskonteres nemlig to gange:

1. Når nutidsværdien af CO<sub>2</sub>-skadesomkostningen skal beregnes
2. Når nutidsværdien af selve projektet skal beregnes

Denne to-skridt procedure danner grundlaget for den samfundsøkonomiske analyse i denne opgave.

---

<sup>39</sup> Men hvorvidt der virkelig er andre muligheder for at gøre noget for fremtidige generationer diskuteres i afsnit 3.1.2.

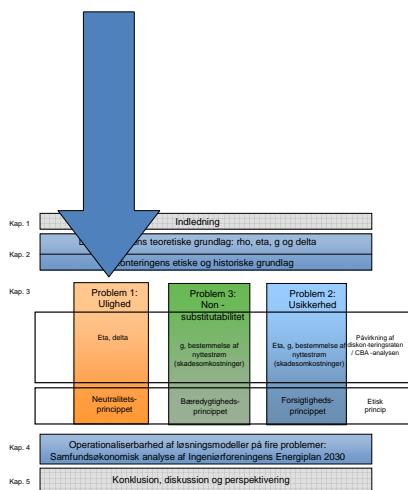
# 3

## Analyse af tre centrale problemstillinger:

### Ulighed, non-substitutabilitet og usikkerhed

I dette kapitel beskrives tre centrale problemstillinger ved diskontering: Intergenerationel og geografisk ulighed (problem 1), non-substitutabilitet af naturkapital (problem 2) og usikkerhed (problem 3). De tre problemer udgør (foruden kapitel 2.1) opgavens faglige kerneafsnit.

### 3.1. Problem 1: Intergenerationel og geografisk ulighed



Klimaforandringernes langsigtede tidshorisont udgør det centrale problem for samfundsøkonomiske analyser af projekter, der har enten positiv eller negativ indvirkning på udledningen af klimagasser. Det (ofte nationale) efficienshensyn og det globalt fordelingshensyn skal sammenfattes i én og samme samfundsøkonomiske analyse.

De centrale kilder i dette afsnit er Stern (2006), Azar og Sterner (1996), Azar (1999), Sælen et al. (2008), Johansson-Stenman og Tol (2001).

### 3.1.1. Neutralitetsprincippet

Et centralt etisk princip i forbindelse med ulighed, neutralitetsprincippet, danner udgangspunkt for diskussionen. Neutralitetsprincippet (jf. Broome (1999) betyder, at alle mennesker, uanset deres geografiske eller tidsmæssige placering, er lige.

Dette afsnit omhandler fordelingsaspektet ved klimaforandringer og er opdelt i to hovedafsnit:

- Intergenerationel ulighed
- Geografisk ulighed

Den samfundsøkonomiske diskonteringsrate påvirkes på to måder af samfundets præferencer for lighed som udtrykt ved  $\eta$  (jf. gennemgangen i kapitel 2, samt Heal, 2008, s. 32). Hvis positive vækstforventninger antages, gælder:

- **Intergenerationel ulighed (indenfor modellen):** En højere værdi af  $\eta$  betyder, at marginalnytten af forbrug falder hurtigere. Ved et stigende forbrug betyder dette, at fremtidige generationers nyte betyder mindre, altså at den samfundsøkonomiske diskonteringsrate  $\rho$  er højere. Øget ulighedsaversion fører altså til øget diskontering i det tilfælde, hvor kun intergenerationel og ikke geografisk ulighed betragtes.
- **Geografisk ulighed (Udenfor modellen):** Siden størstedelen af uligheden som følge af klimaforandringer fordyber skellet mellem rige og fattige lande, vil ønsket om reduceret global ulighed betyde en øget klimaindsats.  $\eta$  tager højde for, at marginalnytten er større ved lavere indkomster end for højere – altså at skader forvoldt i udviklingslande har en større skadeseffekt end samme skade forvoldt i den industrialiserede del af verden.

Hvorledes  $\eta$  påvirker det samlede modelresultat afhænger af modellens parametre, da de to effekter under antagelse om stigende vækst har modsatrettet effekt. Hvis formelle modeller kun tager højde for intergenerationel ulighedsaversion, er det kun den førstnævnte intergenerationelle effekt, der medtages. Når den effekt dominerer, bliver resultatet af klimamodeller ifølge Heal (1998, s. 33) kontra-intuitivt og paradoxalt: Øgede præferencer for lighed fører til *formindsket* tilskyndelse til CO2-reduktion (jf. Nordhaus DICE).

Sterner og Persson (2008) påpeger det etiske problem i dette forhold: Aversion mod intergenerationel ulighed er inkluderet i cost-benefit analyser i form af  $\eta$  i Ramsey-ligningen (under antagelse om positiv vækst falder dette ud til ”vores” fordel, som vist i afsnit 2.2.) Aversion mod intragenerationel geografisk ulighed derimod er ikke medtaget, da

fordelingsvægte ikke anvendes (dette falder også ud til ”vores” fordel). Dette er et argument for at medtage aversion mod intragenerationel geografisk ulighed, da brugen af lighedsvægte kunne være med til at opnå denne etisk problematiske behandling af ulighed.

Schelling (1995) og Howarth (1996) (beskrevet i Toman (1999, s. 32) anser diskontering over flere generationer som ”*fundamentalt forskelligt*” (Toman (1999, s. 32) fra intragenerationelle problemer. Schelling (1995) (citeret i Hepburn (2006, s. 19) mener, at investeringer der kommer mennesker i en fjern fremtid til gode skal betragtes som ulandsbistand: Den tidsmæssige distance svarer til den geografiske eller kulturelle distance; Schelling (1993, citeret i Cline (1999, s. 134) bruger begrebet empatiske distance om alle tre. Argumentet kan føres tilbage til Böhm-Bawerk (citeret i (Frederick et al 2002, s. 354), som anså intertemporelle valg på linje med andre økonomiske afvejninger, fx allokeringen af ressourcer til forskellige formål.

Schelling (1999) benytter imidlertid ikke denne indsigt til at argumentere for, at investering i bekæmpelse af klimaforandringer er ligeså vigtig som ulandsbistand, men viser, at nuværende (lave) niveauer for ulandsbistand indikerer en meget lang empatisk afstand mellem geografisk fjerne personer. Schelling (1999) benytter også forventningen om højere vækstrater i ulande end i i-lande som en grundlse for at foretrække investering i ulandsbistand nu frem for investering i bekæmpelse af klimaforandringer, som også i høj grad vil komme ulande til gode, men først på et senere tidspunkt. Derfor er Schellings (1999) konklusion tæt på Lomborgs (1998): Hellere kæmpe mod malaria nu end at investere i reduktion af CO<sub>2</sub>, som først har effekt på langt sigt.

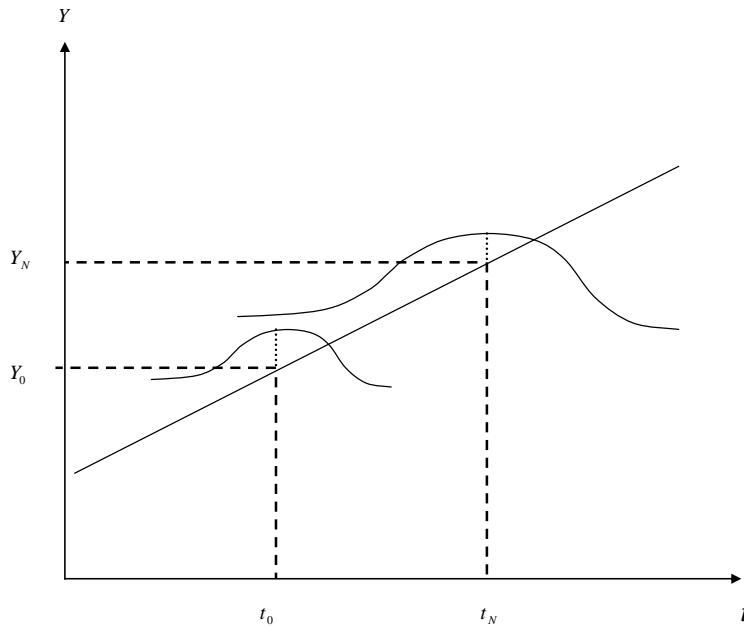
### 3.1.2. Geografisk ulighed: $\eta$

*Skal geografisk ulighed medtages?*

Hvorvidt geografisk ulighed skal medtages i analyser af klimaforandringer diskuteres i den nyere litteratur om klimaforandringer og fordeling. Et argument for, at ulighed over tid skulle medtages er, at hvis ulighed ville bekymre os i så høj grad, så ville verden i dag ikke se ud som den gør. Som Scheling argumenterer, så burde det være muligt at aflæse vores aversion mod global ulighed på udviklingsbistandens BNP-andel. Da den for de fleste industrialiserede lande udgør under én procent af BNP, mener Schelling ikke, at der kan argumenteres for hensyn til geografisk ulighed i lyset af klimaforandringer. I Schellings optik er det nuværende niveau af intergenerationel ulighed altså en form for ”optimum”.

Hvis den nuværende fordeling af velfærd i verden på denne vis anses som optimal er det kun inklusionen af en ændring i global ulighed i cost-benefit-analysen, der kan begrundes. Da der ved klimaforandringer netop er tale om, at uligheden øges, fordi u-lande generelt rammes hårdere end i-lande, findes der altså et argument for at medtage geografisk velfærdsfordeling i en velfærdsøkonomisk analyse af klimaforandringers effekt. Figur 5 nedenfor viser tre scenarier for udviklingen i uligheden i en verdensøkonomi med stigende vækst.

**Figur 5: Skematisk illustration af stigende geografisk ulighed over tid**



Det antages, at  $Y_N > Y_0$

Så betyder fordelingen:

a.  $\sigma_{YN} < \sigma_{Y0}$

Der er mindre ulighed blandt fremtidige generationer end i den nuværende generation.

b.  $\sigma_{YN} = \sigma_{Y0}$

Der er samme ulighed blandt fremtidige som blandt nuværende generationer.

c.  $\sigma_{YN} > \sigma_{Y0}$

Der er større ulighed blandt fremtidige generationer.

Tilfælde a er under klimaforandringer ikke et realistisk scenarie. (IPCC (2007) forudsætter stigende ulighed pga. klimaforandringer).

Ved tilfælde b kan det diskuteres, om der skal tages højde for geografisk ulighed i analyser af klimaforandringer. I Schellings perspektiv (beskrevet ovenfor) skal ulighed ikke medtages, da der allerede i dag er ulighed, som vi ikke gør noget ved. Andre teoretikere, fx Dasgupta

(2008) fremsætter et argument for, hvorfor geografisk ulighed forårsaget af klimaforandringer bør medtages i en samfundsøkonomisk analyse, og ikke kan afvises på baggrund af, at der også er stor ulighed i verden *uden* klimaforandringer (jf. Schelling): Dasgupta anser uligheden i dag for ikke (udelukkende) at være forårsaget af i-lande, mens det vil være tilfældet for ulighed skabt af klimaforandringer. Forureneren betaler –princippet taler for at skader skabt af klimaforandringer inkluderes i analysen eller kompenseres, uanset om der er generel vækst på verdensplan, som betyder, at de til den tid ”fattige” er rigere end de i dag ”rige”.

I tilfælde c forårsager klimaforandringer en forøget ulighed. Her kan der argumenteres for, at den ”klimaskabte ulighed” er ”additionel”, og dermed skal medtages i analyser.

#### *Geografisk ulighed: Fordelingsvægte*

Hvis geografisk ulighed skal medtages, kan dette gøres via fordelingsvægte.

Clarkson & Deyes (2002) skabte med deres resultat (at fordelingsvægte fordobled CO2-skadesomkostningen) stor debat. Forfatterne baserede deres data på Eyre et al. (1999), som er en del af det omfattende Extern E-studie. Deres lighedsvægte var ifølge Hope (2008) givet ved:

$$\left( \frac{Y_{verden}}{Y_{region}} \right)^{-\eta},$$
 hvor  $Y$  er BNP pr. indbygger og  $\eta$  er elasticiteten af den marginale nytte af indkomst, normeret til -1.

I det følgende gennemgås to modeller, hvor fordelingsvægte giver modsatrettede resultater. Azar og Sterner (1996) får det resultat, at øget  $\eta$  forøger CO2-omkostningen. Hope 2008 får det modsatte resultat: Effekten på diskonteringsraten dominerer, og CO2-omkostningen falder med  $\eta$ :

Azar og Sterner (1996) analyserer effekten af en høj marginal nytteelasticitet kombineret med geografiske fordelingsvægte. Ved at opdele verden i en rig og en fattig del viser de, at det intuitive resultat holder: høje værdier af  $\eta$  fører til høje diskonteringsrater, men også til en høj værdisætning af klimaskader i den fattige del af verden.

Man kan sige, at den ”intuitive” effekt af fordelingsvægte fås ved at holde diskonteringsraten konstant, samtidig med at lighedsvægte anvendes. Det er hvad Azar og Sterner (1996) kommer frem til. Hope (2008, s. 1018) forsøger at fortolke resultatet: ”*Perhaps this is because their simple model does not allow for any lag between the emission of CO2 and its*

*impacts, so the effect of the SRTP rise is lessened, and does not outweigh the increase in impacts that equity weights bring.”*

Som Sælen et al. (2008) påpeger, kan man altså ikke sige noget klogt om effekten af risikoaversion, intergenerationel ulighed og intragenerationel ulighed, så længe alle tre faktorer modelleres i én og samme parameter,  $\eta$ .

### **3.1.3. Intergenerationel ulighed: Robinson Crusoe-problemet**

I spørgsmålet om den intergenerationelle ulighed spiller tidspræferenceraten  $\delta$  samt vækstforventningerne den centrale rolle (se kapitel 3, problem 4). Da en lavere diskonteringsrate, uanset årsag, fører til et større hensyn til fremtidige generationer, argumenterer tilhængere af fordelingstilgangen for en etisk begrundet ”sænkning” af diskonteringsraten af hensyn til fremtidige generationer. Tilhængere af efficienstilgangen derimod mener, at man netop dermed giver fremtidige generationer *mindre* velfærd.

Som beskrevet i afsnit 2.1. under efficienstilgangen, er udgangspunktet i en cost-benefit analyse, at taberne (potentielt) kan kompenseres (jf. Kaldor-Hicks-kriteriet). Men både Cline (1999, s. 134), Lind (1982), Lind (1995) og Lind (1999, s. 175) beskriver, at der ikke eksisterer nogen mekanisme for intergenerationel kompensation. Der er tre hovedargumenter for, hvorfor intergenerationel overførsel (som Cline (1999, s. 134) malende betegner som ”fund for future greenhouse victims” eller ”future radioactive waste victims”) ikke er mulig:

- mellemliggende generationer kan ikke juridisk bindes til at fortsætte overførslen
- Vi ved ikke, hvordan renten udvikler sig over så lang tid
- Der er ingen ”bank”, når det gælder om flytning af ressourcer over lang tid. / meaningful vehicle for storing this physical investment (Cline 1999, s. 134)

Weisbach og Sunstein (2008, s. 39) betegner derfor problemet som ”Robinson Crusoes problem” – den nuværende generation bliver nødt til at agere som om den står alene. Det paradoksale er altså, at vi ikke kan benytte os af fremtidige generationer i vores bestræbelser på at spare op til fremtidige generationer.

Lind bruger dette for at argumentere imod diskontering generelt: ”Vi er så vant til at antage, at det er muligt at overføre ressourcer over tid, så vi nogle gange glemmer at det ikke er passende at beregne en nutidsværdi, hvis denne betingelse ikke er opfyldt ”<sup>40</sup>. Cline (1999)

---

<sup>40</sup> ”We are so used to assuming the ability to transfer resources over time we sometimes forget that if we can’t, then it is not appropriate to convert all flows to a present value” (Lind, 1999, s. 177)

mener, at ”Robinson Crusoes problem” medfører, at alternativomkostningstilgangen er ubrugelig i et intergenerationelt perspektiv, men at fordelings-tilgangen i dens velfærdsøkonomiske fortolkning baseret på en samfundsmæssig tidspræferencerate er en ”langt overlegen”<sup>41</sup> tilgang.

I optionsværdi-teoriens terminologi er irreversible investeringer en problematisk effekt – jf. problem 2. Men hvis det handler om at løse problemet med overførsler hen over generationer, så kan irreversible investeringer fortolkes som en positiv effekt, da det er den eneste mulige måde at overføre velfærd henover flere generationer.

Som Lind (1995, s. 383) skriver: There is one kind of investment or programme that avoids this commitment problem: Investmens in technology development.” Ifølge Lind (1995) kan man altså bevidst skabe sti-afhængighed<sup>42</sup>, som kommende generationer ikke kan smide væk, fordi der enten er tale om akkumuleret viden (som i Lind (1995)) eller om et nyt energisystem, der som det hidtidige udviser stiafhængighed og derfor er svært at ændre pga. skala- og læringseffekter. En sideeffekt af Ingeniørforeningens Energiplan 2030 (se kapitel 4) er teknologiedvikling. Dvs. selvom selve anlæggene i energiplanen kan ”ombesluttes” af følgende generationer (antaget at der ikke eksisterer stiafhængighed), så kan selve vidensgrundlaget for teknologierne ikke ”glemmes” igen. Hvis stiafhængighedsargumentet desuden medtages, så kan energiplanen være en mulig løsning på ”commitment”-problemet via både teknologiedviklingseffekten og stiafhængighedseffekten.

Schilizzi (2006a, s. 77) foreslår under titlen "Investments with irreversible benefits" en løsning på problemet med, at det ikke er muligt at overføre penge henover flere generationer: Ifølge forfatteren er "no-regret-options" er en fordel for både nulevende og fremtidige generationer.

### **3.1.4. Delkonklusion for problem 1: Aversion mod ulighed er underspecifieret**

Det er problematisk, at intergenerationel og geografisk ulighed specificeres af samme parameter som risikoaversion i Ramsey-ligningen. Derfor er det ikke muligt at isolere effekten af fordelingsvægte (den geografiske fordeling) og diskonteringsraten (den tidsmæssige fordeling), og i nogle tilfælde fører det til kontra-intuitive resultater. Arbejdet, som Sælen et al. (2008) har påbegyndt, kan muligvis føre til en parametermæssig adskillelse

---

<sup>41</sup> ”Far superior” (Cline, 1999, s. 134)

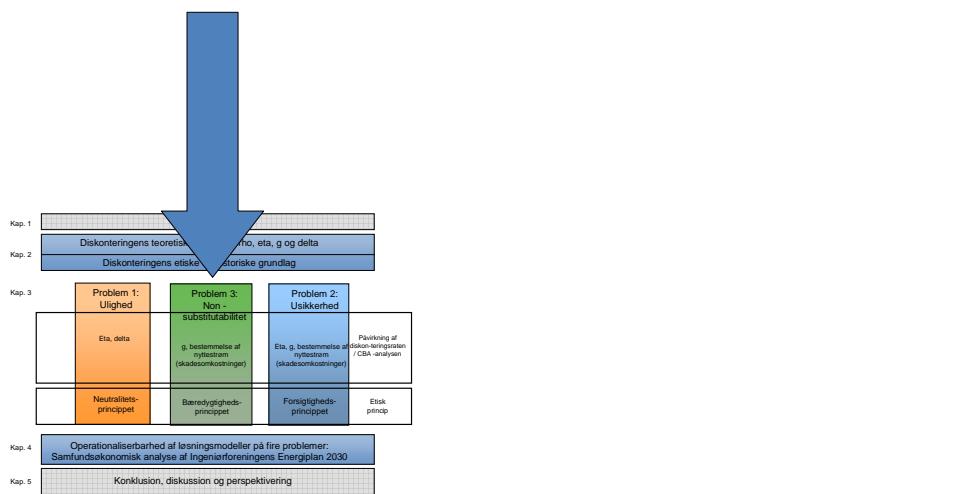
<sup>42</sup> Path dependency

af disse to effekter, og dermed bidrage til mere entydige analyser af fordelingsvægte og diskontering henover generationer.<sup>43</sup>

---

<sup>43</sup> Et andet problematisk aspekt er neutralitetsprincippet generelle gyldighed, som Broome (2006, s. 18) diskuterer. Han konkluderer, at neutralitetsprincippet trods sin umiddelbare logik ikke er gyldigt. Det er udenfor rammerne af dette speciale at gå videre med den diskussion.

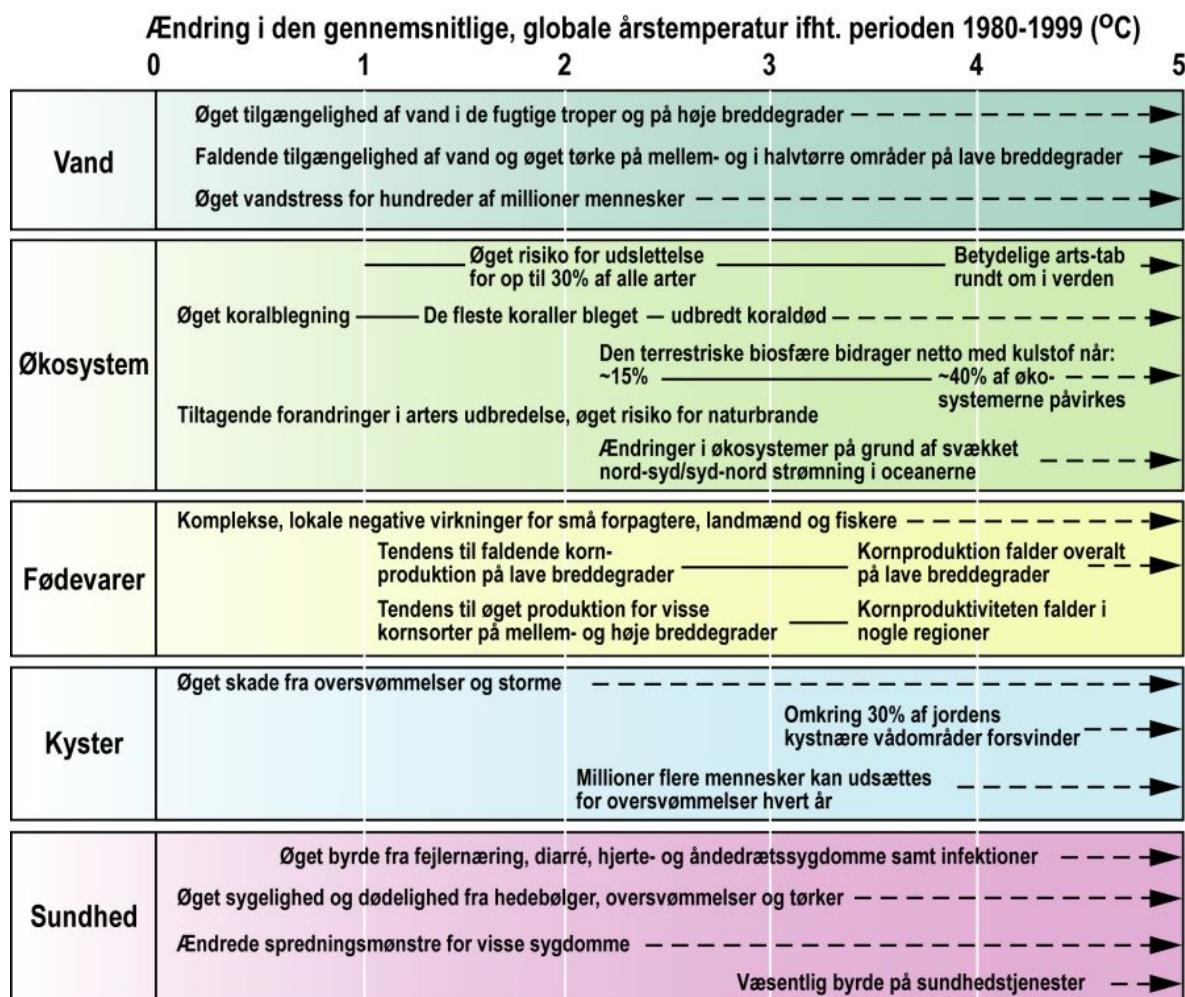
### 3.2. Problem 2: Non-substitutabilitet



I dette afsnit behandles problemet med erstattelighed mellem naturkapital og produceret kapital i økonomiske analyser af klimaforandringer. Dette illustreres ved to modeller: Krutilla-Fisher modellen (afsnit 3.3.1.) og Hoel-Sterner modellen (afsnit 3.3.2.). Centrale kilder i dette afsnit er Dubgaard (1998, 1999), Neumayer (1999, 2007), Hoel og Sterner (2007), Sterner og Persson (2008), samt Krutilla og Fisher (1975, refereret i Perman et al. 2003).

Effekten på naturkapital er væsentlig at medtage, da IPCC (2007) forudser at en stor del af klimaforandringernes effekt vil påvirke naturværdier, som følgende figur viser:

Figur 6



Kilde: IPCC (2007)

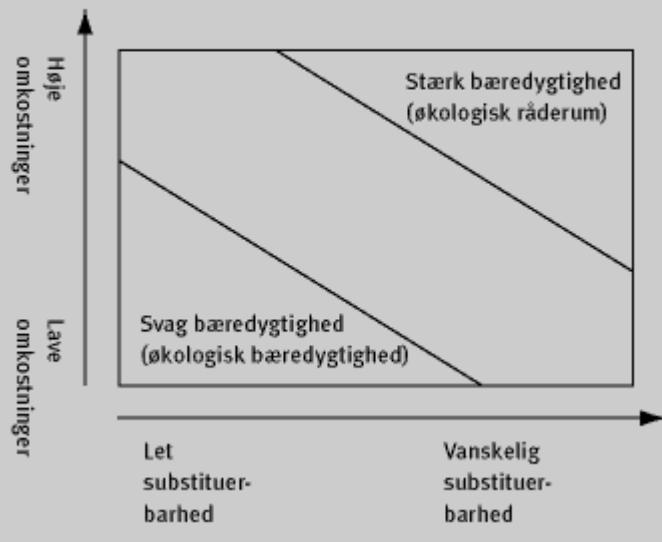
### 3.2.1. Bæredygtighedsprincippet

Et centralt etisk princip i forbindelse med substitutabilitet, bæredygtighedsprincippet, danner udgangspunkt for diskussionen.

Ifølge Dubgaard et al. (1999, s. 267 ff.) kan der skelnes mellem svag og stærk bæredygtighed. Dette er illustreret i figur 7. Som figuren viser, er det graden af substituérbarhed, der afgør hvorvidt der er tale om stærk eller svag bæredygtighed.

Figur 7

Økonomisk bæredygtighed og økologisk råderum



Kilde: Arler (1998)

Også Halsnæs et al. (2007) diskuterer bæredygtighedsbegrebet og dets oprindelse. Ifølge Halsnæs et al. (2007, s. 35) betyder stærk bæredygtighed, at "alle kapitalformer skal bevares i deres egen ret, og at der skal formuleres kriterier og grænser for forbrug af disse hver især, mens svag bæredygtighed indebærer, at alle kapitalformer ses under et, og at de samlet set skal kunne bidrage til givne forbrugsmuligheder over tid."

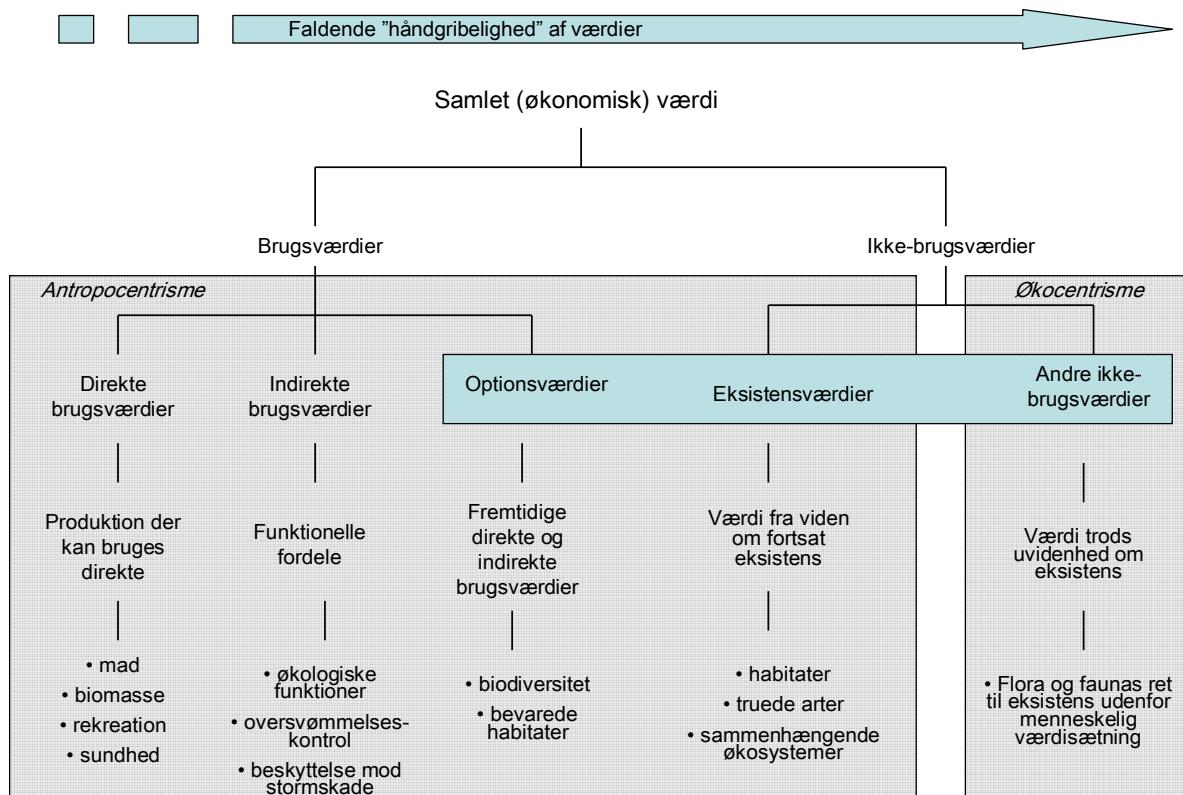
Bæredygtighedsprincippet har givet anledning til kontroverser mellem økonomer og økologer pga. divergerende opfattelser af substitutabilitet. Neumayer (2007) kritiserer eksempelvis Stern (2007) for at antage fuld erstattelighed mellem naturkapital og økonomisk kapital.

### Substitutabilitet

I økonomiske analyser er fuld substitutabilitet mellem forskellige former for kapital en central antagelse. Men når naturværdier er involveret, er en sådan antagelse etisk problematisk. Som Dubgaard (1999, s. 267) spørger: "Hvilke miljøværdier (...) falder ind under det økonomiske godebegreb, og hvilke (...) må vurderes ud fra andre værdikriterier?" Substitutabilitet af miljømæssige aktiver berører den problematiske værdisætning af naturkapital: Biodiversitet, menneskeliv og andre ikke-monetetære / svært værdisættbare goder. En diskussion af værdisætningsmetoder og deres problemer er udenfor rammerne af denne opgave.

IPCC (1996) giver en klar definition af forskellige typer af værdier af et miljømæssigt aktiv, som vist i figur 8 nedenfor.<sup>44</sup>

**Figur 8** Kategorier af økonomiske værdier tildelt miljømæssige aktiver



Tilpasset fra IPCC (1996 kap. 5 s. 164)<sup>45</sup>

Figur 8 gør klart, at jo længere mod højre en værdi ligger, jo mere ikke-erstatteligt bliver den / jo stærkere bæredygtighedsbegreb indbefatter den. I de følgende to afsnit diskuteses to modeller for inklusion af denne ikke-erstattelighed i den samfundsøkonomiske analyse.

<sup>44</sup> I figuren er optionsværdibegrebet blot ét værdibegreb ved miljømæssige aktiver. Det er tæt forbundet med brugsværdi og eksistensværdi, siden det er disse værdier man kan lære om over tid. Optionsværdier forstås i denne opgave som kombinationen af investering, usikkerhed og læringseffekt, og behandles under problem 3.

<sup>45</sup> Note: IPCC definerer optionsværdier som "fremitidige direkte og indirekte brugsværdier". I denne opgave er definitionen på en optionsværdi værdien af at "holde muligheder åbne", når der under irreversibilitet og usikkerhed er mulighed for læring (optionsværdi = irreversibilitet + usikkerhed + læring). Det er altså ikke den fremitidige direkte og indirekte brugsværdi, men udelukkende muligheden for fremitidige (positive og negative værdier), der i denne opgaves definition udgør en optionsværdi. Optionsværdier behandles i kapitel 3 under problem 3, usikkerhed.

### 3.2.2. Krutilla -Fisher modellen

Nogle tidlige teoretikere, der behandlede problemet med non-substitutabilitet, er Krutilla og Fisher (1975). Dette afsnit bygger på gennemgangen af Krutilla-Fisher modellen i Perman et al. (2003, s. 375 ff.), den klassiske model indenfor relative priser. Krutilla og Fisher benævner selv modellen som en illustration af optionsværdi, men i definitionen i denne opgave er der ikke tale om en optionsværdi, da der ikke er usikkerhed og læring over tid, fordi der fuld information om fra projektets begyndelse.

Det særegne i Krutilla og Fishers model er, at den medregner, at fordelene ved at udføre det naturødelæggende projekt falder over tid, mens værdien af det naturområde, der er gået tabt, stiger over tid. Modellen medtager altså øget knaphed på naturværdier over tid.<sup>46</sup>

Krutilla og Fisher begrunder ifølge Perman et al. (2003) denne øgede knaphed med:

- Teknologiudvikling, der giver faldende priser for materielle goder: Krutilla og Fisher medtager i deres beregning, at projektet ikke vil kunne betale sig i fremtiden, da fordelene ved projektet til den tid vil være faldet i pris pga. teknologiudvikling.
- Indkomstelasticitet
- Øgede substitutionsmuligheder for det givne projekt over tid

Nutidsværdiberegningen for et projekt ser ud som følger:

$$NPV = \int_0^T \{B(D)_t - C(D)_t - B(P)_t\} e^{-rt} dt \quad (25)$$

$$NPV = \int_0^T \{B(D)_t - C(D)_t\} e^{-rt} dt - \int_0^T B(P)_t e^{-rt} dt \quad (26)$$

Nu indføres vækstraten  $a$  for bevaringsværdien  $P$ :

$$NPV = \int_0^T \{B - C\} e^{-rt} dt - \int_0^T \{Pe^{at}\} e^{-rt} dt \quad (27)$$

Hvor  $B$  og  $C$  er de konstante strømme af fordelene ved projektet, mens  $\{Pe^{at}\}$  er den voksende strøm af bevaringsfordeler. Dette kan skrives som

$$NPV = NPV' - \int_0^T Pe^{-(r-a)t} dt \quad (28)$$

Lad  $T \rightarrow \infty$ . Så gælder det, at

---

<sup>46</sup> En anden måde at medtage, at værdien af naturkapitalen stiger over tid, er via Hoel og Sterners (2007) relative priser, som gennemgås i næste afsnit 3.3.

$$NPV = NPV' - \frac{P}{(r - a)} \quad (29)$$

Læg mærke til, at for  $a > 0$  vil nutidsværdien NPV være mindre end for  $a = 0$ , for et givet  $NPV'$ . Det betyder for det første, at det bliver sværere for projektet at bestå nutidsværditesten, hvis Krutilla-Fisher-argumenterne medtages i cost-benefit-analysen. For det andet kan udtrykket  $(r - a)$  fortolkes som, at der anvendes en særlig lav diskonteringsrate for bevaringsfordelene  $P$ . Særligt gælder det, at diskonteringsraten for bevaringsfordelene er 0, når  $r = a$ , og at diskonteringsraten bliver negativ, når  $a > r$ . Det interessante er, at de matematiske operationer altså svarer til at anvende forskellige diskonteringsrater for hhv. fordele og omkostninger ved et projekt. Selvom forskellige diskonteringsrater i sig selv afvises, kan inklusionen af den forventede fremtidige udvikling af priser for hhv. fordele og omkostninger give samme resultat: *"Krutilla-Fisher modellen fører til en mere bevaringsorienteret beslutningsregel, som fremkommer udelukkende på baggrund af økonomisk efficiens."* (Perman et al., 2003, s. 275)<sup>47</sup>

Der er dog nogle grundlæggende forskelle mellem det problem, som Krutilla og Fisher beskrev i 70'erne (udnyttelse af uberørte naturområder), og problemstillingen ved klimaforandringer. Ved udnyttelser af uberørte naturområder er det handling, der er irreversibel. Ved klimaforandringer er det ikke-handling der er irreversibel. Under klimaforandringer er beslutningsspørgsmålet: Skal vi investere i at ødelægge naturen mindre? Her drejer det sig om, hvorvidt en handling for at modvirke irreversible effekter skal foretages. Ikke-handling er altså de negative udfald for naturen.

Hvis Krutilla og Fishers resultater skal anvendes indenfor klimaforandringer, skal fortægnene derfor vendes om. Krutilla og Fisher antog, at teknologiudvikling ville føre til reducerede priser på materielle goder og dermed til en højere relativ værdi for naturværdier. På samme måde kan en cost-benefit-analyse tage højde for, at et projekt vil kunne betale sig i fremtiden, da fordelene vil være steget i pris (relative priser på naturværdier), og omkostningerne ved projektet vil være faldet i pris (teknologiudvikling på fx vedvarende energiteknologi).

---

<sup>47</sup> "The Krutilla-Fisher model leads to a more perservation oriented rule, but one which is arrived at entirely on the grunds of economic efficiency. "

### 3.2.3. Hoel-Sterner-modellen

Hoel og Sterner (2007) viderefører arven fra Krutilla og Fisher i en mere detaljeret teoretisk model, som Sterner og Persson (2008) har modelleret for at kunne give numeriske resultater.

Hoel og Sterner (2007) ser, ligesom Krutilla og Fisher, på to typer goder, miljøgoder (S) og øvrige forbrugsgoder (C), hvis relative prisforhold forandres over tid<sup>48</sup>.

Heal (2008, s. 17) gennemgår Sterner og Perssons (2008) model, og opstiller følgende udvidede Ramsey-regel for at illustrere den grundlæggende tanke.

$$\rho_{c,t} = f' + \eta_{cs} R(s) \quad (30)$$

Under klimaforandringer forventes, at miljøgoder bliver knappe i forhold til øvrige goder, og deres relative pris derfor stiger over tid. Derfor bliver nutidsværdien af et miljøgode også større, da diskonteringen modvirkes af den stigende relative pris. Den samlede diskonteringsrate kan endda blive negativ, hvis den relative prisstigning er større end diskonteringsraten.

Hoel og Sterner (2007) og Sterner og Persson (2008) begrunder den stigende relative værdi af miljøgoder i lighed med Krutilla og Fisher:

- Øget knaphed
- Teknologisk udvikling
- Forskellige vækstrater for forskellige goder under klimaforandringer

Hoel og Sterners nyttefunktion er:

$$W = \int_0^{\infty} e^{-\rho t} U(C, E) dt \quad (31)$$

Dermed bliver diskonteringsraten

$$r = \rho + \frac{-\frac{d}{dt} U_C(C, E)}{U_C(C, E)} \quad (32)$$

---

<sup>48</sup> Ved optionsværdier, som behandlet i forrige afsnit, ses på irreversibilitet, mens der i forbindelse med relative priser ses på en gradvis ødelæggelse af naturkapital. I praksis er der en glidende overgang mellem stigende knaphed og ødelæggelse, og dermed en glidende overgang mellem optionsværdier og relative priser.

Hvor  $U_C$  er den førsteordens-afledte af nyttefunktionen. Når en nutidsværdi af et miljøgode skal beregnes, er det altså ikke kun diskonteringsraten  $\rho$ , der skal tages hensyn til, men også

den relative prisændring (eller værdisætning). Værdien af miljøgodet er givet ved  $\frac{U_E}{U_C}$ . Denne

brøk angiver altså substitutionsforholdet mellem miljøgoder og øvrige goder. Den relative prisændring  $p$  bliver dermed:

$$p = \frac{\frac{d}{dt} \left( \frac{U_E}{U_C} \right)}{\left( \frac{U_E}{U_C} \right)} \quad (33)$$

Prisændringen afhænger altså både af forbrug af øvrige goder C og af miljøgodets værdi E. Hoel og Sterner (2007) ser det som en rimelig antagelse, at C stiger over tid, mens E er constant eller faldende, jf. begrundelserne ovenfor. I dette tilfælde er  $p$  positive. Kombinationen af diskontering og relative priser er altså  $r-p$  (i kontinuert tid). Dermed kan den samlede effekt altså være resultere i positiv "diskontering" ( $r-p>0$ ) eller negativ "diskontering" ( $r-p<0$ ) – dette afhænger af nyttefunktionens specifikation.

### *Modellering i DICE*

Sterner og Persson (2007) erstatter den iso-elastiske nyttefunktion (CRRA) (se mere om isoelastisk nytte i Dasgupta et al 1999, s. 60) i Nordhaus' DICE-model med ligning 34:

$$U(C) = C^{\frac{1-\alpha}{\alpha}} \quad (34)$$

Hvor nytten U afhænger af forbrug pr indbygger C, og af den marginale nytte af forbrug,  $\alpha$ .

Ligning 34 erstattes af en CES-nyttefunktion (constant elasticity of substitution) (ligning 35):

$$U(C, E) = \frac{1}{1-\alpha} \left[ (1-\gamma)C^{\frac{1}{\sigma}} + \gamma E^{\frac{1}{\sigma}} \right]^{\frac{(1-\alpha)\sigma}{\sigma-1}} \quad (35)$$

Hvor nytten nu afhænger af forbruget af to goder, C og E, hvor E er ikke-markedsomsatte miljøgoder. Substitutionselasticiteten er  $\sigma$ , og  $\gamma$  viser, hvor stor en del af forbruget der udgøres af miljøgoder.

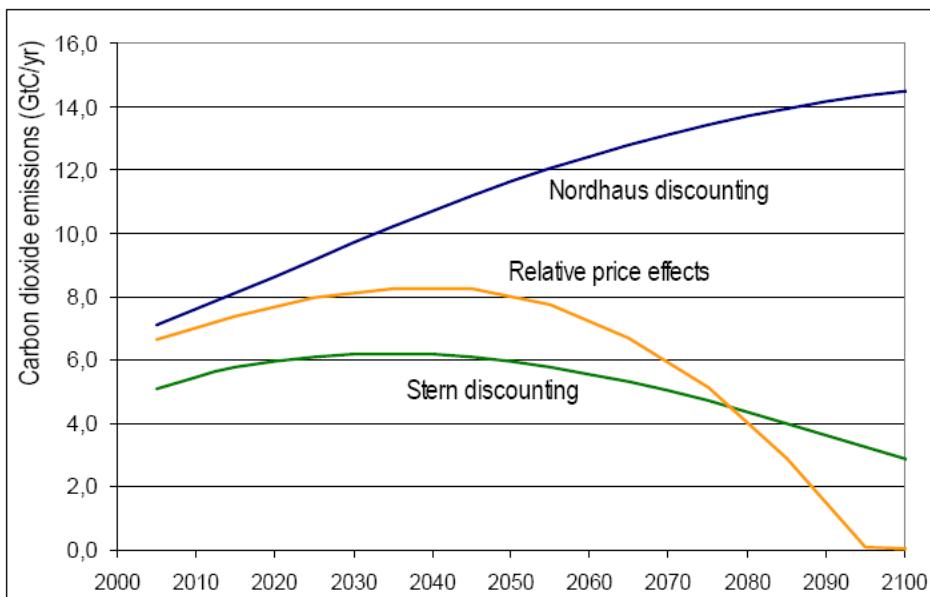
Derudover har forfatterne inkluderet, hvordan forbruget af miljøgoder ændres over tid med stigende klimaforandringer. Hoel og Sterner antager, at udbud af miljøgoder er negativt påvirket af temperaturændringer  $T(t)$ , og at denne forhold følger den kvadratiske form:

$$E(t) = \frac{E_0}{[1 + aT(t)^2]} \quad (36)$$

Hvor  $a$  er konstant og  $E_0$  er forbruget af miljøgoder i år 0.

Sterner og Persson (2007) sætter miljøgoders andel af forbruget til 20 %. Dette bruges til at kalibrere modellen. Resultatet er vist i figuren nedenfor:

**Figur 9: Optimale CO2 udledningsstier i den tilpassede DICE Model**



Figurtekst: Den blå, øverste linje (Nordhaus-diskontering) repræsenterer en høj diskonteringsrate; den grønne linje (Stern-diskontering) repræsenterer den lave diskonteringrate anvendt i Stern (2007). Den orange linje ("Relative price effects") repræsenterer en kørsel med en høj diskonteringsrate og stigende relative priser for miljøgoder over tid.

Kilde: Sterner og Persson (2007)

Selv med Nordhaus' høje diskonteringsrate ses, at den separate modellering af miljøgoder en meget lavere udledningssti for CO2; reduktionen af CO2 er endda kraftigere end anbefalingerne i Stern (2007). Dermed når Sterner og Persson (2007) indirekte en højere CO2-skadesomkostning (som er relevant for den samfundsøkonomiske analyse i kapitel 4).

Den konkrete numeriske værdi for substitutionselasticiteten  $\sigma$  er ifølge Sterner og Persson (2007, s. 13 ff.) svær at estimere. Forfatterne diskuterer særligt implikationerne af at inddrage endnu flere godetyper i modellen. Igen gælder (ligesom for flere forskellige diskonteringsrater i Weitzman), at den samlede elasticitet ikke er det simple gennemsnit af de enkelte elasticiteter, men derimod konvergerer mod den laveste elasticitet, da disse dominerer beregningen pga. deres øgede nytteandel.

### 3.2.4. Forskellige diskonteringsrater til forskellige projekter

Cline (1999, s. 135) og Frederick et al. (2002 s. 358) diskuterer, hvorvidt forskellige diskonteringsrater skal anvendes til forskellige goder. Hvis forskellige goder har forskellige tidspræferencer, bør de ifølge Frederick et al. (2002 s. 258) diskonteres forskelligt (forfatterne nævner “*banana time preference*” som eksempel). Heal (2008, s. 5) opstiller følgende ligning for en model hvor hvert gode diskonteres med sin egen diskonteringsrate:

$$\rho_{i,t} = \delta + \eta_{ii}(c_t)R(c_{i,t}) + \sum_{j \neq i} \eta_{ij}(c_t)R(c_{j,t}) \quad (37)$$

Begrundelsen ifølge Heal (2008, s. 5) for at behandle forbrug  $c$  som en vektor af flere forskellige goder er, at forskellige goder opfører sig forskelligt under klimaforandringer mht. knaphed og dermed pris og forbrug. Forbruget af nogle goder under klimaforandringer vil falde, mens andre vil stige.<sup>49</sup> Dette tager Hoel og Sterner højde for, og matematisk svarer en særlig "miljø"-diskonteringsrate til det til Krutilla-Fisher-modellens antagelse og stigende pris på naturkapital.

Hensyntagen gennem diskonteringsraten afvises af nogle forfattere. Dasgupta et al. (1999, s. 53) slår fast: “*Diskonteringsrater er ikke projekt-specifikke: de samme diskonteringsrater skal benyttes til alle projekter*”<sup>50</sup> Forfatterne mener, at projekt-specifikke diskonteringsrater blot er til for at “*pynte på*”<sup>51</sup> den velfærdsøkonomiske analyses resultat. Forfatterne argumenterer for, at det i stedet er den fremtidige værdi af eksempelvis biodiversitet eller klimaødelæggelser der skal forhøjes, hvis samfundet værdisætter disse ting meget højt.

---

<sup>49</sup> *It is not impossible that in a world of dramatic climate change and environmental degradation consumption might fall at some point. It is even more likely that some aspects of consumption would fall while other continue to rise - recognizing this requires that we treat consumption as a vector of different goods that can be affected differently by climate change.” Heal 2008*

<sup>50</sup> “ [...] discount rates are not project specific: the same set of discount rates should be used in the evaluation of all projects.” Dasgupta et al. (1999, s. 53)

<sup>51</sup> “to make them look good”, Dasgupta et al. (1999, s. 43)

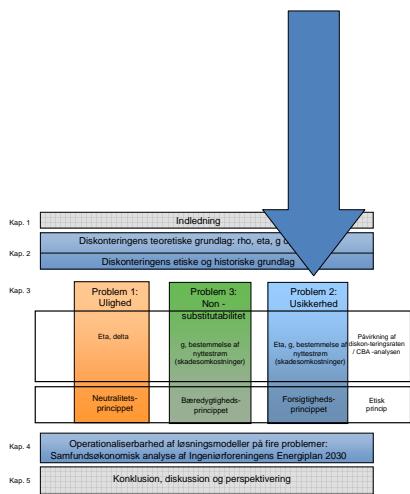
Andre godtager projektspecifikke diskonteringsrater: Stiglitz (i Lind 82 s. 10). Cropper og Laibson (1999, s. 170): argumenterer for lavere miljø-diskonteringsrate.

Men diskonteringsrater kan også være forskellige fra land til land, da parameterværdierne i Ramsey-ligningen, eller, hvis efficienstilgangen følges, de værdier som kan aflæses af markedstransaktioner, varierer fra økonomi til økonomi. Cline (1999) ser på, hvordan diskonteringsrater kan variere mellem lande, påvirket af forskellene i landenes vækstrater ( $g$ ) og elasticiteten af marginalnytte ( $\eta$ ). Således kan diskonteringsraten i et udviklingsland let nå op på 6-8 %, hvis både  $\eta$  og  $g$  er høje. Dette udgør et særligt problem ved klimaforandringer, da der er tale om et globalt projekt. Dermed er det et særligt problem at vælge den rigtige diskonteringsrate ved projekter med global effekt.

### **3.2.5. Delkonklusion for problem 2**

Effekten på naturkapital kan inkluderes i samfundsøkonomiske beregninger ved at inkludere relative priser. Hvordan ødelæggelsen af naturkapital påvirker CO2-prisen er ikke estimeret i de modeller - men det står med Sterner og Persson (2007) klart, at påvirkningen er af samme størrelsesorden som valget af diskonteringsrate. Inklusionen af relative priser alene resulterer nemlig i en optimal udledningssti i lighed med et skift fra diskontering som i Nordhaus (1999) til Stern (2007).

### 3.3. Problem 3: Usikkerhed



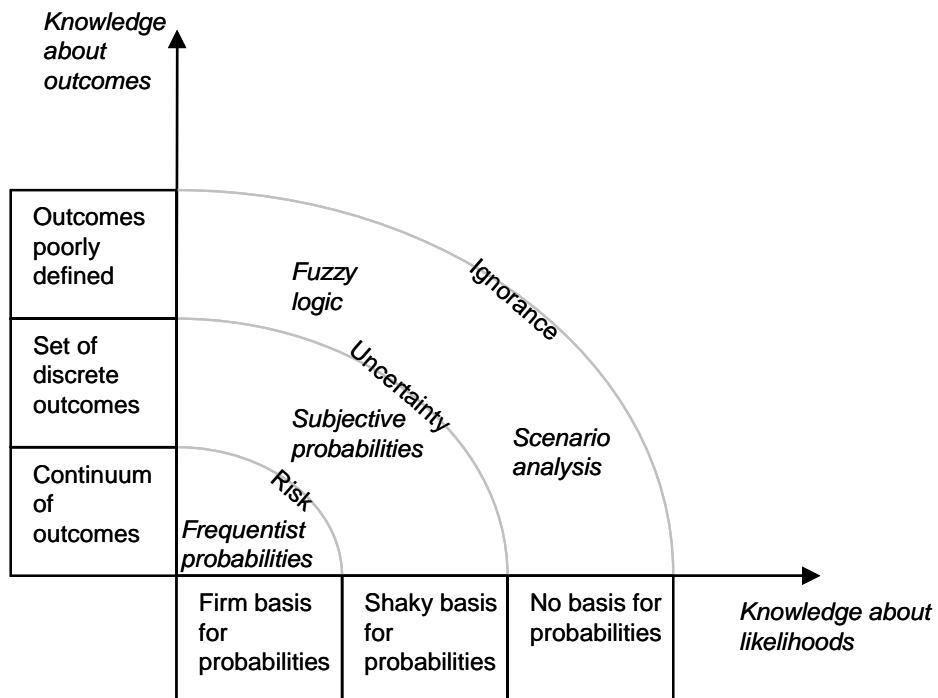
Det er svært at opdele emnet usikkerhed på en éntydig måde.

Usikkerhed kan

- Omhandle usikkerhed om selve diskonteringsraten eller usikkerhed om den fremtidige økonomiske udvikling som helhed
- Være endogen eller eksogen usikkerhed,
- Omhandle non-marginale (som ved analyse af klimaforandringer med IAM-modeller) eller marginale (som ved cost-benefit-analyse af marginalt projekt) projekter
- Være med sandsynligheds-fordeling (risiko) eller uden sandsynligheds-fordeling (uvished)
- Være stor eller lille (katastrofale effekter, fat tails, uendelig varians)
- Inkludere effekter på naturkapital via modellering af irreversibilitet, inkludere naturkapital via modellering af naturkapital som separat gode, eller helt uden hensyn til naturkapital

Figur 10 illustrerer forskellige usikkerhedsbegreber:

**Figur 10**



Kilde: IPCC 2007

Som figur 10 viser, er der flere forskellige definitioner af usikkerhed, alt efter sandsynlighedsfordelingens beskaffenhed. I denne opgave bruges begrebet usikkerhed, når sandsynlighedsfordelinger kan tildeles (selvom grundlaget muligvis er usikkert, som den midterste kolonne i figuren antyder).

Jeg har valgt at gå i dybden med følgende tre aspekter af usikkerhed:

- Hyperbolsk diskontering pga. usikkerhed om fremtidig vækst (afsnit 3.3.2)
- Irreversibilitet og usikkerhed i investeringsbeslutningen (Fisher og Narain , 2003; Schimmelpfennig, 1995) og for tærskelleffekter (Carpenter et al.1999) (afsnit 3.3.3.)
- Non-marginal, endogen usikkerhed omkring vækst: Dietz (2006), Tol (2003) (afsnit 3.3.4.).

Det grundlæggende etiske princip bag usikkerhed i forbindelse med klimaforandringer er forsigtighedsprincippet, som gennemgås indledningsvist. Et centralt etisk princip i forbindelse med usikkerhed, forsigtighedsprincippet, danner udgangspunkt for diskussionen.

### **3.3.1. Forsigtighedsprincippet**

Ifølge Gollier og Treich (2003, s. 81) er forsigtighedsprincippet et generelt argument imod “vent-og-se” og “lær først, handl dernæst” og “business-as-usual” strategier.<sup>52</sup> Forsigtighedsprincippet bygger på det tyske begreb ”Vorsorge”, som betyder forebyggelse<sup>53</sup> og dukkede op i tysk miljølovgivning i 1970’erne. Populært kendt blev forsigtighedsprincippet med Rio-deklarationen om miljø og udvikling fra 1992, der i princip 15 lyder således:

*”For at beskytte miljøet skal landene anvende forsigtighedsprincippet i bred forstand i overensstemmelse med deres muligheder. I tilfælde af alvorlige trusler eller irreversibel skade, skal manglen på fuldstændig videnskabelig sikkerhed ikke benyttes til at udskyde omkostnings-effektive tiltag for at forebygge miljømæssig ødelæggelse.”<sup>54</sup>*

Ifølge Dubgaard (1998) opdeler O’Riordan og Cameron (1994) forsigtighedsprincippet i tre kategorier:

#### ***”Det svage forsigtighedsprincip***

*Risici skal være videnskabeligt bevist, før samfundet kan gribe ind med forbud eller regulering, og de beregnede fordele ved indgreb skal være større end omkostningerne. For at det kan give mening at tale om et forsigtighedsprincip, må man gå ud fra, at beslutningstageren har risikoaversion.*

#### ***Det moderate forsigtighedsprincip***

*Denne version af forsigtighedsprincippet kræver ikke, at risici er endegyldigt bevist. Indgreb kan begrundes med en (bestyrket) mistanke om skadelighed. Økonomiske hensyn kommer ind gennem anvendelse af et proportionalitetsprincip sammen med forsigtighedsprincippet.*

#### ***Det stærke forsigtighedsprincip***

*I sin yderste konsekvens kan forsigtighedsprincippet tolkes som et krav om, at samfundet helt skal afholde sig fra aktiviteter, der indebærer en risiko for væsentlige negative konsekvenser på fx miljøområdet - uanset omkostningerne. Afvejninger kommer ikke på tale, og et begreb*

---

<sup>52</sup> “[T]he PP takes a committed stand against “learn-then-act,” “wait-and-see” or “business-as-usual” strategies and in favor of premature preventive actions.”

<sup>53</sup> Gollier og Treich oversætter det dog til det engelske begreb foresight, dvs. fremsynethed.

<sup>54</sup>Egen oversættelse. Originalversion: “In order to protect the environment, the precautionary approach shall be widely applied by States according to their capabilities. Where there are threats of serious or irreversible damage, lack of full scientific certainty shall not be used as a reason for postponing cost-effective measures to prevent environmental degradation. “

(Forenede Nationer, 1992)

*som grænseværdier accepteres ikke. Vælger man det stærke forsigtighedsprincip reduceres den økonomiske analyse til konsekvensberegninger af på forhånd givne beslutninger. Omvendt vil anvendelse af det svage forsigtighedsprincip føre over i en optimeringsanalyse.”*

Der er mange paralleller mellem svag og stærk bæredygtighed (jf. forrige afsnit) og det svage og stærke forsigtighedsprincip. Den populære og intuitive fortolkning af forsigtighedsprincippet er, at usikkerhed skal føre til færre irreversible handlinger. Det er netop det, der i forsigtighedsprincippet udtrykkes med ”irreversible damage” og ”lack of full scientific certainty” (UN, 1992).

Ifølge Andersen (1998) er ”*den grundlæggende idé ved at anvende forsigtighedsprincippet at forøge fremtidens valgmuligheder*”. Andre faggrupper har andre definitioner af bæredygtighed. Ifølge Arler (1998) er forsigtighedsprincippet juridisk set et spørgsmål om *bevisbyrde*. *Det er den potentielle skadevolder, der skal bevise eller sandsynliggøre*, at der ikke vil opstå væsentlige skader som følge af en påtænkt handling, eller at eventuelle skader ikke er alvorligere, end at de kan kompenseres *på rimelig vis* overfor de berørte parter. Denne fortolkning af forsigtighedsprincippet ses fx i forbindelse med EU’s kemikalielovgivning REACH.

Arler (1998) fortolker forsigtighedsprincippet som ”bæredygtighed på langs” (Arler, 1998), forsigtighedsprincippet over tid. Ifølge Arler (1998) siger bæredygtighedsprincippet altså, at der også skal udvises forsigtighed på længere sigt, det vil sige ud over de nulevende generationers horisont. Bæredygtighedsbegrebet er behandlet under problem 2 i forrige afsnit.

### **3.3.2. Hyperbolsk diskontering**

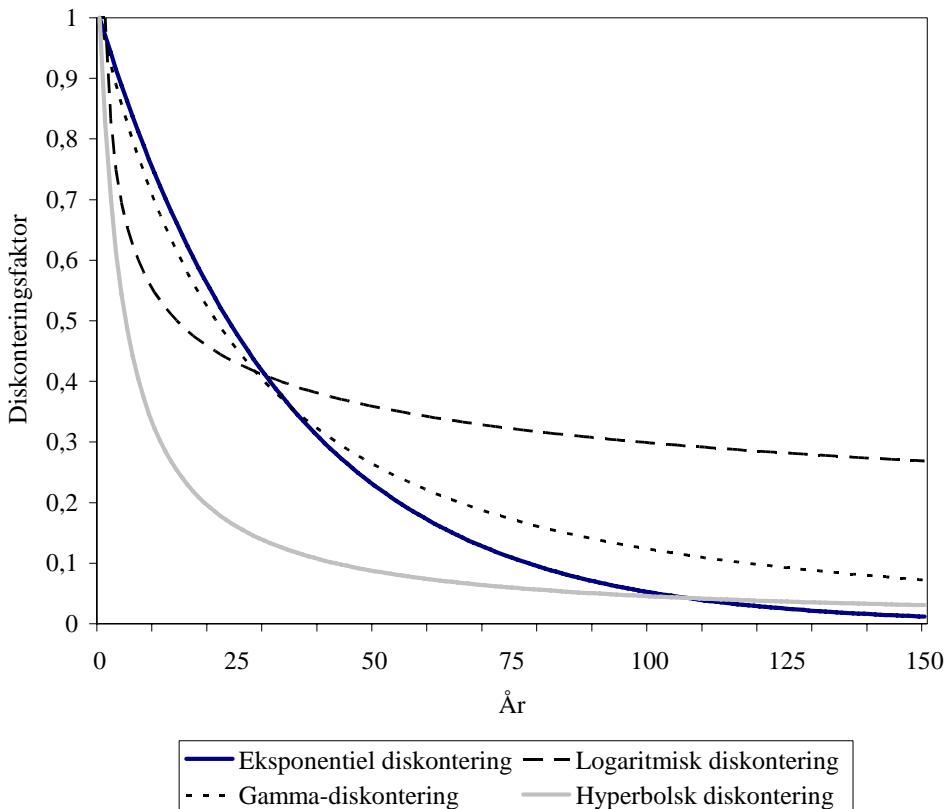
En løsning på en positiv diskonteringsrates ”tyranny of the present” kan være aftagende diskontering. Der findes flere argumenter for at anvende en sådan:

- Hyperbolske præferencer
- Usikkerhed omkring fremtidig vækst eller omkring selve diskonteringsraten
- Øvrige årsager til ikke-konstant diskontering (fx relative priser, se forrige afsnit)

I dette afsnit ses kun på usikkerhed som begrundelse for hyperbolsk diskontering.

Den hyperbolske diskontering er illustreret i forhold til den eksponentielle ("almindelige") diskontering samt Gamma-diskontering og logaritmisk diskontering (sidstnævnte gennemgås ikke i denne opgave) i figur 11.

**Figur 11**



Kilde: Møller (2008, s. 91, og egen tilpasning)

Usikkerhed omkring selve diskonteringsraten eller usikkerhed omkring fremtidig vækst kan føre til hyperbolsk diskontering.

#### *Usikkerhed omkring selve diskonteringsraten*

Weitzman (2001) benytter økonomers uenighed til at begrunde den aftagende diskontering, da forskellige økonomers bud på diskonteringsraten viser sig at følge en gamma-fordeling. Møller (2008, s. 79) kalder Weitzmans begrundelse for *"temmelig besynderlig"* (Møller 2008, s. 79). Det er problematisk, at Weitzman lægger en spørgeskemaundersøgelse til grund for diskonteringsratens udførmning, da mange økonomer har opfattet spørgsmålet vidt forskelligt. Derudover må faglighed tilslige, at det

er det bedste argument, ikke bare gennemsnittet eller flertallet, der skal afgøre striden om diskontering.

Weitzman (1998) benytter usikkerhed omkring den fremtidige diskonteringsrate som argument for en faldende diskonteringsrate. Denne benævnes også risikojusteret eller sikkerhedsækvivalent diskonteringsrate (jf. Hepburn 2008, s. 13, Heal (2008, s. 11).

#### *Usikkerhed omkring fremtidig vækst*

I den nyere litteratur bliver risikoen for negativ påvirkning af væksten pga. klimaforandringer fremhævet. Lind (1995, s. 383 ff.) beskriver den tætte, gensidige påvirkning mellem klima og vækst: Vækst forårsager CO<sub>2</sub>-udledning og dermed klimaforandringer, men samtidig kan klimaforandringer skabe irreversible ændringer i biosfæren og dermed betyde en risiko for negativ vækst. Også Azar og Sterner (1996, citeret i Hoel og Sterner 2007, s 269) skriver: "*Limits to future economic growth imply lower discount rates and therefore higher values of damage per ton of carbon emitted.*" Andersen (2007) skriver: "*Der kan gøres indvendinger mod forventningen om stadigt stigende forbrug, idet noget af dette forbrug tilvejebringes ved nedslidning ikke blot af kapitalapparat og infrastruktur, men også ved forbrug af ikke-fornybare naturlige ressourcer. De forsøg der er gjort på at korrigere mål for økonomisk vækst for eksterne omkostninger, f. eks. med et Grønt BNP eller Index for Sustainable Economic Welfare (ISEW), fører til forbrugsvækstrater som er noget lavere end de officielle, men viser ikke for industrielandene negativ økonomisk vækst.*"

#### *Usikkerhed og tidsinkonsistens*

Cropper og Laibson (1999, s. 164) diskuterer konsekvenserne ved hyperbolsk diskontering – tidskonsistens. Hvorvidt dette fører til tidsinkonsistens<sup>55</sup> diskuterer Hansen AC (2006), Gollier (2002) og Hepburn (2008). Hepburn (2008) argumenterer for, at hyperbolsk diskontering ikke giver anledning til tidsinkonsistens, hvis det er forbrugsdisknoteringsraten og ikke den rene tidspræferencerate, der er hyperbolsk pga. faldende (stigningstakt i) væksten. Dette er en vigtig konklusion, da hyperbolsk diskontering ofte på forhånd afskrives pga. dynamisk inkonsistens. Hepburns argumentation gør klart, at hyperbolsk diskontering ikke behøver at give anledning dertil.

<sup>55</sup> Tidsinkonsistens: Som vist i kapitel 2 er tidkonsistens formelt givet, hvis det for to vilkårige forbrugsprofiler  $(C_t, \dots, C_T)$  og  $(C'_t, \dots, C'_T)$  med  $C_t = C'_T$  gælder at  $U_t(C_t, C_{t+1}, \dots, C_T) \geq U_t(C'_t, C'_{t+1}, \dots, C'_T)$  hvis og kun hvis  $U_{t+1}(C_t, C_{t+1}, \dots, C_T) \geq U_{t+1}(C'_t, C'_{t+1}, \dots, C'_T)$ . Dette betyder altså, at diskontering er konstant over tid.

### **3.3.3. Usikkerhed i investeringsbeslutningen: optionsværdi**

Den økonomiske teori om optionsværdier er et forsøg på at operationalisere forsigtighedsprincippet. Ifølge OECD (2006, s 182) er optionsværdi-begrebet én måde, hvorpå forsigtighedsprincippet kan medtages i beslutningsprocessen.<sup>56</sup> Derfor gennemgås princippet nedenfor, inden tre modeller for optionsværdier analyseres, og deres anvendelighed med henblik på samfundsøkonomiske analyser under klimaforandringer diskutes.

I litteraturen er der nogen uklarhed om brugen af begreberne optionsværdi, kvasi-optionsværdi og real optionsværdi.<sup>57</sup> Jeg benytter derfor kun begrebet optionsværdi, og definerer det på følgende måde:

**Optionsværdi = usikkerhed + irreversibilitet + læring**

Definition af usikkerhed: Usikkerhed blev defineret i forbindelse med figur 10. Hvor tidlige litteratur indenfor optionsværdier beskæftigede sig med usikkerheden omkring hvorvidt global opvarmning overhovedet fandt sted, er usikkerheden i dag i højere grad om tærskelleffekterne og størrelsesordenen.

Definition af irreversibilitet:

Der er flere definitioner af irreversibilitet. Én definition af irreversibilitet er, at afskrivningsraten er lig 0, dvs. sunk cost, men man kan også opfatte irreversibilitet som en uendelig omkostning, hvis eksistensværdi ødelægges varigt.

Definition af læring:

For alle optionsværdier gælder, at de eksisterer, hvis der er en læringseffekt, dvs. hvis der over tid kan indsames mere viden om den irreversible effekt og usikkerheden omkring den ”sande værdi” over tid bliver mindre. Hvis der er fuldkommen viden om værdien, er

---

<sup>56</sup> Alternativt kan forsigtighedsprincippet formuleres som ”sikre minimumsstandarder” eller gennem det stærke bæredygtigheds-begreb. I næste kapitel omhandles en økonomisk fortolkning af bæredygtighedsbegrebet, hvor emnet usikkerhed og risiko for økonomien som helhed behandles.

<sup>57</sup> Den historiske baggrund for teorien om optionsværdier udgøres af følgende centrale publikationer, der alle har afvigende definitioner af optionsværdien.

Weisbrodt, Cicchetti (1964) og Freeman (1971): Risikoaversionspræmie uden læring  
Krutilla og Fisher (1975): Værdi af relative priser (jf. forrige afsnit) under antagelse af risikoaversion  
Arrow og Fisher (1974), Henry and Hanemann: Værdien af information, der først star til rådighed senere, dvs. usikkerheden forsvinder over tid, og der er en læringseffekt under antagelse af risikoneutralitet.  
Dixit og Pindyck (1994): Værdien af at have muligheden for at udbygge et område næste periode  
OECD (2006, s. 146) har en meget snæver opfattelse af (kvasi)optionsværdier; i den kontekst er optionsværdien blot værdien af at vente. De nævner, at der kan være to modsatrettede optionsværdier i forbindelse med klimaprojekter, men analyserer det ikke yderligere. OECD holder sig til fortolkningen af optionsværdi som værdien af ekstra information forud for en irreversibel investering.

irreversibilitet ”ikke noget problem”, da det i så tilfælde er med fuldt overlæg, at værdien ødelægges.<sup>58</sup>

Der er tre effekter, som den traditionelle modellering og cost-benefit-analyse ikke tager højde for. Jeg skelner mellem tre former for optionsværdier:

- A. Naturkapitalirreversibilitet. Optionsværdien af ikke irreversibelt at ødelægge en naturværdi.<sup>59</sup>
- B. Negativ Investeringsirreversibilitet<sup>1</sup><sup>60</sup> Optionsværdien af ikke irreversibelt at investere i kapitalapparat til CO2-reduktion (valgfriheden ved at udsætte irreversible investeringsbeslutninger) Dvs. værdien af at udskyde projektet.
- C. Positiv Investeringsirreversibilitet 2: Optionsværdien der skabes med teknologiudviklingen, som igangsættes med en irreversibel investering.

Dette afsnit koncentrerer sig om tre modeller: Fisher og Narain (2003) sammenfatter effekt A og B i én model. Effekt C illustreres ved hjælp af Schimmelpfennigs (1995) model. Sidst beskrives Carpenter et al. (1999), en model fra den naturvidenskabelige litteratur, hvis resultater muligvis kan anvendes indenfor klimaøkonomi.

#### *Fisher & Narain-modellen: investeringsirreversibilitet og klimairreversibilitet*

Fisher og Narain (2003) sammenfatter optionsværdi fra investeringsirreversibilitet og optionsværdi fra klimairreversibilitet i én model og viser, at optionsværdiens fortegn er afhængig af, hvilken effekt der dominerer. Fisher (2000) viser ækvivalens af optionsværdi fra investeringsirreversibilitet og optionsværdi fra klimairreversibilitet.

Forfatterne udvikler en numerisk to-periode-model og undersøger, hvordan den optimale investering i udledningsreduktion (abatement) i første periode påvirkes af (1) læring om

---

<sup>58</sup> Eksempel: Et hus rives ned for at bygge et nyt. Nedrivningen er irreversibel, men der er ikke nogen irreversibilitetseffekt, hvis alle fordele og ulemper ved nedrvningen er kendt. Hvis det senere viser sig, at huset var et oltidsminde, så er der fx tale om en irreversibilitetseffekt. Hvis der er tvivl om, hvorvidt det er et oltidsminde eller ej, skal værdien af denne læring over tid medtages i cost-benefit-analysen.

<sup>59</sup> Der er en vigtig interaktion mellem eksistensværdiers irreversible ødelæggelse og diskontering: At miste en eksistens-sværdi (Jf problem 2) i al fremtid kan jo føre til en uendelig værdi der går tabt, hvis diskontering er negativ eller 0 – og hvis væksten i diskonteringsraten er endogen, så forstærkes problemet yderligere, da diskonteringsraten falder jo flere eksistens-værdier går tabt → selvreferentielt argument.

<sup>60</sup> Det traditionelle eksempel: Wilderness development, hvor der over tid læres om naturkapitalens værdi. Utraditionelt eksempel: Investeringsbeslutning i et kulkraftværk. Læringseffekten kan i dette tilfælde betyde, at der over tid fås mere information om stigende skadesomkostninger over tid, strammere regulering over tid. Informationerne betyder, at med den nye information ville investeringsbeslutningen ikke være taget; men når den er taget, er den ”sunk cost” og kan ikke ombesluttes, og kulkraftværket udkonkurrerer vedvarende energi, selvom det ikke er efficient længere.

skader (2) investeringsirreversibilitet (sunk cost) og (3) klimairreversibilitet (en persistent beholdning af CO<sub>2</sub> i atmosfæren).

Resultaterne viser, at investeringsirreversibiliteten påvirker investeringsbeslutningen negativt, mens klimairreversibiliteten påvirker den positivt. Kvantitativt dominerer investeringsirreversibiliteten, men det er bestemt ud fra modellens parametre.

#### *Schimmelpfennig, 1995: Optionsværdi af vedvarende energi*

Schimmelpfennig tager en anden tilgang til optionsværdien, og beskriver optionsværdien ved at investere i vedvarende energi. Schimmelpfennigs tankegang beskrives i Dietz og Stern (2008, s. 108): "*We risk an irreversible (i.e. locked-in) investment in energy- and carbon-intensive capital that produces GHG emissions, making delay in the achievement of a particular stabilization target costly because we will have to make much more rapid reductions later*".

Udviklingen af vedvarende energi er karakteriseret ved, at den indeholder en optionsværdi: Hvis den vedvarende energi udvikles, kan vi vælge at bruge den eller ikke bruge den; hvis den derimod ikke udvikles, kan vi kun vælge ikke at bruge den. Hvis der derfor bliver brug for store mængder vedvarende energi i fremtiden, er der en optionsværdi forbundet med at "holde mulighederne åbne" (denne tankegang er parallel til Krutilla-Fisher-modellen omtalt under problem 2). Schimmelpfennig (1995) konkluderer, at inklusionen af optionsværdien ved anvendelsen af vedvarende energi giver investeringer i vedvarende energi en større nutidsværdi end hvis optionsværdien udelades.

#### *Carpenter et al. 1999: irreversible tærskelleffekter*

Carpenter, Ludwig og Brock (1999, beskrevet i Heal og Kristrøm, 2002) er en model, som er hentet fra en anden kontekst og beskriver forureningen af en sø med fosfor som endogen usikkerhed omkring tærskelleffekter. Det viser sig, at denne model er en god analogi til klimaforandringer, da den beskriver usikkerhed om tærskelværdier. Over et bestemt udledningsniveau kan marginalomkostningerne blive uendeligt store. Derfor resulterer modellen i, at udledningsreduktion er efficient; dermed støttes forsigtighedsprincippet. Forfatterne skriver: "*We believe that the precautionary principle that emerges from our model applies to a wide range of scenarios in which maximum benefit is sought from an ecosystem subject to hysteretic or irreversible changes.*"

Carpenter et al.'s resultater afhænger dog af, at der ikke er nogen investeringsomkostning forbundet med at stoppe udledningen. Det ville være interessant at udvide modellen til også at indeholde investeringsomkostninger, og så finde "break-even" prisen for hvornår investering i udledningsstoppet er økonomisk optimalt. Modellen er yderligere beskrevet i Kristrøm og Heal (2002, s. 27-28).

### 3.3.4. Endogen risiko i en non-marginal model

Endogen usikkerhed i en non-marginal situation beskriver kernen af problemet med klimaforandringer. Trods denne centralitet er dette afsnit begrænset til at give et overblik over problemstillingerne, som litteraturen præsenterer. En fordybet gennemgang i endogen risiko i non-marginale modeller kunne være genstand for et helt speciale i sig selv.

#### *Endogenitet vs. eksogenitet*

Usikkerheden omkring væksten kan enten være eksogen givet, eller afhænge af forbruget og dermed være endogen for modellen. Eksogen usikkerhed behandles i Henry og Henry (2002), Chilinsky og Heal (1993) og Weitzman (2007, 2008) (der anvender begrebet "fat tails"). Hepburn (2008) og Heal (2008, s. 21) opstiller Ramsey-reglen under (eksogen) usikkerhed omkring vækstraten:

$$\rho = \delta + \eta(c_t)R(c_t) - \frac{1}{2}\mu^2\sigma^2 \quad (38)$$

Hvor  $t$  er uafhængigt og identisk fordelt (iid) med normalfordelingen  $N(\mu, \sigma^2)$

Forbrugsdiskonteringsraten falder altså med en stigning i middelværdien og spredningen af vækstraten. Problemet med denne formulering er, at usikkerheden omkring væksten ikke er korreleret med forbruget og dermed er uafhængig af CO<sub>2</sub>-udledningen.

Økologisk økonomi (ecological economics) har ifølge Dietz (2006) spillet en stor rolle i at afdække disse problemer / svagheder ved samfundsøkonomiske analyser under klimaforandringer. Han skriver: "*In recent years, economists have developed analyses that account for exogenous uncertainty in future consumption. These have given rise to the idea that uncertainty over future consumption can be tackled via the application of an exogenous, certainty-equivalent, time-declining discount rate (Gollier, 2002, Groom et al 2005, Newell og Pizer 2003, Weitzman, 1998, 2004). The difficulty is that this approach depends on the assumption that uncertainty over future consumption is independent of the policy choice being contemplated*"

Endogen usikkerhed under klimaforandringer fremstår konceptuelt stærkere, da det kan medtage feed-back-effekter, dvs. klimaforandringernes mulige negativ påvirkning af (økonomisk eller "økologisk") vækst.

### *Marginalitet vs. non-marginalitet*

Usikkerhed findes i både non-marginale (hvor scenarieanalyse skal bruges) og *marginal* projekter (hvor forventet nytte kan bruges) (jf. Tol 2003, note 4, s. 286). Den samfundsøkonomiske analyse i denne opave er marginal i forhold til de globale risici for katastrofale klimaforandringer, men mange modeller opererer med analyser af tiltag mod klimaforandringer i et globalt perspektiv (fx Stern, 2007), som derfor er non-marginale projekter.

### *Stor usikkerhed / katastrofale effekter: Usikkerhed uden sandsynlighedsfordeling*

Under klimaforandringer er mange usikkerhedsparametre så uvisse, at der ikke kan defineres nogen sandsynlighedsfordeling for dem. Dette beskæftiger Tol (2003), Chichilnisky og Heal (1993) og Weitzman (2004, 2008) sig med.

Men kan teorien om forventet nytte, som opererer med kendte sandsynligheder, anvendes i forhold til klimaforandringer, hvor sandsynligheder er ukendte og der dermed er tale om usikkerhed og ikke om risiko? Heal (2002, s. 30) skriver klart: "*Dette fundamentale spørgsmål kender vi endnu ikke svaret på*".

Dubgaard 1998, s. 4: "Skal der træffes valg under usikkerhed (dvs. uden en kvatificeret sandsynlighed for udfaldet), er forventet nytte-konceptet ikke operationelt. Her kan forsigtighedsprincippet tænkes at repræsentere en alternativ norm for hensigtsmæssige beslutninger" Hvordan Dubgaard ser forsigtighedsprincippet implementeret er dog uvist.

For en gennemgang af Weizman (2007), se Heal (2008, s. 27).

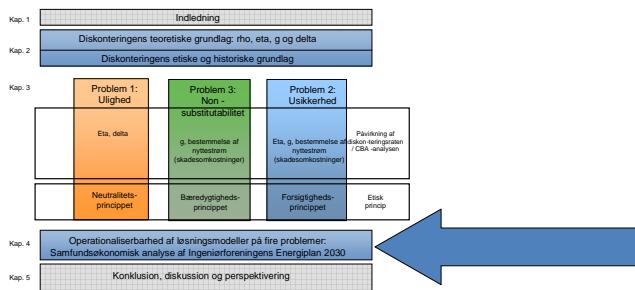
### **3.3.5. Delkonklusion for problem 3**

Litteraturen om usikkerhed peger i mange forskellige retninger, og der er behov for integration af de forskellige resultater. Også resultaterne under hhv. problem 1, 2 og 3 er i dag ikke sammenfattet i litteraturen. Et indledende forsøg præsenteres af Gollier (2008), der forsøger at sammenfatte usikkerhed og den negative påvirkning af naturkapital, som er blevet diskuteret under problem 2 i en matematisk-teoretisk model. Hvis ulighed også kunne komme ind i Gollier-modellen, så ville både problem 1, 2 og 3 være medtaget.

Der er behov for yderligere forskning for at kunne integrere problem 1, 2 og 3 i én og samme analyse, der også kan levere kvantitative resultater, som kan anvendes i samfundsøkonomiske analyser.

# 4

## Diskontering i Ingeniørforeningens Energiplan



I dette kapitel sammenfattes analysen af de tre centrale problemstillinger i kapitel 3 i en samfundsøkonomisk analyse af Ingeniørforeningens Energiplan. Ved hjælp af en gennemgang af litteraturen viser jeg, hvordan der kan tages højde for de tre centrale problemstillinger - ulighed, non-substitutabilitet og usikkerhed - i den samfundsøkonomiske analyse.

### 4.1. Generelt om samfundsøkonomiske analyser

I den ideelle situation analyseres et tiltag sådan, som Lind (1982) og Møller (2008) beskriver det: 'Business-as-usual'-scenariet sammenlignes med et scenarie, hvor det givne projekt udføres. I sin ideelle form er alle projektets effekter kvantificerede (i tilfældet med energi- og klimaprojekter altså mange hundrede år ud i fremtiden), og projektet betragtes isoleret. Populært sagt sammenlignes naturødelæggelser og højere vandstand svarende til den CO<sub>2</sub>, der udledes, hvis projektet ikke udføres, med mindskede naturødelæggelser og vandstand, svarende til netop den mængde CO<sub>2</sub>, som projektet reducerer udledningen med. Samtidig er effekter på den øvrige økonomi (eksempelvis arbejdsmarkedet), kvantificeret.

I praksis er det ikke muligt at gennemføre denne ideelle analyse. Det ville kræve en klimamodel, der er så eksakt, at den globale virkning af netop dette projekt i Danmark kunne estimeres. Det er ikke muligt. Hvis det er et marginalt projekt, der betragtes, må effekten på det globale klima indregnes via CO<sub>2</sub>-skadesvirkningen, som igen afhænger af det globale udledningsscenario.<sup>61</sup> Med en simpel cost-benefit-analyse er det heller ikke muligt at medtage

<sup>61</sup> Dietz (2006) og Derfra (2007) gør antagelser om hhv. 550 ppm-stabiliseringsscenerier og 650 ppm-stabiliseringsscenerier.

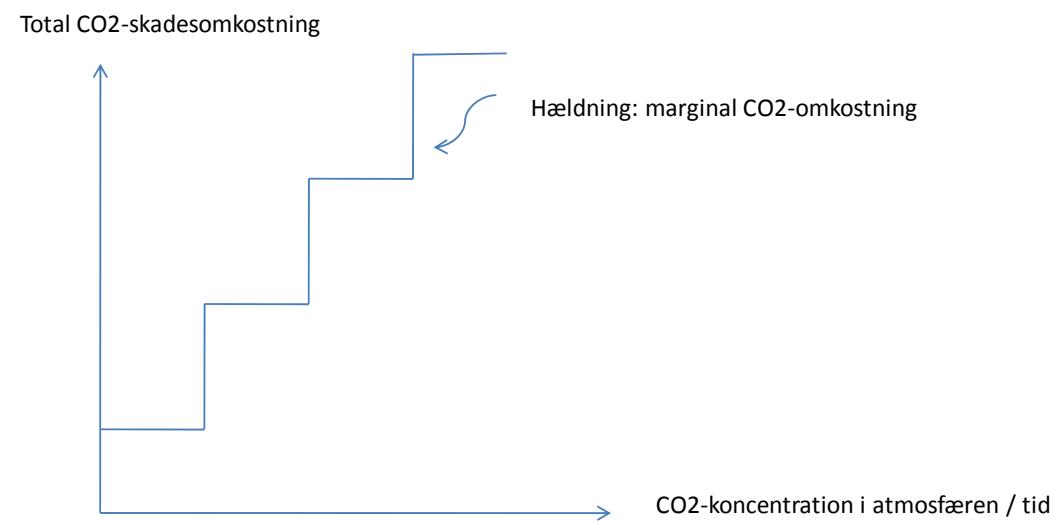
de afledte effekter på den øvrige økonomi direkte, da det kræver en dynamisk model der inkluderer hele økonomien.

Ifølge Tol (2008, s. 10) er der i dag kun 9 estimer af den samlede skadesomkostning af menneskeskabte klimaforandringer. Dette gør grundlaget for at beregne marginalomkostningen, som er den førsteordens-afledte af totalomkostningen, meget spinkelt. De mange forskellige resultater skyldes de forskellige antagelser samt metodiske forskelligheder.

Skadesomkostningen stiger over tid, fordi klimagasser er en beholdnings-forurening, der akkumuleres i atmosfæren. Stigningen i den marginale CO<sub>2</sub>-skadesomkostningen inkluderes i den samfundsøkonomiske analyse ved at indregne en årlig stigningstakt på 2,4 % som anbefalet af Yohe et al. (2007).

Hvis man ser på stigningen i CO<sub>2</sub>-omkostninger som en ikke-kontinuert udvikling, fx et "trappetrin" som vist i figur 12, så er den marginale skadesomkostning skiftevis uendeligt høj og 0. Dette behandles ikke yderligere i opgaven.

**Figur 12: Stilistisk illustration af CO<sub>2</sub>-skadesomkostningen over tid**

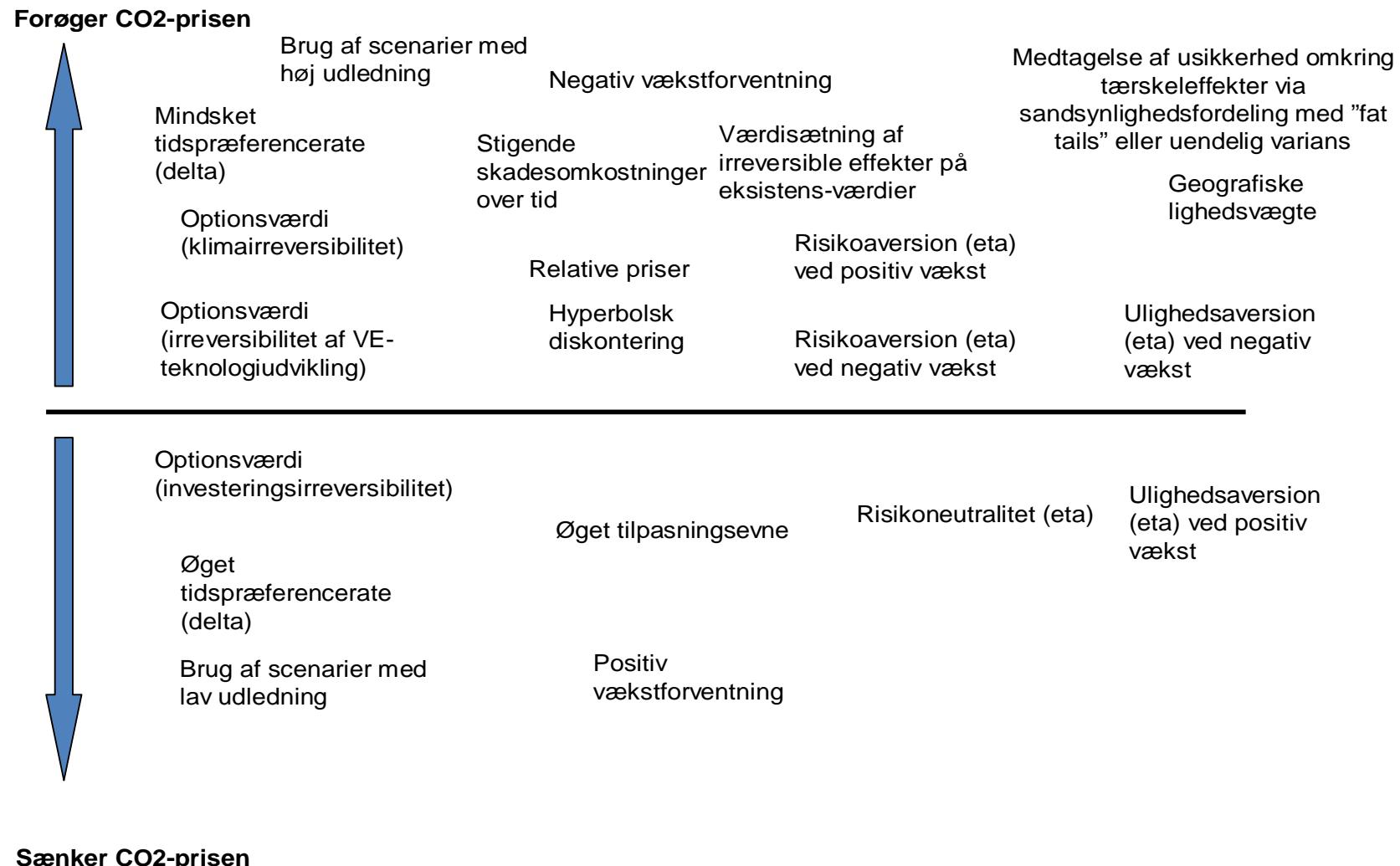


#### 4.2. Et overblik over CO<sub>2</sub>-skadesomkostninger fra forskellige studier

Effekten af de problemstillinger, der er beskrevet i kapitel 4, er kvalitativt illustreret i følgende figur:

:

**Figur 13 Kvalitativ illustration af effekter på CO2-prisen**



Som figur 13 viser, er der flere forhold, der taler for en forøgelse af CO<sub>2</sub>-skadesomkostningen end der taler for en reduktion af CO<sub>2</sub>-omkostningen. Derfor er det vigtigt at få disse effekter med i en samfundsøkonomisk analyse, således at den samfundsøkonomiske analyse kan afspejle de reelle samfundsøkonomiske omkostninger, inklusiv eksternaliteter, så godt som muligt.

#### **4.2.1. Tols (2008) analyse af CO<sub>2</sub>-skadesomkostninger**

Der er en bred vifte af litteratur, der estimerer skadesomkostninger for CO<sub>2</sub>-udledning. I 4.2.1. gennemgås Tol (2008), der har samlet 232 estimerer i én analyse. I 4.2.2. opstiller jeg en tabel med uvalgte analyser, der herefter anvendes i Ingeniørforeningens Energiplan.

Som vist i tabel 1 forsøger Tol (2008) at samle litteraturen ved at samle 232 offentliggjorte estimerer i én fordelingsfunktion (Fisher-Tippett distribution), som forfatteren derefter regner gennemsnit, median og kvartiler ud for.

**Tabel 1 Skadesomkostningen ved C. Karakteristik af Fisher-Tippett fordelingen til 232 publicerede estimerer**

	all	Pure rate of time preference		
		0%	1%	3%
Mean	152	148	122	50
StDev	271	156	149	61
Mode	41	82	52	26
33%	38	68	46	20
Median	88	117	92	37
67%	149	175	144	56
90%	347	343	267	114
95%	539	489	418	204
99%	1688	669	677	271

Kilde: Gengivet efter Tol (2008)

Som tabel 1 viser, er der stor divergens mellem medianen (USD 88 /tC), mens gennemsnittet er USD 152/tC. Denne forskel illustrerer den store usikkerhed omkring estimererne, der kombineret med en "skæv" fordeling (der er større risiko for negative overraskelser end positive). Tols (2008) forsøg på aggregering er problematisk. Denne type konsolidering af data er ikke hensigtsmæssig, når effekten af de enkelte problemer i kapitel 3 skal illustreres. De enkelte estimaters faglige grundlag udviskes, og det gør det særliges vanskeligt at fortolke resultaterne i tabel 1.

#### **4.2.2. Egen oversigt over CO2-skadesomkostninger**

En i praksis mulig metode til inklusion af ulighed, non-substitutabilitet og usikkerhed i den samfundsøkonomiske analyse er at lade disse effekter indgå direkte i projektets diskonteringsrate eller via CO2-prisen (da denne også baseres på en diskonteringsrate).

Tabel 2 viser studier, der tager hånd om én af de tre delproblematikker, og på den baggrund fremkommer med et estimat for CO2-skadesomkostningen. Men det, der ultimativt søges, er en CO2-pris, der kan tage højde for både problem 1, problem 2 og problem 3 og dermed give et retvisende billede af den værdi, som sparede CO2-udledning udgør. Som tabel 4 viser, er der ingen CO2-pris, der tager højde for alle problemstillingerne. Desværre kræver en aggregering af disse effekter en separat modellering i en IAM-model. Derfor kan effekterne kun vises enkeltvis i den samfundøkonomiske analyse af IDA's Energiplan. De samlede effekter er givetvis højere, men størrelsesordenen er uvis og kan kun analyseres ved hjælp af en større model.

Et paper som Gollier (2008), der tager højde for både problem 2 (non-substitutabilitet) og problem 3 (usikkerhed) er et godt udgangspunkt for videre forskning, hvis det er muligt også at indbygge ulighedsproblematikken i Golliers matematiske model. Golliers model er dog kun på det indledende, teoretiske stadie, før den kan anvendes til fastsættelsen af en CO2-skadesomkostning, og mangler kobling til en IAM-model.

Tabel 2: Oversigt over litteratur, der inkluderer tre centrale problemstillinger fra kap. 3 i CO2-prisen

Afsnit	Problem	Forfatter(e)	Kort beskrivelse	C-skadesomkostning pr. ton i USD, 2005-priser	CO2-skadesomkostning pr. ton CO2-ækvivalent i USD, 2005-priser
Problem 1	Intergenerationel ulighed: forskellige tidspræferencerater $\delta$	Gollier (2002a,b), anvendt i Guo et al. (2006)	$\delta = 0$	226	
			$\delta = 1$	35	
			$\delta = 3$	-1,6	
		Azar og Sterner (1996), uden ulighedsvægte	$\delta = 0$	85-200	
			$\delta = 0,1$	75-140	
			$\delta = 1$	32-33	
			$\delta = 3$	13-13	
		Clarkson & Deyes (2002)		Fordobling	
		Geografisk ulighed: lighedsvægte $\eta$	Hope (2008)	eksogen $\eta$	58-78
			Hope (2008)	endogen $\eta$	kraftig reduktion
			Azar og Sterner (1996), med ulighedsvægte	$\delta = 0$	260-590
				$\delta = 0,1$	230-410
				$\delta = 1$	95-98
				$\delta = 3$	39-39
	Efficiens over tid: Stigende skadesomkostninger over tid	IPCC (Yohe, 2007, s. 822)	2,4 % stigning i CO2-omkostningen pr. år pga. stigende skadesomkostninger		2,4 % p.a.
		UK (2007)	2 % stigning i CO2-omkostningen pr. år pga. stigende skadesomkostninger		
		Neumayer 1999, 2008	intet estimat for co2-prisen		anwendung på case: miljøministeriets 3 % disk rate anvendes ( i stedet for FM 6 %)
Problem 2	Non-substitutabilitet	Krutilla og Fisher (1975)	intet estimat for co2-prisen, men argumentation i Krutilla-Fisher modellen svarer til at reducere diskonteringsraten for miljøprojekter. I Danmark er det gjort ved at nedsætte diskonteringsraten på miljøministeriets område fra 3 % til 6 %.		

	Sterner og Persson (2008)	Intet estimat for co2-prisen, men effekt på optimal udledningssti illustrerer, at effekten af at medtage relative priser er ligeså stor som at skifte fra en høj diskonteringsrate (fx et skift fra diskontering som i Nordhaus' DICE-model til diskontering som i Sterns PAGE2002-model).		
	Gollier 2008	Intet estimat for co2-prisen		
	Gollier 2002a,b	anvendt i Guo et al. (2006), inkluderer faldende vækst over tid	226	62
<b>Problem 3</b>	faldende vækst over tid: hyperbolsk diskontering	Dietz 2006	Endogen vækst for $\eta = 1$ og $\delta = 0,1$ , scenarie med høj udledning, (2000-priser) (med eksogen vækst bliver C-prisen USD 3229,81)	462,83
	endogen vækst: antagelse om forskellige vækst- og udledningsscenarier	Dietz 2006: fire scenarier for $\eta = 1$ og $\delta = 0,1$ , endogent fastsat diskonteringsrate (2000-priser)	høj	462,83
			BAU	320
			650 stabilisering	150
			550 stabilisering	120
		Derfa 2007: Storbritanniens vejledning i samfundsøkonomiske analyser på klimaområdet	antager 550 ppm-stabiliseringsscenario, 2000 priser: 30 USD	38
			BAU scenario, 2000 priser: 85 USD	106
		Weitzman 2007, 2008	intet estimat for CO2-prisen, men "back of the envelope" -beregninger viser, at "fat tails" kan have lige så stor indflydelse som at skifte fra en høj diskonteringsrate (Nordhaus) til en lav diskonteringsrate (Stern)	
	Katastrofale effekter (stor ulighed)	Stern (2007), jf. Yohe (2007, s. 822)	Gennemsnit for "social cost of carbon"	310
		Tol 2008	Gennemsnit af 232 publicerede estimer	152

Kilde: Egen opstilling på grundlag af nævnte kilder.

### **4.3. CO<sub>2</sub>-skadesomkostninger i en samfundsøkonomisk analyse af Ingeniørforeningens Energiplan**

For at illustrere effekten af at inkludere CO<sub>2</sub>-skadesomkostningerne fra tabel 2 i en samfundsøkonomisk analyse, anvendes Ingeniørforeningen Energiplan 2030 (IDA, 2006). Denne indeholder en samfundsøkonomisk analyse, hvis samfundsøkonomiske overskud ændrer sig, når høje CO<sub>2</sub>-priser anvendes i modellen.

De CO<sub>2</sub>-skadesomkostninger, der er markeret med gul i tabel 2, omregnes først til DKK, fremskrives med Energistyrelsens BVT-deflator til 2030 for at korrigere for inflation, og fremskrives til slut også med 2,4 % p.a. for at inkludere stigningen i skadesomkostninger over tid, jf. Yohe et al. (2007). Resultatet er vist i tabel 3.

**Tabel 3 Omregning af udvalgte CO<sub>2</sub>-skadesomkostninger til DKK 2030-priser**

2005-USD-CO <sub>2</sub> -ækvivalenter.	DKK 2005 (kurskorrektion)	DKK 2030 (inflationskorrektion)	DKK 2030 (stigning i skadesomkostninger)
71	385	653	1182
161	873	1481	2680
62	336	570	1032
126	683	1159	2097
87	472	800	1448
106	575	975	1764

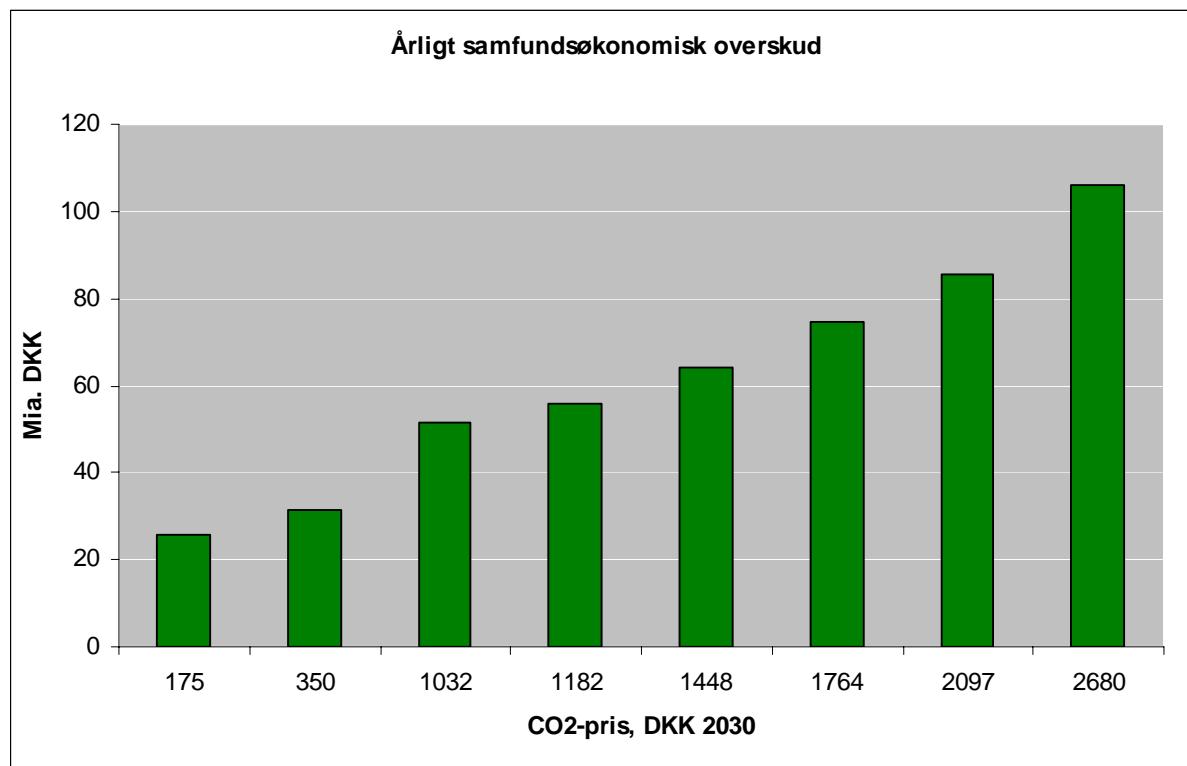
Kilde: Egne beregninger på baggrund af Energistyrelsen (2008), Yohe et al. (2007)

De tekniske analyser og den samfundsøkonomiske konsekvensvurdering er foretaget med energisystemanalysemødellen EnergyPLAN, med hjælp fra adjunkt Brian Vad Mathiesen, Aalborg Universitet.

EnergyPLAN er et deterministisk simuleringsværktøj. Ud fra tekniske input kan modellen foretage en række tekniske analyser af, hvordan energisystemet kan agere time for time gennem et år. Referencescenariet er Energistyrelsens reference-scenarie gennemregnet på EnergyPLAN-mødellen. I IDA-scenariet er det samlede energiforbrug væsentlig reduceret, og andelen af vedvarende energi er på ca. 50 %. Intelligent løsninger i energisystemet sørger for systemets stabilitet. De nærmere forudsætninger er beskrevet i IDA (2006) samt i bilag 1, som beskriver de opdaterede beregningsforudsætninger.

Den samfundsøkonomiske analyse er lavet ved at opgøre de samlede omkostninger og sammenligne med en tilsvarende opgørelse af referencen. Der er en række problematiske forhold omkring antagelserne og metoden bag den samfundsøkonomiske analyse. Eksempelvis er nogle omkostninger ikke medtaget i IDA Energiplanen (skatteforvridning, nettoafgiftsfaktor), mens nogle fordele heller ikke er medtaget (reduktion af luftforurening, støj etc.). Derudover er beskæftigelsesmæssige og andre makroøkonomiske effekter ikke inkluderet, da det ville kræve en kørsel i en makro-økonomisk model som fx EMMA. Disse forhold er ikke genstand for en dybdegående analyse her, da Ingeniørforeningens Energiplan blot skal bruges til at illustrere, hvordan anvendelsen af CO2-skadesomkostningen som CO2-kvotepris påvirker det samfundsøkonomiske resultat. Det er således de relative, ikke de absolutte værdier, der er centrale.

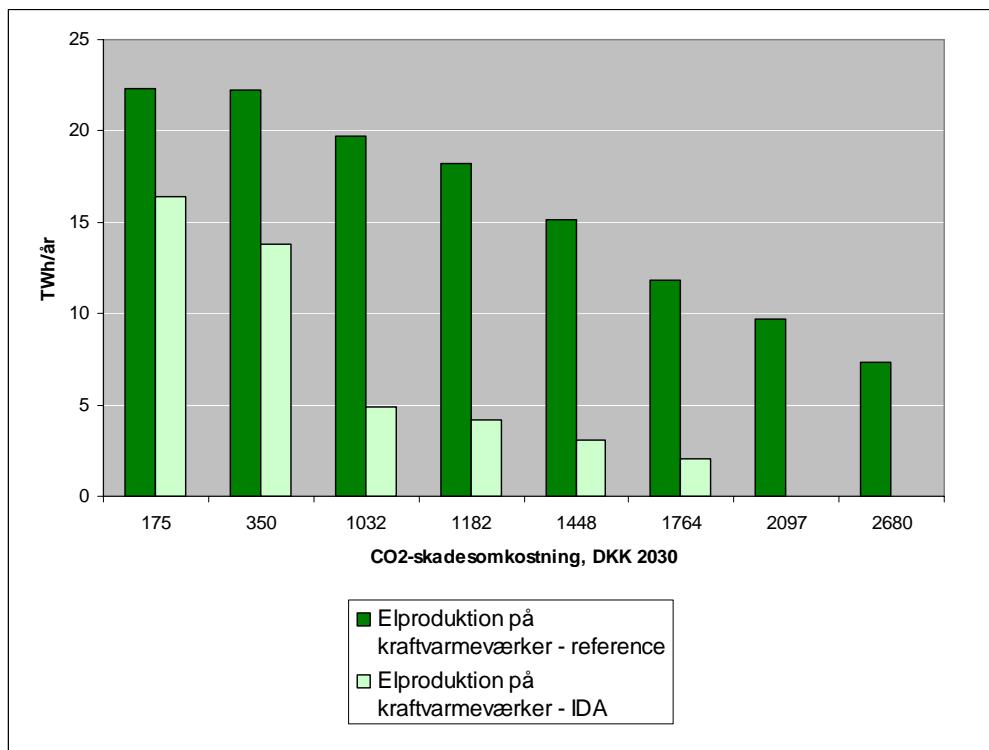
**Figur 14 Samfundsøkonomisk overskud ved Ingeniørforeningens Energiplan ved forskellige CO2-prisantagelser**



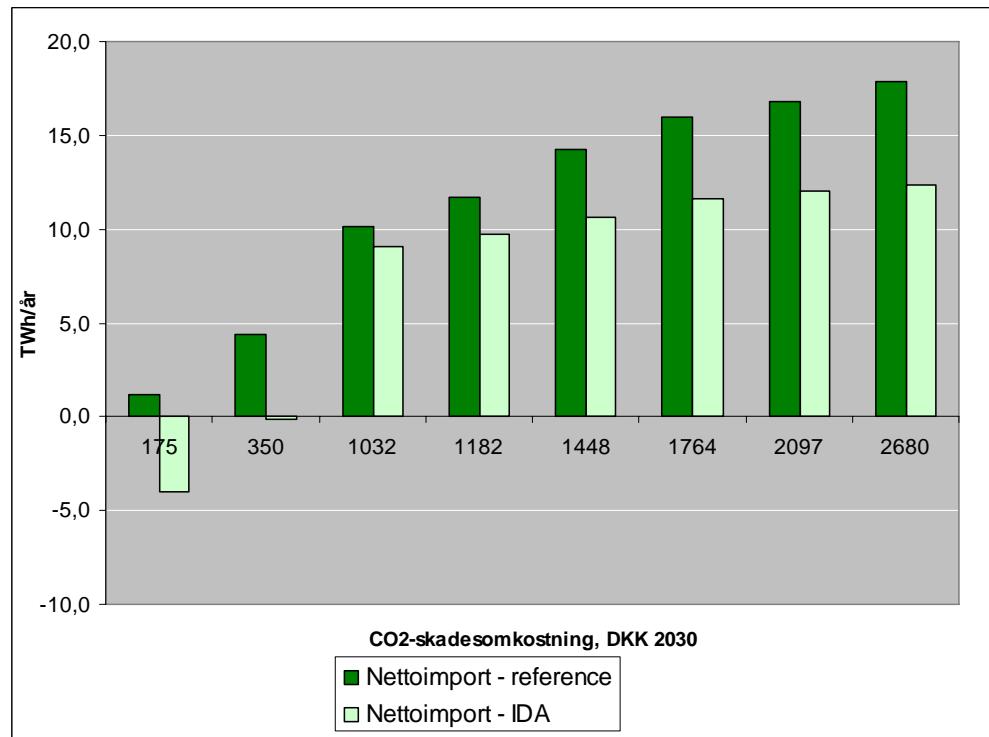
Figur 14 viser effekten af en forøgelse af CO2-prisen: Den slår direkte over i den samfundsøkonomiske gevinst. Jo større CO2-omkostning, jo større samfundsøkonomisk overskud i 2030. Det samfundsøkonomiske overskud stiger med 100 % (fra 26 til 52 mia. kr. p.a.), hvis CO2-prisen stiger fra 175 til 1032 DKK.

Forklaringen bag denne effekt er imidlertid ikke helt entydig. Det ses af produktionen på kraftvarmeanlæg og kraftværker og af handlen over grænserne, som illustreret i hhv. figur 15, figur 16 og figur 17. I hver figur er referencen og IDA-scenariet vist. Det er altså differencen, der udgør den samfundsøkonomiske besparelse.

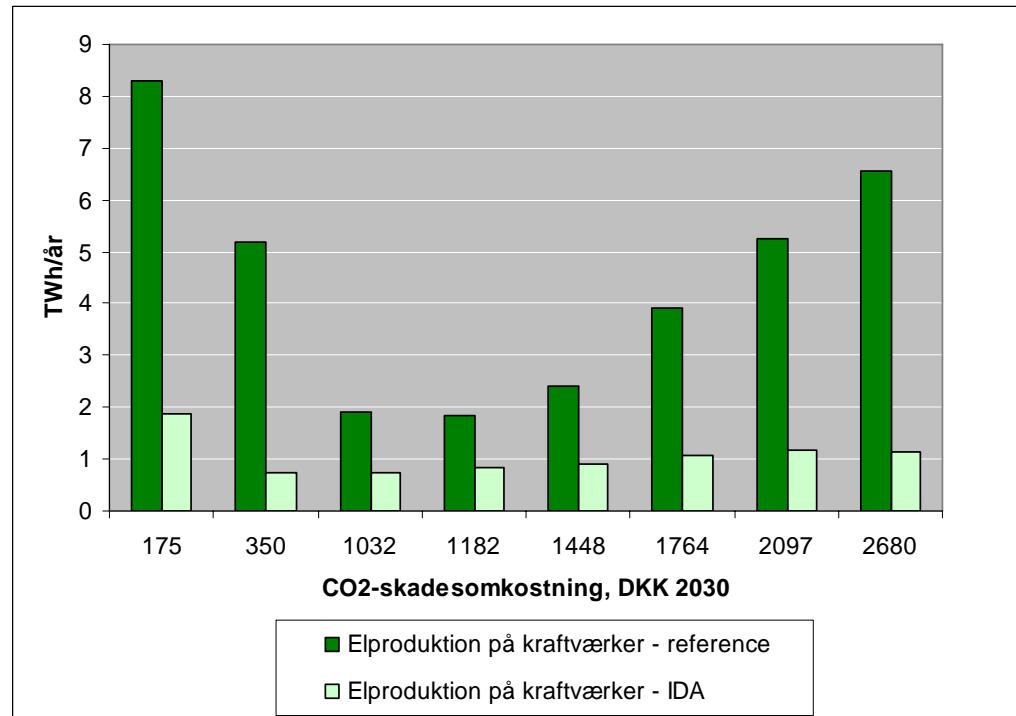
**Figur 15: Elproduktion på kraftvarmeværker ved forskellige CO2-prisantagelser**



**Figur 16 Import og eksport ved forskellige CO2-prisantagelser**



**Figur 17 Elproduktion på kraftværker ved forskellige CO2-prisantagelser**



I figur 15 og figur 17 ses et væsentligt fald i hjemlig elproduktion. Forklaringen findes i figur 16: Med de høje CO2-priser bliver elproduktion så dyr, at det bedre kan betale sig at importere strøm. Årsagen til, at kraftværksproduktionen opfører sig "kontraintuitivt" og

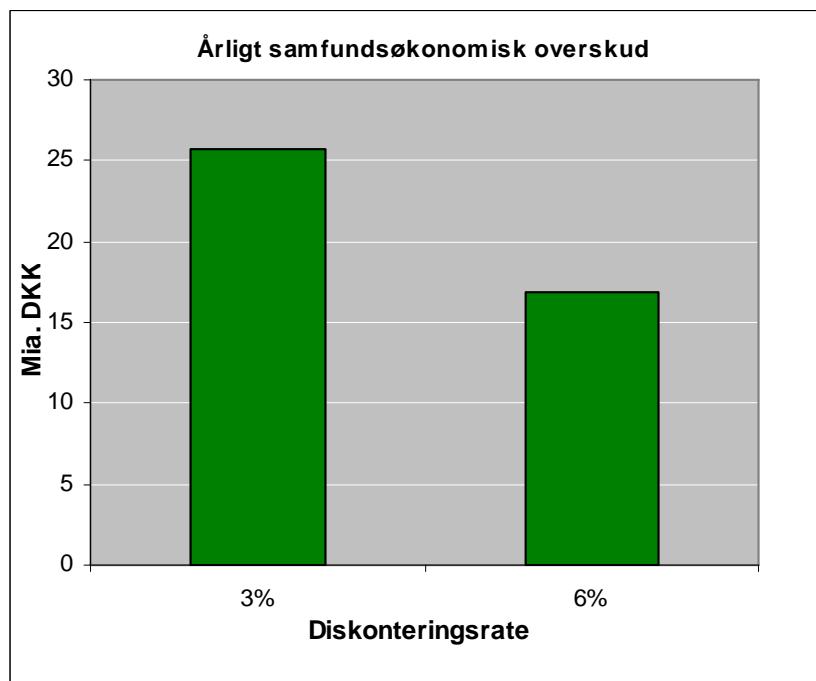
begynder at stige igen ved en CO2-pris på 1448 DKK er at kapacitetsgrænsen på udlandsforbindelserne er nået.

En CO2-pris af den størrelsesorden, som dette speciale har identificeret, vil ved implementering i kun et enkelt land blot føre til kraftigt øget import, indtil udlandsforbindelsernes begrænsning nås. Det CO2-mæssige regnskab for denne kørsel i EnergyPlan kan derfor ikke opgøres, da det kræver viden om det udenlandske energimiks. Dette understreger, at en CO2-pris svarende til skadesomkostningen kan bruges som et teoretisk beslutningsgrundlag, men en implementering "i praksis", som særkørslen i EnergyPlan illustrerer, fører blot til en kraftig forvrængning af prissignalerne.

#### 4.4. Diskonteringsrater i udvalgte lande

Det er ikke kun CO2-prisen, der har en tydelig effekt på det samfundsøkonomiske overskud. Også diskonteringsraten i selve projektet har stor indflydelse. Figur 18 viser den samfundsøkonomiske analyse med en diskonteringsrate på hhv. 3 % og 6 %. (i begge tilfælde er kvoteprisen 175 DKK).

**Figur 18 Årligt samfundsøkonomisk overskud ved hhv. 3 % og 6 % diskontering**



Der er en international tendens til, at diskonteringsraterne bliver justeret nedad: Som Hansen (2008) skriver *"I flere af de ovennævnte lande har diskonteringsrenten tidligere været på højde med eller højere den danske, ikke mindst under indtryk af den historisk enestående*

*højrenteperiode i 80erne. De har dog alle sat den ned til et niveau på 3-4%. Når det ikke er sket i Danmark, kan det medvirke til, at der bliver investeret for lidt i den mere langsigtede omstilling og udvikling af økonomien."*

Diskonteringsraterne i en række udvalgte lande er vist i tabel 4.

**Tabel 4**

Land	Danmark	Sverige	Norge	Finland	Tyskland	UK	Frankrig	OECD	EU
<b>Sats</b>	6% (3 % MIM)	4%	4%	5%	2,9	3,50%	4%	2,8 - 4,1 %	4%
<b>Note</b>					Sænket fra 3,5	1 % efter 30 år	2 % efter 40 år	anbefaling for "gamle" EU-lande	

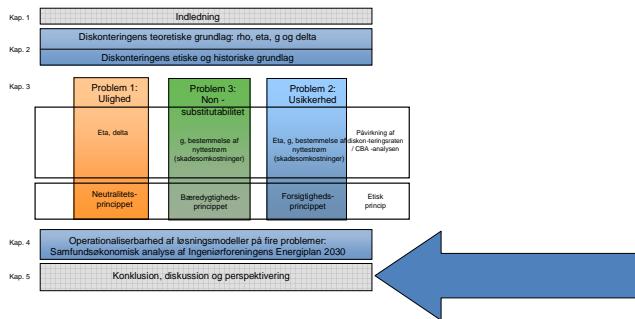
Kilder: Andersen MS (2007), Hansen AC (2008), Commissariat général du Plan (2005), Bundesministerium für Verkehr, B.-u. W. (2003), Bundesministerium der Finanzen (2007), Det Kongelige Finansdepartement (Norway) (2005), European Commission - Directorate General Regional Policy (2008), HM Treasury 2004

Som gennemgangen i kapitel 2 har vist, er tendensen til lavere diskonteringsrater velbegrundet i den præskriptive tilgang, og også indenfor visse dele af den deskriptive tilgang - og særligt, når der er tale om meget langsigtede projekter.

Da både Miljøministeriets og Finansministeriets vejledning er under revision og det ikke har været muligt at få indblik i de faglige diskussioner, kan anbefalingerne for diskontering i Danmark ikke diskuteres yderligere. Hvorvidt ministerierne har taget de faglige diskussioner, som er refereret i kapitel 2, i anvendelse, vides ikke.

# 5

## Konklusion og perspektivering



Formålet med dette speciale er at analysere diskonteringsratens indflydelse på samfundsøkonomiske analysers udfald. Resultatet af dette arbejde er, at en ligeså vigtig effekt af diskonteringsraten ligger i valget af CO<sub>2</sub>-pris, da denne dannes på baggrund af en nutidsværdiberegning af de forårsagede skader.

Da denne nutidsværdiberegning spænder over tidshorisonter, der er længere end for de fleste langsigtede investeringsprojekter på energiområdet, åbner dette op for diskussionen af tre særlige problemstillinger: ulighed over tid og rum, non-substitutabilitet i naturkapitalen samt usikkerhed. Dermed er diskonteringsraten i selve projektet ikke længere den centrale parameter; nutidsværdiberegninger af fremtidige klimaskader træder i forgrunden.

### 5.1. Besvarelse af problemformuleringen

Den økonomiske litteratur om diskontering, CO<sub>2</sub>-skadesomkostninger og klimaforandringer generelt indarbejdes i den samfundsøkonomiske analyse via CO<sub>2</sub>-prisen. Selvom der endnu ikke findes estimer af CO<sub>2</sub>-omkostningen, der tager højde for alle de teoretisk belyste problemstillinger, forøges CO<sub>2</sub>-prisen med omkring en faktor 10 i forhold til kvoteprisen, når der tages højde for faktorer som geografisk og intergenerationel ulighed, ikke-erstattelig naturkapital, usikkerhed, og stigende skadesomkostninger over tid.

Det er nærliggende, at en så høj CO<sub>2</sub>-pris vil gøre udbygning med eksempelvis vedvarende energi mere attraktivt. Derfor gennemføres en særkørsel af Ingeniørforeningens Energiplan

2006 (IDA, 2006) med de identificerede CO2-priser. Beregningerne i kapitel 4 viser, at det samfundsøkonomiske overskud stiger med 100 % (fra 26 til 52 mia. kr. p.a.), hvis CO2-prisen stiger fra 175 til 1032 DKK. Analysen viser også, at selvom denne pris er meget høj i forhold til kvoteprisen, inkluderer den kun en del af de negative eksternaliteter, som CO2-udledning forårsager, og underestimerer dermed sandsyndligvis den sande skadesomkostning ved CO2-udledning.

Teoriudviklingen inden for økonomisk teori er på vej med svar på problem 1 (ulighed), problem 2 (irreversible effekter på naturkapital) og problem 3 (usikkerhed). Indenfor alle tre kategorier er forskningen utrolig bred og meget lidt entydig. Indenfor alle tre felter anvendes nogle centrale forskningsresultater som baggrund for fastlæggelsen af CO2-skadesomkostningen.

Der er imidlertid ikke nogen teoretisk tilgang, der kan tage højde for alle tre problemer samtidigt.

Svarene på de i problemformuleringen stillede spørgsmål åbner derfor et centralt nyt spørgsmål: Hvordan kan alle tre typer problemstilling inkluderes i CO2-omkostningen for derigennem at inkluderes i en samfundsøkonomisk analyse? Hvis det lykkes at inkludere alle udledningseksternaliteter i én pris, hvad skal denne viden om CO2-udledningens reale skadesomkostning så bruges til?

Særkørslen i EnergyPlan illustrerer fint, at inklusionen af de høje skadesomkostninger ved CO2-udledning ikke fører til hverken en optimal eller en "klimavenlig" energiproduktionsprofil for Danmark. Det skyldes, at anvendelsen af en høj CO2-pris i et lille prisområde som Danmark blot fører til, at der importeres energi fra udlandet i stedet. Det internationale perspektiv ved klimaforandringer understreges dermed.

## **5.2. Den politiske ramme omkring den økonomiske teori**

Både den naturvidenskabelige og den fagøkonomiske litteratur peger i retning af, at den samfundsøkonomiske metode bør revideres med henblik på etiske overvejelser i forbindelse med diskontering og med henblik på at internalisere eksternaliteter. Dog lader det til, at disse nye erkendelser i den økonomiske faglitteratur ikke slår igennem til de vejledninger i samfundsøkonomiske analyser, som udstedes af centraladministrationen i både Danmark og i andre lande.

Som forløbet med fastsættelsen af diskonteringsraten i Finansministeriets og Miljøministeriets vejledninger i samfundsøkonomiske analyser viser, er diskonteringsraten i høj grad en politisk beslutning. Samtidig betyder kvotemarkedet, at de nuværende vejledninger foreskriver, at kvoteprisen og ikke skadesomkostningen for CO<sub>2</sub> anvendes i samfundsøkonomiske analyser. En praktisk implementering af en samfundsøkonomisk analyse, der internaliserer eksternaliteterne synes derfor udenfor rækkevidde. Som Lind (1982, s. 5) allerede bemærkede for 26 år siden: *"While philosophers, economists, and financial analysts may debate the appropriateness of one rate as opposed to another for public policy decisions, and while their arguments may well be influential, the final choice will often be determined politically."*

Både i fastsættelsen af selve diskonteringsraten (kapitel 2) og i integrationen af intergenerationel og geografisk ulighed, ikke-erstattelig naturkapital og usikkerhed udstår store usikkerheder. Lind (1982, s. 88) argumenterer derfor for, at en politisk fastsat beslutning ikke nødvendigvis vil føre til en dårligere beslutning, da mange ikke-værdisatte goder ikke er inkluderet i den økonomiske analyse.

Den centrale konklusion er derfor stadig, som Lind (1982) skrev: *"CBA is a guide for decisionmaking rather than substitute for judgement"* (Lind, 1982).

### **5.3. Den etiske ramme omkring den økonomiske teori**

Grundlaget for den økonomiske teori bag den samfundsøkonomiske analyse er utilitarismen. På et utilitaristisk grundlag kan man komme til den konklusion, at handling er nødvendig – eller god, som er det ord som utilitarismen bygger på. Også på et kantiansk grundlag kan man komme til samme resultat – at handling er rigtig, som er det ord, kantianismen bygger på.

Denne opgaves resultater giver anledning til handling i forhold til klimaforandringer - men resultaterne er behæftet med store usikkerheder. Opgaven var afgrænset af den utilitaristiske nyteetik, selvom Kants etik er ligeså betydningsfuld i moralfilosofiens historie (jf. Garvey, 2008).

Det kunne være interessant at undersøge, hvorvidt andre etiske grundlag som eksempelvis kantianismen giver anledning til handling på samme vis.

Hvorledes Kants universaliseringsprincip (det kategoriske imperativ) kan operationaliseres, er et åbent spørgsmål.

Klimaproblemet er altså ikke en anledning til at forlade den utilitaristiske ramme, men det kalder på en bredere etisk fundering af politik-anbefalinger. Dette kan være en interessant tværfaglig forskningsopgave i lyset af klimaforandringer.

## Litteraturliste

- Aage H. 2008. How to make democracy work, when future generations are part of the issue? Indlæg ved Det Miljøøkonomiske Råds årskonference 1.-2. September 2008. Tilgængelig fra: <http://www.dors.dk/graphics/Synkron-Library/Konference%202008/Papers/Aage.pdf> (29.09.08)
- Ackerman F and Heinzerling L. 2004. Priceless: On knowing the price of everything and the value of nothing. New Press.
- Ackerman F. 2007. Economics for a warming world. Post-autistic economics review, 44: 2-18. Tilgængelig fra: <http://www.paecon.net/PAEReview/issue44/Ackerman44.pdf> (29.09.08)
- Andersen D og Winne S. 2007. Energy system change and external effects in climate change mitigation. Environment and Development Economics 12: 359–378
- Andersen H. 1996. Rationalitet, velfærd og retfærdighed belyst gennem nyere samfundsvidenskabelige teorier. Samfunds litteratur
- Andersen MS. 2007. Responsum angående samfundsøkonomiske analyser af vedvarende energi. Udarbejdet for Dansk Metal og Ingenørforeningen i Danmark. Tilgængelig fra: [http://ida.dk/News/Documents/Responsum\\_Metal\\_IDA\\_Maj\\_2007.pdf](http://ida.dk/News/Documents/Responsum_Metal_IDA_Maj_2007.pdf) (29.09.08)
- Andersen P og Amundsen ES. 2008. Kompliceret klimastrategi. Kronik i Information, 12. August 2008. Tilgængelig fra: <http://www.information.dk/163501> (29.09.08)
- Andersen P. 1998. Forsigtighedsprincippet. Et teknisk og økonomisk perspektiv. Udkrift og resumé fra Miljøstyrelsens konference om forsigtighedsprincippet, afholdt Eigtveds Pakhus, København, 29. maj 1998. Miljønyt, 31. Miljø- og Energiministeriet. Miljøstyrelsen. Tilgængelig fra: <http://www.mst.dk/199811publikat/87-7909-088-5/default.htm> (19.11.08)
- Arler F. 1998. Forsigtighedsprincippet. Et samfundsmæssigt perspektiv. Udkrift og resumé fra Miljøstyrelsens konference om forsigtighedsprincippet, afholdt Eigtveds Pakhus, København, 29. maj 1998. Miljønyt, 31. Miljø- og Energiministeriet. Miljøstyrelsen. Tilgængelig fra: <http://www.mst.dk/199811publikat/87-7909-088-5/default.htm> (19.11.08)
- Arrow KJ et al. 1996. Intertemporal Equity, Discounting, and Economic Efficiency. I: Bruce JP et al. Climate Change 1995. Economic and Social Dimensions of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Second Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge University Press:125-144

- Azar C. 1999. Weight Factors in Cost-Benefit Analysis of Climate Change. *Environmental and Resource Economics* 13: 249–268
- Azar C og Sterner T. 1996. Discounting and distributional considerations in the context of global warming. *Ecological Economics* 19, 169–184.
- Banuri T et al. 1996. Equity and social considerations. I: Bruce JP et al. *Climate Change 1995. Economic and Social Dimensions of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Second Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change.* Cambridge University Press: 79-124
- Broome J. 1999. Discounting the future. In: *Ethics out of economics*. Cambridge University Press: 44-67
- Broome J. 1999. *Ethics out of economics*. Cambridge University Press.
- Broome J. 2006. Valuing policies in response to climate change: some ethical issues. A contribution to the work of the Stern Review on the economics of climate change.  
Tilgængelig fra: [http://www.hm-treasury.gov.uk/media/5/0/stern\\_review\\_supporting\\_technical\\_material\\_john\\_broome\\_261006.pdf](http://www.hm-treasury.gov.uk/media/5/0/stern_review_supporting_technical_material_john_broome_261006.pdf) (29.09.08)
- Bundesministerium der Finanzen. 2007. Personalkostenzätze, Sachkostenpauschale und Kalkulationszinssätze für Wirtschaftsleistungsbereiche.
- Bundesministerium für Verkehr, B.-u. W. 2003. *Bundesverkehrswegeplan 2003. Die gesamtwirtschaftliche Bewertungsmethodik*.
- Chichilnisky G and Heal G. 1993. Global environmental risks. *Journal of Economic Perspectives* 7(4):65-86.
- Clarkson R and Deyes K. 2002. Estimating the social cost of carbon emissions. Government Economic Service Working Paper 140. HM Treasury. Tilgængelig fra: <http://www.hm-treasury.gov.uk/media/5/F/SCC.pdf>
- Cline WR. 1992. *The economics of global warming*. Institute for International Economics.
- Cline WR. 1999. Discounting for the very long term. I: Portney PR and Weyant JP: *Discounting and intergenerational equity*. Washington, D.C.: Resources for the Future. 131 p.
- Commissariat général du Plan 2005. Révision du taux d'actualisation des investissements publics.

- Cropper M and Laibson D. 1999. The implications of hyperbolic discounting for project evaluation. In: Portney PR and Weyant JP: Discounting and intergenerational equity. Washington, D.C.: Resources for the Future. 163 p.
- Dasgupta P and Heal GM. 1979. Economic theory and exhaustible resources. Cambridge University Press
- Dasgupta P, Maler K og Barrett S. 1999. Intergenerational equity, social discount rates, and global warming. Portney PR and Weyant JP, eds, editors. In: Discounting and intergenerational equity. Resources for the Future. 51 p.
- Dasgupta P. 1982. Resource depletion, research and development, and the social rate of discount. In: Lind RC. et al. Discounting for time and risk in energy policy. Resources for the Future: 273-305
- Dasgupta P. 2008. Discounting climate change. Forthcoming, Journal of Risk and Uncertainty. Final version: July 2008. Tilgængelig fra:  
[http://www.econ.cam.ac.uk/faculty/dasgupta/08/VISCUSI3\\_july.pdf](http://www.econ.cam.ac.uk/faculty/dasgupta/08/VISCUSI3_july.pdf)
- Defra, 2003. The Social Cost of Carbon Review, Background Paper. July.
- DERFA. 2007. How to use the shadow price of carbon in policy appraisal. Department for Environment, Food and Rural Affairs. Tilgængelig fra:  
<http://www.defra.gov.uk/environment/climatechange/research/carboncost/pdf/HowtouseSPC.pdf> (29.09.08)
- DERFA. 2007. The social cost of carbon and the shadow price of carbon. What they are, and how to use them in economic appraisal in the UK. Department for Environment, Food and Rural Affairs. Tilgængelig fra:  
<http://www.defra.gov.uk/environment/climatechange/research/carboncost/pdf/background.pdf>
- Det Kongelige Finansdepartement (Norway) (2005). Behandling av kalkulasjonsrente, risiko,kalkulasjonspriser og skattekostnad i samfunnsøkonomiske analyser.
- Dietz S and Stern N. 2008. Symposium: The economics of climate change: The stern review and its critics: Why economic analysis supports strong action on climate change: A response to the stern review's critics. Review of Environmental Economics and Policy 2(1):94-113.
- Dietz S et al. 2006. On Discounting Non-Marginal Policy Decisions and Cost-Benefit Analysis of Climate-Change Policy. Tilgængelig fra:  
[http://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract\\_id=957992](http://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=957992) (29.09.08)

- Dubgaard A. 1999. Bæredygtighed økonomi, etik og energi. Nationaløkonomisk Tidsskrift 137(3):256-83.
- EC .2008. European Commission - Directorate General Regional Policy. Guide to cost-benefit analysis of investment projects. Structural Funds, Cohesion Fund and Instrument for Pre-Accession.
- Energistyrelsen 2008. Forudsætninger for samfundsøkonomiske analyser på energiområdet. Februar 2008. Tilgængelig fra  
[http://www.ens.dk/graphics/Energipolitik/dansk\\_energipolitik/oekonomiske\\_analyser/vejledning\\_110405/Beregningsforudsætninger\\_08\\_final.pdf](http://www.ens.dk/graphics/Energipolitik/dansk_energipolitik/oekonomiske_analyser/vejledning_110405/Beregningsforudsætninger_08_final.pdf) (17.12.08)
- Engkvist P-A et al. 2007. A cost curve for greenhouse gas reduction. The McKinsey Quarterly 2001 No. 1. Tilgængelig fra:  
<http://www.berc.berkeley.edu/fliers/McKinseyQ.pdf> (29.09.08)
- Eyre N et al. 1999. Global warming damages. Final Report of the ExternE Global Warming Sub-task. DGXII, EC, Brussels.
- Finansdepartementet. 2005. Veileder i samfunnsøkonomiske analyser.
- Finansministeriet. 1999. Vejledning i udarbejdelse af samfundsøkonomiske konsekvensvurderinger.
- Fisher AC. 2000. Editorial: Introduction to special issue on irreversibility Resource and Energy Economics 22: 189–196
- Fisher AC. 2000. Investment under uncertainty and option value in environmental economics. Resource and Energy Economics 22: 197–204
- Fisher AC. 2003. Irreversibilities and catastrophic risks in climate change. In: Wesseler et al. Risk and uncertainty in environmental and natural resource economics. Elgar: 9-22
- Fisher BS et al. 2007. Issues related to mitigation in the long term context. I: Metz B et al. (red.) Climate Change 2007: Mitigation. Contribution of Working Group III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge University Press: 169-250
- Fisher og Narain. 2003. Global warming, endogenous risk, and irreversibility. Environmental and Ressource Economics 25: 395-416
- Frederick S, Loewenstein G og O'Donoghue T. 2002. Time discounting and time preference: A critical review. Journal of Economic Literature 40(2):351-401.
- Gardiner SM. 2004. Ethics and global climate change. Ethics: An International Journal of Social 114(3):555-600.

- Gardiner SM. 2004. Ethics and global climate change. *Ethics: An International Journal of Social* 114(3):555-600.
- Gardiner SM. 2006. A core precautionary principle. *Journal of Political Philosophy* 14(1):33-60.
- Garvey J. 2008. The ethics of climate change. Continuum.
- Godard O. 2007. Le rapport stern sur l'economie du changement climatique etait-il une manipulation grossiere de la methodologie economique? (Was the stern review of the economics of climate change a crude manipulation of economic methodology? With English summary). *Revue d'Economie Politique* 117(4):474-506.
- Gollier C og Treich N. 2003. Decision-Making Under Scientific Uncertainty: The Economics of the Precautionary Principle. *The Journal of Risk and Uncertainty*, 27:1; 77–103
- Grubb M. 1995. Seeking fair weather: Ethics and the international debate on climate change. *International Affairs*:71 (3) Jul 95 71(3):463-96.
- Guo et al. 2006. Discounting and the social cost of carbon: a closer look at uncertainty. *Environmental Science and Policy* 9 (3), 205–216.
- Ha-Duong M. 1998. Quasi-option value and climate policy choices. *Energy Economics* 20: 599-620
- Hallegatte S and Théry D. 2007. Les impacts économiques futures du changement climatique sont-ils sous-estimés? (Are the economic impacts of climate change underestimated? With English summary). *Revue d'Economie Politique* 117(4):507-522.
- Halsnæs et al. (udg.) 2007. Miljøvurdering på økonomisk vis. Jurist- og Økonomforbundets Forlag.
- Halsnæs K et al. 2007. Framing issues. I: Metz B et al. (red.) *Climate Change 2007: Mitigation. Contribution of Working Group III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge University Press: 117-167
- Hanley N et al. 2007. Environmental Economics : In Theory and Practice. Palgrave Macmillan
- Hansen AC. 2008. Det politisk-administrative omkostningsbegreb i klima- og energiplanlægningen. Tre forslag til forbedring. Papir til Det Miljøøkonomiske Råds konference 1.-2. September 2008. Tilgængelig fra:  
<http://www.dors.dk/graphics/Synkron-Library/Konference%202008/Papers/HansenAC.pdf> (29.09.08)

- Hansen A. 2006. Do declining discount rates lead to time inconsistent economic advice ?, Ecological Economics 60: 138-144.
- Hasberg K. 2007. Samfundsøkonomiske analyser bag regeringens og Ingeniørforeningens energiplan. Opgave i miljø- og ressourceøkonomi, Økonomisk Institut, KU. Ikke offentliggjort.
- Heal G and Kristrøm B. 2002. Uncertainty and climate change. Environmental and Resource Economics 22(1-2):3-39.
- Heal G. 1998. Valuing the future: Economic theory and sustainability. Columbia University Press.
- Heal G. 2008. Climate Economics: A meta-review and some suggestions. NBER Working Paper No. 13927. Tilgængelig fra <http://www.nber.org/papers/w13927.pdf> (29.09.08)
- Henry C og Henry M. 2002. Formalization and Applications of the Precautionary Principles. Discussion Paper 0102-22. Department of Economics, Columbia University. Tilgængelig fra <http://www.columbia.edu/cu/economics/discpapr/DP0102-22.pdf> (01.11.2008)
- Hepburn C. 2006. Discounting climate damages: Working note for the Stern review. Final draft. Tilgængelig fra:  
[http://www.economics.ox.ac.uk/members/cameron.hepburn/Hepburn%20\(2006\)%20Stern%20review%20discounting.pdf](http://www.economics.ox.ac.uk/members/cameron.hepburn/Hepburn%20(2006)%20Stern%20review%20discounting.pdf) (29.09.2008)
- Hertzler G. 2006. Compounding and discounting under risk: Net present values and real option values. In: Pannell DJ and Schilizzi SGM. 2006. Economics and the future: Time and discounting in private and public decision making. Elgar: 37-55
- HM Treasury.2004. The Green Book. Appraisal and Evaluation in Central Government. London, The Stationery Office. Tilgængelig fra: [http://www.hm-treasury.gov.uk/economic\\_data\\_and\\_tools/greenbook/data\\_greenbook\\_index.cfm](http://www.hm-treasury.gov.uk/economic_data_and_tools/greenbook/data_greenbook_index.cfm) (29.09.08)
- Hoel M og Sterner T. 2007. Discounting and Relative Prices. Climatic Change 84: 265-280
- Hope C. 2008. Discount rates, equity weights and the social cost of carbon. Energy Economics 30: 1011–1019
- Hope C. 2005. Memorandum to the House of Lords Select Committee
- Howarth RB and Monahan PA. 1996. Economics, ethics and climate policy: framing the debate. Global and Planetary Change 11: 187-199
- IDA. 2006. Ingeniørforeningens Energiplan 2030 – Hovedrapport. Tilgængelig fra: <http://ida.dk/News/Documents/Energiplan%202030-Hovedrapportsamlet.pdf> (29.09.08)

Ingeniørforeningens energiplaner. Øvelse i Miljø- og Ressourceøkonomi. Økonomisk Institut, Københavns Universitet. Ikke offentliggjort.

IPCC. 2007. Summary for Policymakers. I: Metz B et al. (red.) Climate Change 2007: Mitigation. Contribution of Working Group III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge University Press: 1-23

IPCC. 2007b. Summary for Policymakers. Climate Change 2007. Synthesis report.

Tilgængelig fra: [http://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar4/syr/ar4\\_syr\\_spm.pdf](http://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar4/syr/ar4_syr_spm.pdf)

Jamieson D. 2003. A companion to environmental philosophy.

Jamison A. 2001. The making of green knowledge. Environmental Politics and Cultural Transformation. Aalborg Universitetsforlag

Johansson-Stenman O. 2005. Distributional Weights in Cost-Benefit Analysis—Should We Forget about Them? *Land Economics* 81 (3): 337-352

Kant I. 2003 (Original: 1788). Kritik der praktischen Vernunft. Udgivet af Brandt HD og Klemme HF. Philosophische Bibliotek 506, Meiner, Hamburg.

Kelman S. 1981. Cost-benefit analysis: An ethical critique (with replies). *AEI Journal on Government and Society Regulation* January/February (1981):33-40 Tilgængelig fra: [http://fiesta.bren.ucsb.edu/~costello/courses/ESM204/ESM204\\_2007/Readings/CBAEthicalCritique.pdf](http://fiesta.bren.ucsb.edu/~costello/courses/ESM204/ESM204_2007/Readings/CBAEthicalCritique.pdf)

Lind RC. 1982. A primer on the major issues relating to the discount rate for evaluating national energy options. In: Lind RC. et al. Discounting for time and risk in energy policy. *Resources for the Future*:21-94

Lind RC. 1995. Intergenerational equity, discounting, and the role of cost-benefit analysis in evaluating global climate policy. *Energy Policy* 23(4/5):379-389

Lind RC. 1999. Analysis for intergenerational decisionmaking. I: Portney PR and Weyant JP: Discounting and intergenerational equity. *Resources for the Future*.

Lomborg B. 1998. Verdens sande tilstand. Forlaget Centrum

Lund H og Mathiesen BV. 2006. Ingeniørforeningens Energiplan 2030 – Baggrundsrapport. Udgivet af Ingeniørforeningen i Danmark. Tilgængelig fra:

[\(29.09.08\)](http://ida.dk/News/Documents/Energiplan%202030-Baggrundsrapportsamlet.pdf)

Lund H og Mathiesen BV. 2008. Ingeniørforeningens Energiplan 2030 - opdaterede samfundsøkonomiske beregninger maj 2008. Tilgængelig fra:

[\(29.09.08\)](http://ida.dk/News/Documents/Energiplan_2030_Opdaterede%20samfundsøkonomiskeberegninger.pdf)

- Mendelsohn R. 2008. Symposium: The economics of climate change: The stern review and its critics: Is the stern review an economic analysis? Review of Environmental Economics and Policy 2(1):45-60.
- Metz B et al. 2007. Climate change 2007: Mitigation of Climate Change. Contribution of working group III to the fourth assessment report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge University Press for the Intergovernmental Panel on Climate Change.
- Michelsen K et al. (red.). 2008. Filosofisk leksikon: Den vestlige verdens erkendelsesteori, metafysik, etik, logik, videnskabsteori og samfundstænkning
- Michl TR. 2008. Discounting nordhaus. Working paper 158. Political economy research institute. University of Massachusetts Amherst. Tilgængelig fra:  
[http://www.peri.umass.edu/fileadmin/pdf/working\\_papers/working\\_papers\\_151-200/WP158.pdf](http://www.peri.umass.edu/fileadmin/pdf/working_papers/working_papers_151-200/WP158.pdf) (29.09.2008)
- Møller F. 2008. Velfærd nu eller i fremtiden. Velfærdsøkonomisk og nytteetisk vurdering over tid. Aarhus Universitetsforlag. (kommende)
- Munasinghe M et al. 1996. Applicability of techniques of cost-benefit analysis to climate change. I: Bruce JP et al. Climate Change 1995. Economic and Social Dimensions of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Second Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge University Press:145-177
- Neumayer, E. 2007. A missed opportunity: The Stern Review on climate change fails to tackle the issue of non-substitutable loss of natural capital. Global Environmental Change 17: 297-301
- Nordhaus WD and Boyer J. 2000. Warming the world: Economic models of global warming. MIT Press.
- Nordhaus WD. 1994. Managing the global commons: The economics of climate change. MIT Press.
- Nordhaus WD. 1999. Discounting and public policies that affect the distant future. I: Portney PR and Weyant JP: Discounting and intergenerational equity. Resources for the Future. 145 p.
- OECD. 2006. Cost-Benefit Analysis and the Environment: Recent Developments. Organization for Economic Cooperation and Development.
- Pannell DJ and Schilizzi SGM. 2006. Economics and the future: Time and discounting in private and public decision making. Elgar.

- Pearce DW. 1996. The social costs of climate change: Greenhouse damage and the benefits of control. I: Bruce JP et al. Climate Change 1995. Economic and Social Dimensions of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Second Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge University Press: 179-224
- Perman R et al. 2003. Natural resource and environmental economics. 3. udg. Pearson
- Pezzey JCV. 2006. Reconsidering reconsidered: Why sustainable discounting need not be inconsistent over time. In: Pannell DJ and Schilizzi SGM. 2006. Economics and the future: Time and discounting in private and public decision making. Elgar: 69-76
- Philibert C. 2006. Discounting the future. In: Schilizzi SGM. 2006. Discounting the distant future using short time horizons: Investments with irreversible benefits. In: Pannell DJ and Schilizzi SGM. 2006. Economics and the future: Time and discounting in private and public decision making. Elgar: 137-148
- Pindyck RS. 1991. Irreversibility, uncertainty, and investment. *Journal of Economic Literature* 29(3):1110-48.
- Portney PR and Weyant JP. 1999. Discounting and intergenerational equity. *Resources for the Future*.
- Price C. 1993. Time, discounting and value. Blackwell.
- Price C. 1999a. Discounting in the context of multiple objectives. I: Helles F et al. *Multiple Use of Forests and Other Natural Resources: Aspects of Theory and Application*. Springer: 34-45
- Price C. 1999b. Discounting Stated and revealed preference analysis: Cost-benefit analysis, democracy and multiple-objective decision making. I: Helles F et al. *Multiple Use of Forests and Other Natural Resources: Aspects of Theory and Application*. Springer: 34-45
- Ramsey F. 1928. A mathematical theory of saving. *The Economic Journal*, 38(152): 543-559
- Rawls J. 1971. A theory of justice. Harvard University Press, Belknap Press.
- Regeringen 2007. En visionær dansk energipolitik 2025. Tilgængelig fra:  
<http://ens.dk/sw68153.asp>
- Robinson JC. 1990. Philosophical Origins of the Social Rate of Discount in Cost-Benefit Analysis. *The Milbank Quarterly*, 68(2):245-265
- Rothenberg J. 1999. Intergenerational ethics, efficiency, and commitment: Comments on Schelling and Kopp and Portney. I: Portney PR and Weyant JP. *Discounting and intergenerational equity. Resources for the Future*: 103-109

- Sælen H et al. 2008. Risk, inequality and time in the welfare economics of climate change: Is the workhorse model underspecified? (July 15 2008). University of Oxford Department of Economics Working Paper No. 400. Tilgængelig på SSRN: <http://ssrn.com/abstract=1219982> (01.11.2008)
- Sagoff M. 2008. The economy of the earth: Philosophy, law, and the environment. Cambridge University Press.
- Schelling TC. 1999. Intergenerational discounting. In: Portney PR and Weyant JP, eds. Discounting and intergenerational equity. Resources for the Future.
- Schilizzi SGM. 2006a. Discounting the distant future using short time horizons: Investments with irreversible benefits. In: Pannell DJ and Schilizzi SGM. 2006. Economics and the future: Time and discounting in private and public decision making. Elgar: 77-96
- Schilizzi SGM. 2006b. Discounting the distant future: Why so many voices and so little consensus? In: Pannell DJ and Schilizzi SGM. 2006. Economics and the future: Time and discounting in private and public decision making. Elgar: 149-168
- Schimmelpfennig D. 1995. The option value of renewable energy. The case of climate change Energy Economics. 17. (4): 311 – 317
- Sen A and Williams B. 1982. Utilitarianism and beyond. Cambridge University Press.
- Sen A. 1982. Approaches to the choice of discount rates for social benefit-cost analysis. In: Lind RC. et al. 1982. Discounting for time and risk in energy policy. Resources for the Future:325-353
- Sen A. 1987. On ethics and economics. Royer Lectures series, Blackwell.
- Shue: Climate. I: Jamieson. 2003. A companion to environmental philosophy. Blackwell
- Singer P. 2004. One world. Yale University Press
- Stern N. 2007. The Economics of Climate Change : The Stern Review. Cambridge University Press.
- Stern N. 2007a. Economic modelling of climate-change impacts. Kapitel 6 i: The Economics of Climate Change: The Stern Review. Cambridge University Press.
- Stern N. 2007b. Economics, Ethics and Climate Change. Kapitel 2 i: The Economics of Climate Change : The Stern Review. Cambridge University Press.
- Stern N. 2007c. Ethical Frameworks and Intertemporal Equity. Annex 2A i: The Economics of Climate Change: The Stern Review. Cambridge University Press.
- Sterner T and Persson UM. 2008An even sterner review: Introducing relative prices into the discounting debate. Review of Environmental Economics and Policy 2(1):61-76.

Stiglitz JE. 1982. The rate of discount for benefit-cost analysis and the theory of the second best. In: Lind RC. et al. 1982. Discounting for time and risk in energy policy. Resources for the Future:151-256

Teknologirådet 2007. Det fremtidige danske energisystem. Teknologiscenarier. Tilgængelig fra: [http://www.tekno.dk/pdf/projekter/p07\\_det\\_fremtidige\\_danske\\_energisystem-teknologiscenarier.pdf](http://www.tekno.dk/pdf/projekter/p07_det_fremtidige_danske_energisystem-teknologiscenarier.pdf)

Tietenberg T. 1997. The economics of global warming. Edward Elgar.

Tol RSJ. 2001. Equitable cost-benefit analysis of climate change policies. Ecological Economics 36: 71–85

Tol RSJ. 2005. The marginal damage costs of carbon-dioxide emissions. Energy Policy 33:2064-2074

Tol RSJ. 2008. The Economic Impact of Climate Change. ESRI Working Paper 255, Sept 2008. Tilgængelig fra:

<http://www.esri.ie/UserFiles/publications/20080922144128/WP255.pdf> (29.09.08)

Ulph A and Ulph D. 1997. Global warming, irreversibility and learning. Economic Journal 107(442):636-50.

United Nations. 1992. Rio Declaration on Environment and Development. Tilgængelig fra: <http://www.un-documents.net/rio-dec.htm> (01.11.2008)

Unruh GC. 2002. Escaping carbon lock-in. Energy Policy 30(4): 317-325

Weisbach D and Sunstein CR. 2008. Climate Change and Discounting the Future: A Guide for the Perplexed. Reg-Markets Center Working Paper No. 08-19. Tilgængelig fra: <http://ssrn.com/abstract=1223448> (29.09.08)

Weitzman ML. 1998. Why the far-distant future should be discounted at its lowest possible rate. Journal of Environmental Economics and Management 36(3):201-8.

Weitzman ML. 1999. "Just keep discounting, but . . ." I: Portney PR and Weyant JP. Discounting and intergenerational equity. Resources for the Future. 23-29

Weitzman ML. 2001. Gamma discounting. American Economic Review 91(1):260-71.

Weitzman ML. 2007. A review of the stern review on the economics of climate change. Journal of Economic Literature 45(3):703-2

Wikard H-P. 2003. On the quasi-option value of biodiversity and conservation. In: Wesseler et al. Risk and uncertainty in environmental and natural resource economics. Elgar: 23-37

Yohe GW et al. 2007. Perspectives on climate change and sustainability. I: Parry OF et al. Climate Change 2007: Impacts, Adaptation and Vulnerability. Contribution of Working Group II to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, Cambridge University Press: 811-841

## **Bilagsoversigt**

**Bilag 1:** Ingeniørforeningens Energiplan 2030 - opdaterede samfundsøkonomiske beregninger. Notat af Henrik Lund og Brian Vad Mathiesen, Aalborg Universitet, 9. maj 2008

**Bilag 2:** Output-ark fra særkørsler i EnergyPlan-modellen



# Ingeniørforeningens Energiplan 2030

Opdaterede beregninger

# Ingeniørforeningens Energiplan 2030

## - opdaterede samfundsøkonomiske beregninger

Notat af Henrik Lund og Brian Vad Mathiesen, Aalborg Universitet, 9. maj 2008

Dette notat redegør for supplerende samfundsøkonomiske beregninger af Ingeniørforeningens Energiplan 2030 [1] med opjusterede kul-, olie- og naturgaspriser jf. de seneste stigninger i olieprisen (forår 2008).

Desuden er der gennemført beregninger med opjusterede priser iht. Energistyrelsens seneste justeringer af de samfundsøkonomiske forudsætninger (februar 2008) [2], hvilket har omfattet en justering af dollarkurs, biomasse og CO<sub>2</sub>-handelspriser samt vindkraft- og solcelleanlægspriser.

Arbejdet omfatter:

1. En beregning af den samlede plan med opjusterede kul-, olie- og naturgaspriser svarende til et oliepris-niveau på 124 USD/tønde. Beregningen supplerer de tidligere tre prissæt svarende til oliepriser på hhv. 40, 68 og 96 USD/tønde, idet alle øvrige forudsætninger er de samme (inkl. den tidligere anvendte dollarkurs på 6,00 DKK/USD).
2. En supplerende beregning for tre af ovennævnte fire oliepriser med opjusteringer af biomasse-, CO<sub>2</sub> handels-, vindkraft- og solcelle- omkostninger.
3. En beregning af IDA energiplanens enkeltiltag med nuværende oliepriser samt øvrige opjusteringer. Nuværende oliepriser er her defineret ved olieprisen 120 USD/tønde i kombination med en dollarkurs på 4,80 DKK/USD. I ugen 5.-9. maj, hvor dette notat er udarbejdet, har olieprisen svinget mellem 115 og 124 USD/tønde. Dette svarer til ovennævnte pris-niveau 96 US\$/tønde, idet der i ovennævnte prissæt (af hensyn til sammenligningen) er taget udgangspunkt i Energistyrelsens forudsætninger (2006) som opererer med en dollarkurs på 6,00 DKK/USD.

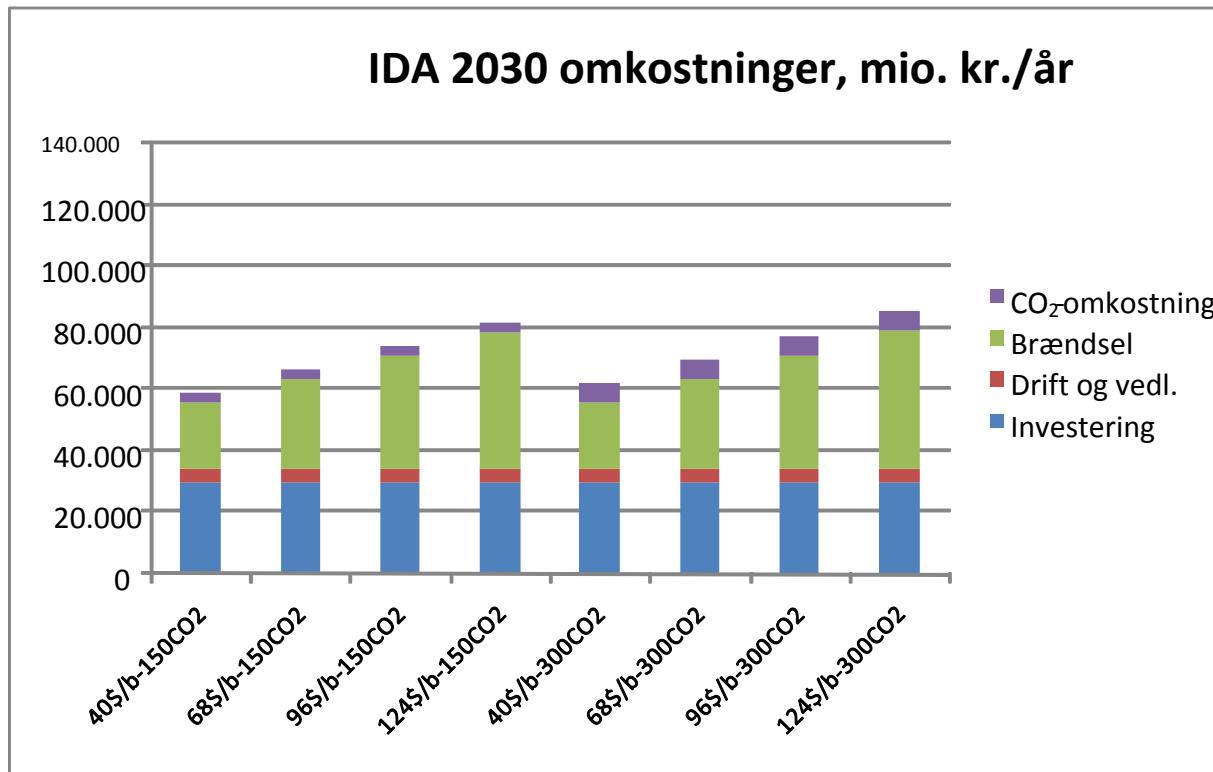
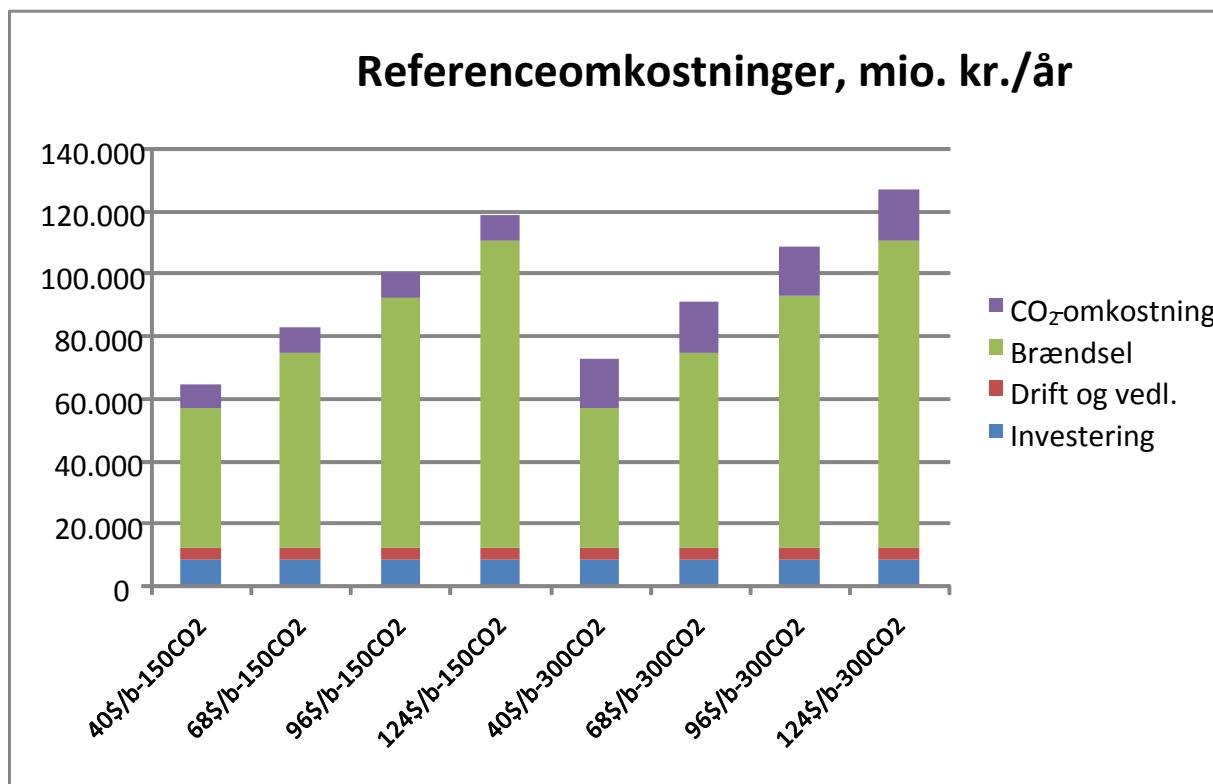
### **1. Opjustering af kul, olie og gaspris niveau**

I IDA energiplan 2030 blev der regnet med tre kul-, olie- og naturgas-prissæt. I tabel 1 er disse prissæt vist samt suppleret med et fjerde prissæt svarende til en oliepris på 124 USD/tønde. Alle øvrige forudsætninger hvad angår dollarkurs mv. er det samme som forudsat i 2006.

**Tabel 1: Brændselsprisforudsætninger (Kr/GJ)**

Dollarkurs 6,00 kr/\$	Dollarkurs 4,80 kr/\$	Råolie	Kul	Naturgas	Fuelolie	Gasolie Diesel	Benzin JP	Biomasse *)
40 \$/tønde	50 \$/tønde	41,4	12,4	32,4	28,9	51,7	55,0	22,0/43,3
68 \$/tønde	85 \$/tønde	70,3	15,2	47,5	49,2	87,9	93,5	22,0/43,3
96 \$/tønde	120 \$/tønde	99,2	18,0	62,6	69,5	124,1	132,0	22,0/43,3
124 \$/tønde	155 \$/tønde	128,2	20,8	77,7	89,8	160,3	170,5	22,0/43,3

\*) Halm på værker og træpiller hos individuelle forbrugere



*Figur 1: Samfundsøkonomiske omkostninger for hhv. referencen (BAU 2030) og IDA energiplan 2030 med tilføjelse af et brændselspris-niveau svarende til 124 \$/b (og med en dollarkurs på 6,00 DKK/USD).*

Resultatet af beregningen fremgår af figur 1. Som det ses, øges den samfundsøkonomiske gevinst, når brændselspriserne stiger. Med et prisniveau svarende til 124 USD/tønde (kurs 6,00 DKK/USD) vil de årlige omkostninger for det danske samfund kunne reduceres med 35-40 mia. kr. ved gennemførelsen af IDAs energiplan 2030 sammenlignet med referencen. De 35 mia. kr. gælder for en international CO<sub>2</sub>-handelspris på 150 DKK/ton, mens de 40 mia. kr. gælder for en pris på 300 DKK/ton. For brændselspriser svarende til 40-96 USD/tønde (6,00 DKK/USD) ligger de tilsvarende besparelser i intervallet 5-30 mia. kr.

### **Reference**

Som reference i Energiplan 2030 blev valgt Energistyrelsens basiscenario, som er en "Business as usual" fremskrivning af energiproduktion og -forbrug fra "Energistrategi 2025". I Energiplan 2030 er denne fremskrevet til 2030. I de indeværende analyser anno 2008 er der sammenlignet med den samme "Business As Usual" reference. Dette er gjort af hensyn til at sikre sammenlignelighed med de tidligere beregninger. Det betyder, at det netop vedtagne energiforlig ikke er med i referencen.

## **2. Opjustering af øvrige forudsætninger (CO<sub>2</sub>-pris, biomasse, vindkraft og solceller)**

Opjusteringen af øvrige omkostninger er gjort ud fra følgende betragtninger.

### **Elpris og CO<sub>2</sub>-pris**

I IDA Energiplan 2030 blev der taget udgangspunkt i Energistyrelsens forventning fra 2006 til en elpris anno 2030 på 349 DKK/MWh på Nord Pool i kombination med 150 kr./ton CO<sub>2</sub> [3]. Denne er her (2008) opjusteret til en elpris på 367 DKK/MWh i kombination med 175 kr./ton CO<sub>2</sub> [2].

### **Biomasse**

I IDA energiplan 2030 blev der (jf. Energistyrelsens forudsætninger 2006 [3]) regnet med biomassepriser som anført i tabel 1, dvs. en halmpris på 22 DKK/GJ og en træpillepris på 43,3 DKK/GJ. Disse er her (jf. Energistyrelsens forudsætninger fra februar 2008 [2]) opjusteret til hhv. 24,7 og 59,9 DKK/GJ, hvilket fremgår af tabel 2.

**Tabel 2: Brændselsprisforudsætninger**

Kr/GJ	Råolie	Kul	Naturgas	Fuelolie	Gasolie Diesel	Benzin JP	Biomasse *)
40 \$/tønde	41,4	12,4	32,4	28,9	51,7	55,0	24,7/59,9
68 \$/tønde	70,3	15,2	47,5	49,2	87,9	93,5	24,7/59,9
96 \$/tønde	99,2	18,0	62,6	69,5	124,1	132,0	24,7/59,9
124 \$/tønde	128,2	20,8	77,7	89,8	160,3	170,5	24,7/59,9

\*) Halm på værker og træpiller hos individuelle forbrugere

Herudover er der foretaget en række mindre justeringer i transport og håndteringsomkostningerne. Resultatet af justeringerne er angivet i tabel 3, som kan sammenlignes med en tilsvarende tabel i IDA Energiplan 2030 baggrundsrapporten (side 19).

**Tabel 3: Transport- og håndteringsomkostninger for brændsler**

<b>Pristillæg (kr./GJ)</b>	<b>Kul</b>	<b>Naturgas</b>	<b>Fuelolie</b>	<b>Gasolie</b>	<b>Benzin</b>	<b>Biomasse *)</b>
				<b>Diesel</b>	<b>JP</b>	
Til kraftværk (inkl. IBUS)	0,5	3,2	1,7			12,1
Til dec k/v, f JV og industri		7,8	14,0			8,1
Til individuelle hushold.		19,6		21,3		44,6
Til vejtransport				23,1	31,2	
Til flytransport					5,1	

\*) Halm på værker og træpiller hos individuelle forbrugere

### **Vindkraft**

Omkostninger til vindmøller var i IDA Energiplan 2030 opgjort med udgangspunkt i Energistyrelsens Teknologikatalog for el- og varmeproducerende anlæg [4]. For vindmøller til lands blev der regnet med 4 mio.kr./MW (levetid 20 år, d&v 0,5 %) og for offshore 8 mio. kr./MW (levetid 25 år, d&v 1,46 %). Siden udarbejdelsen af Teknologikataloget er priserne steget og Energistyrelsens forventninger til prisen på vindmøller opskrevet [5].

Her er der foretaget en opjustering med udgangspunkt i Energistyrelsens nye forventninger til vindmøller bygget i år 2020 som vist i tabel 4. Drifts- og vedligeholdelsesomkostningerne (D&V) er angivet til 90 kr./MWh for landmøller hhv. 110 kr./MWh for offshore vindmøller [5]. Disse omkostninger er imidlertid inklusive balancerings- og handelsomkostninger. Da sådanne omkostninger er medtaget andetsteds i beregningen af IDA energiplanen, er der her fratrukket 55 kr./MWh [2], og omkostningerne er omregnet til procent af anlægsinvesteringen.

**Tabel 4, Nye omkostninger for land- og offshorevindmøller**

	<b>År</b>	<b>Investeringer (DKK/MW-e)</b>	<b>Levetid (år)</b>	<b>Faste D&amp;V (% af inv.)</b>	<b>Ref.</b>
<b>Landvindmøller</b>	2020	8,0	20	1 %	[2;5]
<b>Offshorevindmøller</b>	2020	14,0	25	1,5 %	[2;5]

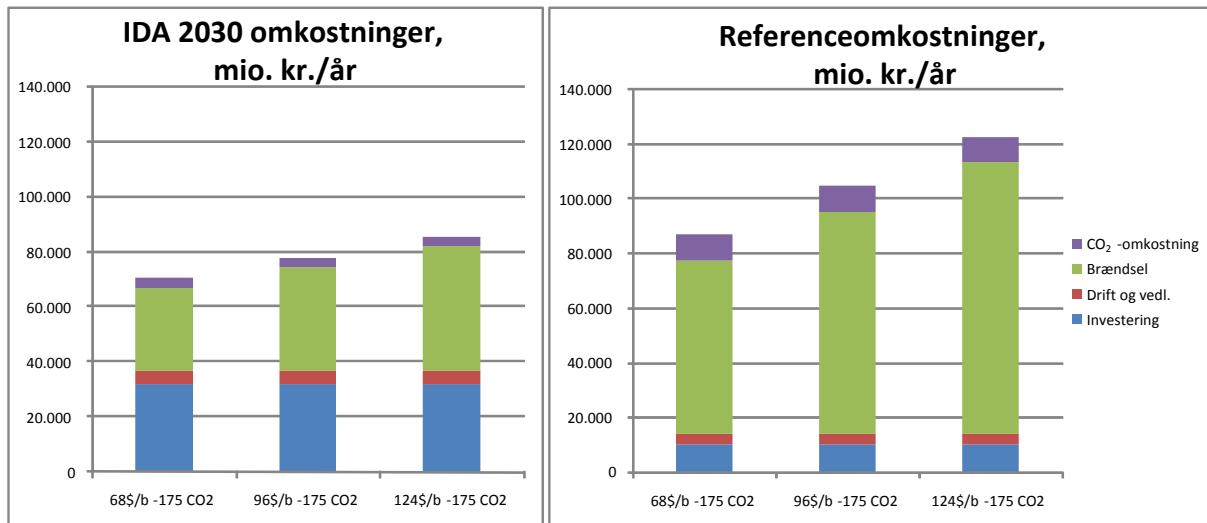
### **Solceller**

For solceller blev det i IDA Energiplan 2030 vurderet, at solceller ville falde i pris til 7.500 kr./kW i 2015 og sandsynligvis til en anlægspris på 3.000 kr./kW i 2030. Levetiden blev sat til 25 år. Imidlertid forudsætter et sådant prisfald, at udbygningen opstartes allerede nu. Og på den baggrund blev der regnet med en gennemsnitsomkostning svarende til prisniveauet år 2015 på 7.500 kr./kW (levetid 25 år, d&v 0,25).

Set i lyset af den seneste udvikling på området er der foretaget en vurdering af disse forventninger. Jf. vedhæftede appendiks udarbejdet af Hans Jørgen Brodersen er det på den baggrund valgt at justere prisen for 2015 til 12.000 kr./kW (levetid 25 år, d&v 0,25). Denne forventning repræsenterer mere end en halvering af det nuværende omkostningsniveau, som er på ca. 40.000 kr./kW.

## Resultater

Samtlige ovennævnte ændringer er inddarbejdet i analysen og omkostningerne er fundet for de tre højeste af de fire oliepris-sæt. Resultatet er vist i figur 2.



**Figur 2: Samfundsøkonomiske omkostninger for hhv. referencen (BAU 2030) og IDA energiplan 2030 efter opjustering af biomasse, CO<sub>2</sub>-, vindkraft- og solcelle-omkostninger.**

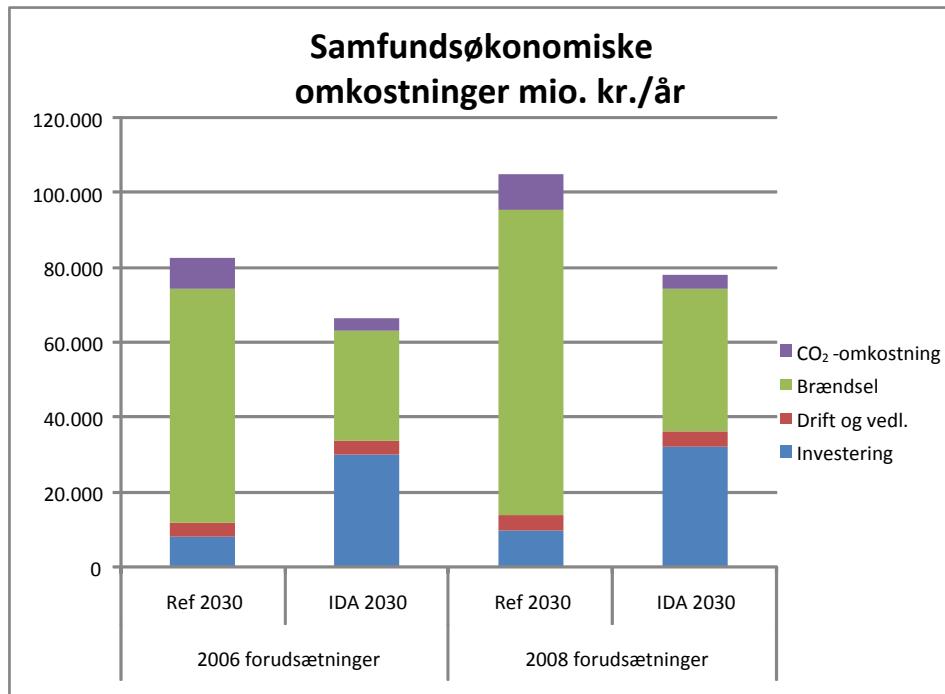
Med de nævnte opjusteringer stiger de samlede årlige omkostninger med 3-4 mia. kr. for såvel referencen som IDA Energiplan 2030. Omkostningsforøgelsen på vindkraft og solceller slår mest igennem på IDA energiplanen, mens CO<sub>2</sub> prisstigningen slår mest igennem på referencen. Det samlede omkostningsbillede er imidlertid det samme, nemlig at samfundet vil kunne nedbringe de årlige omkostninger med 20-40 mia. kr. ved gennemførelsen af Energiplan 2030 (med de forudsatte olie- og CO<sub>2</sub>-priser).

Ligesom i rapporten fra 2006 er ovennævnte omkostninger opgjort for et lukket system uden handel med el på Nord Pool. Der er foretaget en mindre analyse af, hvordan handel vil påvirke resultatet. Analysen viser, at de samfundsøkonomiske nettoindtægter ved el-handel vil stige, når brændselspriserne som her stiger væsentligt mere end el-priserne på Nord Pool. De gennemsnitlige indtægter vil således stige fra i størrelsesordenen 0,5 mia. kr./år med forudsætningerne i 2006 rapporten til i størrelsesordenen 1 mia. kr./år. Der er imidlertid ikke forskel på indtægterne mellem referencen og IDA energiplan 2030, og set ift. de potentielle besparelser på 20-40 mia. kr./år er el-handelsomkostningerne af mindre betydning.

I 2006 blev samfundsøkonomien i IDA Energiplan 2030 opgjort med udgangspunkt i de daværende oliepriser og dollarkurser (68 USD/tønde, 6,00 DKK/dollar). Opgørelsen byggede på den antagelse, at de fremtidige oliepriser vil svinge i intervallet 40-96 USD/tønde med et gennemsnit på 68 USD/tønde.

Her er der fortaget en opjustering af en række omkostninger, herunder en opjustering af oliepriserne svarende til det nuværende niveau (maj 2008). Den nye opgørelse bygger igen på en antagelse om, at olieprisen vil svinge i et tilsvarende interval som den tidligere opgørelse, denne gang dog med de nuværende oliepriser og dollarkurser som gennemsnit. I figur 3 er resultatet sammenlignet med den

oprindelige vurdering. Hvor den samfundsøkonomiske besparelse ved gennemførelsen af IDA energiplanen i sammenligning med referencen i 2006 blev opgjort til 15 mia. kr./år bliver besparelsen med de opjusterede forudsætninger 27 mia. kr./år.

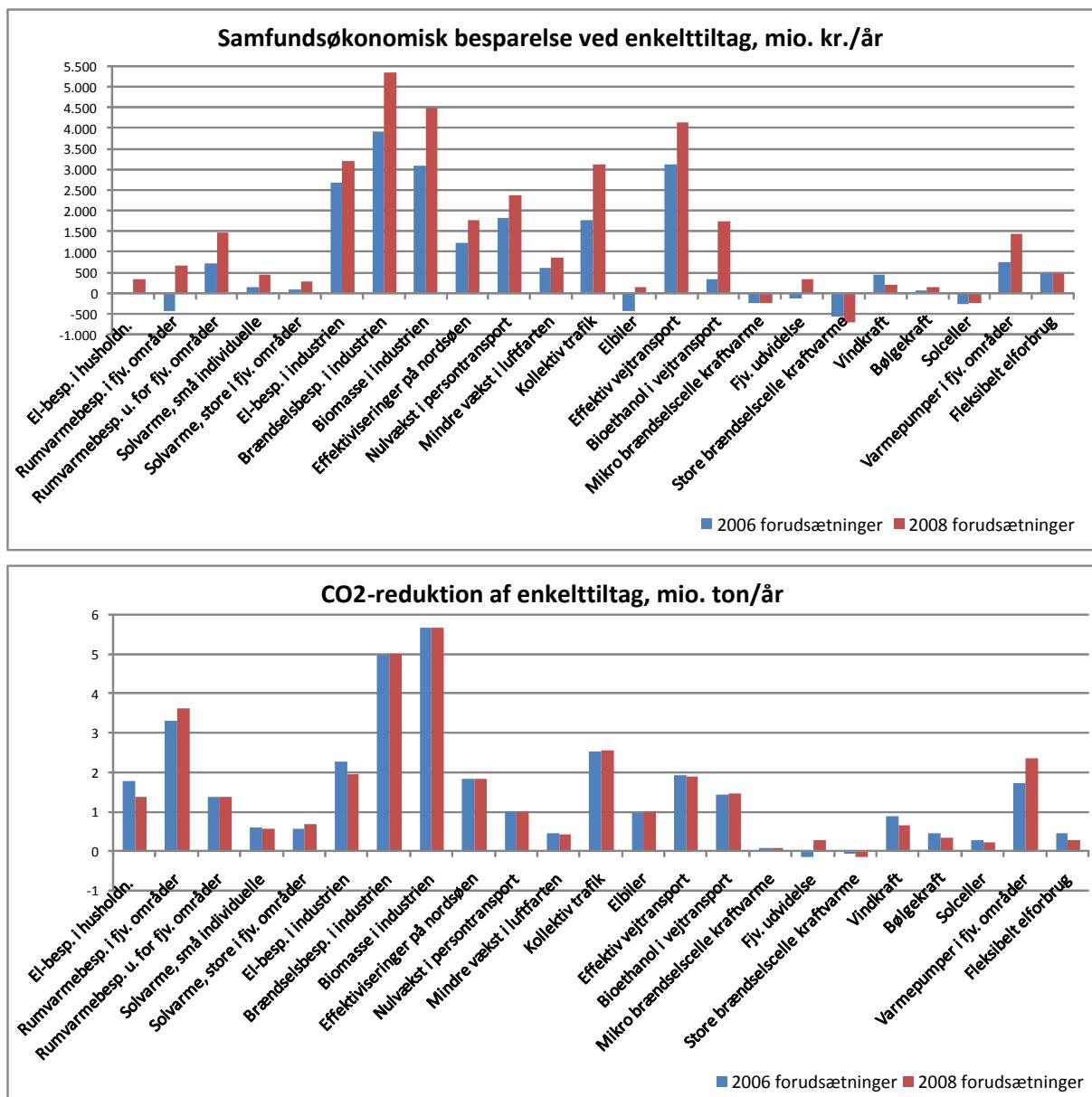


**Figur 3: Samfundsøkonomiske omkostninger for hhv. referencen (BAU 2030) og IDA energiplan 2030 med hhv. 2006- og 2008-forudsætninger. Med 2006-forudsætninger forudsættes oliepriserne at svinge i intervallet 40 – 96 USD/tønde med 2006 prisniveauet 68 USD/tønde (dollarkurs 6,00 DKK/USD) som gennemsnit. Med 2008 er gennemsnittet 96 USD/tønde (dollarkurs 6,00 DKK/USD) svarende til det nuværende (maj 2008) prisniveau på 120 USD/tønde (dollarkurs 4,80 DKK/USD).**

### 3. Beregning af enkeltiltag

Der er foretaget en beregning af IDA energiplanens enkelt-tiltag med ”nuværende” oliepriser samt øvrige opjusteringer. Som nævnt er ”nuværende” oliepriser her defineret ved prisniveauet 96 US\$/tønde. Dette skyldes, at der i ovennævnte prissæt for sammenligningens skyld er taget udgangspunkt i Energistyrelsens forudsætninger (2006), som opererer med en dollarkurs på 6,00 DKK/USD, hvor den i dag (5. maj) er ca. 4,80 DKK/USD. En oliepris på 96 USD/tønde ved dollarkurserne 6,00 svarer således ved dagens kurs til en oliepris på 120 USD/tønde, hvilket svarer til det nuværende niveau. I ugen 5.-9. maj har olieprisen svinet mellem 115 og 123 USD/tønde. Kulprisen på 18-20 kr./GJ svarer også godt til den nuværende kulpris, som ligger på ca. 100 USD/ton.

Analyserne af enkeltiltagene er foretaget i et åbent system med handel med el på Nord Pool markedet. Handelen influeres af CO<sub>2</sub>-handelsprisen 175 kr./ton, og CO<sub>2</sub>-emissionerne er opgjort som de indenlandske reduktioner.



**Figur 4: Samfundsøkonomiske omkostninger og CO<sub>2</sub> reduktioner af energiplanens enkelttiltag med hhv. 2006 og 2008 forudsætninger. Den marginale ændring af tiltagene er vurderet ift. referenceenergisystemet.**

Resultatet af analysen i form af samfundsøkonomisk besparelse samt CO<sub>2</sub>-reduktion er vist i figur 4, hvor effekten af hvert enkelt tiltag er vurderet i forhold til referencen og sammenlignet med den tilsvarende effekt under de tidligere forudsætninger fra 2006.

Generelt er billede, at værdien af hvert enkelt tiltag forøges under de nye forudsætninger. Følgende kan fremhæves:

- Rumvarmebesparelser i fjernvarmeområder bliver samfundsøkonomisk rentable.
- Elbiler bliver samfundsøkonomisk rentable.
- Fjernvarme-udvidelse bliver samfundsøkonomisk rentabel.

- Samfundsøkonomien i vindkraft formindskes pga. de øgede omkostninger, men er fortsat samfundsøkonomisk fordelagtige.
- Samfundsøkonomien i solceller forbedres, idet de højere brænsels- og CO<sub>2</sub>-priser mere end kompenserer for justeringen af anlægsomkostningerne. Tiltaget kræver dog yderligere prisfald end til 2015-niveauet for at blive samfundsøkonomisk rentabelt.
- Store brænselscelle-kraftværker er fortsat ikke rentable i reference-systemet, og rentabiliteten forringes med stigende naturgaspriser. Det skal imidlertid understreges, at set i forhold til den samlede IDA Energiplan 2030 er brænselscellekraftværkerne rentable blandt andet pga. deres forbedrede reguleringsfleksibilitet.
- Rentabiliteten i varmepumper i tilknytning til decentrale kraft/varmeanlæg stiger markant. Det skyldes kombinationen af moderate stigninger i gennemsnits-el-priser og store stigninger i brænselsomkostningerne.

Mht. CO<sub>2</sub>-reduktioner er det generelle billede, at disse ikke ændres. Dog er der visse mindre forskydninger. For eksempel formindskes CO<sub>2</sub>-reduktionen af el-besparelser og el-producerende VE-anlæg. Dette skyldes, at med de nye (2008) forudsætninger øges importen, idet el-priserne stort set fastholdes, mens brændselspriserne stiger. Og i et system med meget import giver el-besparelser ikke kun indenlandske CO<sub>2</sub>-besparelser, men også reduktion i importen. Samme mekanisme gør sig gældende ift. varmepumper, dog med omvendt fortægn.

## **Referencer**

- [1] H. Lund og B. V. Mathiesen, "Ingeniørforeningens Energiplan 2030 - Tekniske energisystemanalyser, samfundsøkonomisk konsekvensvurdering og kvantificering af erhvervspotentialer. Baggrundsrappo (Danish Society of Engineers' Energy Plan 2030)," Danish Society of Engineers (Ingeniørforeningen Danmark), Copenhagen, dec.2006.
- [2] Danish Energy Authority, "Forudsætninger for Samfundsøkonomiske beregninger på energiområdet (Premises for socio-economic calculations within energy)," Danish Energy Authority (Energistyrelsen), Copenhagen,Feb.2008.
- [3] Danish Energy Authority, "Appendiks: Forudsætninger for Samfundsøkonomiske beregninger på energiområdet (Premises for socio-economic calculations within energy)," Danish Energy Authority (Energistyrelsen), Copenhagen,July2006.
- [4] Danish Energy Authority, Elkraft System, and eltra, "Technology Data for Electricity and Heat Generation Plants," Energistyrelsen (Danish Energy Authority), Copenhagen, Denmark,Mar.2005.
- [5] Danish Energy Authority, "Basisfremskrivning af Danmarks energiforbrug frem til 2025 (Forecast of the Danish Energy Supply until 2025)," Energistyrelsen (Danish Energy Authority), Copenhagen,Jan.2008.

## Appendiks

### **Notat vedr. solceller til nye beregninger af IDA Energiplan 2030**

**Af civilingeniør Hans Jørgen Brodersen**

Målet er at få så stor en andel af solcelleenergi ind i det danske el-system som muligt, idet denne energiproduktion er CO<sub>2</sub>-fri og meget miljøvenlig ud over det bidrag, produktionen af udstyr og anlæg medfører. Energi- og livscyklusbetrægtninger over anlæggene falder dog ud til fordel for solcelle teknologien. Samtidig er denne energiproduktion forholdsvis let at integrere i både den eksisterende bebyggelse og den fremtidige, uden at den nævneværdigt, om overhovedet, skæmmer bygnings-, kultur- og naturværdier. Energien produceres lokalt og involverer ofte forbrugerne i selve produktionen. Enkelte gener i form af refleksioner og spejlinger af stærkt lys fra anlæggene kan forekomme, men kan som oftest undgås gennem planlægning og teknologiske løsninger.

Danmark er kommet meget sent i gang med at anvende denne form for vedvarende energiproduktion, mens nære lande som Tyskland, Østrig og Spanien og fjernere lande som Australien, Japan og USA alle har meget store vækstrater i udnyttelsen af denne energiform. For alle landene gælder det, at solceller regnes for væsentlige bidragsydere til disse landes CO<sub>2</sub>-reduktioner. Den lille globale produktionskapacitet af anlæg, prisen, økonomien bag og rentabiliteten for solcelleanlæg har været den største faktor for deres manglende udbredelse. Forskellige tilskudsformer og feed-in tariffer har derfor stor betydning for den store udbredelse, de succesfulde lande har med solcelleteknologien.

Et realistisk mål for Danmark med dets nordlige geografiske og relativt solfattige placering er 10 % fuldlasttimer og en installeret effekt på 700 MW. Væksten i anlæg skal derfor være et højvæksts scenario med op til 30 % vækstkurver frem til 2030.

Solcelleanlæg er i 2006-2008 stadig relativt dyre anlæg. Baseret på installerede, siliciumbaserede anlæg inklusive konvertere i 2007-8 uden tilskud ved "EnergiMidt" (der er Danmarks mest erfarne udbyder af anlæg til private og erhverv) er prisniveauet for 680Wp på knap 40.000 DKK inklusive moms, eller for 250Wp på ca. 16.500 DKK inklusive moms. Prisen ligger mellem ca. 60 DKK/Wp og 66 DKK/Wp. Dette svarer til en installeret pris på ca. 45.000 DKK/kW eksklusive moms.

I IDAs hovedrapport "Energiplan 2030" fra 2006 kan man, baseret på "Learning curves" over de næste 30 års udvikling inden for solcelleudviklingen, konstatere et prisfald på gennemsnitligt 20 %. Denne udvikling må forventes at flade lidt ud, efterhånden som markedet når en vis størrelse. Analогt til solvarmeudbredelsen er der dog med den seneste udvikling grund til at tro, at solcelleudbreddelsen og prisniveauet forventeligt også vil afhænge af uddannelsen af arbejdskraft, og "gør det selv"- folket, der effektivt kan installere anlæggene, kombineret med en generel folkelig opbakning. Det globale marked er også under hurtig forandring. Vækst i produktionsfaciliteter af anlæg sammen med udviklingen af Turnkey, "pakkeanlæg" og færdige standardanlæg til hurtig installation vil også være med til at sænke prisen. Inden for solceller er der samtidig stor forskning og udvikling i nye og bedre anlæg. Tyndfilmsteknologien og nanoteknologien presser stærkt på, og udviklingen inden for solcellebranchen spår om produktionspriser på under 1\$/Wp (ca. 6000 DKK/kW) allerede i 2010 for langtidsholdbare anlæg. I Danmark er Risø langt med fremme i denne forskning, ligesom andre forskningsinstitutioner også bidrager med ny viden om solcelleanlæggene. "Learning curves" med

20 % prisfald er derfor meget sandsynligt i underkanten. Større prisfald kan forventes, og et høj-vækstscenarie er mere sandsynligt. Et estimat for prisudviklingen i Danmark er, at man i 2016 kan have et anlægsprisniveau på ca. 7.500 DKK/kW og i 2030 sandsynligvis en standardanlægspris på 3.000 DKK/kW. Installerede anlæg kan forventes på 10.000-12.000 DKK/kW i 2016 og 5-6000 DKK/kW i 2030. Disse estimerer er positive, men baseres på branchens estimerer og den generelle udvikling beskrevet ovenfor. Der lægges op til, at det i Danmark forventes, at et solcelleanlæg opsat på et hus-tag har en levetid på 25 år.

På den baggrund er det valgt i visionen at udbygge med 700 MW solceller og at indregne en gennemsnitsomkostning svarende til prisniveauet år 2015 på 12.000 kr./kW (levetid 25 år, d&v 0,25).

Notatet er baseret på bl.a.:

- "Strategic Research Agenda for PhotoVoltaic Solar Energy Technology" 2007, European PhotoVoltaic Technology Platform, EU; (der har et konservativ udviklingsscenarie).
- Webinformationer om solceller fra EnergiMidt.
- PAenergi A/S.
- [www.Solarplaza.com](http://www.Solarplaza.com) og "International Solar Expert Conference" June 2008.

Input ReferenceENS2030july2008

The EnergyPLAN model 7.20



Electricity demand (TWh/year):		Flexible demand		0.00		Group 2: CHP Heat Pump Boiler Group 3: CHP Heat Pump Boiler Condensing	Capacities		Efficiencies		Regulation Strategy: KEOL regulation Minimum Stabilisation share Stabilisation share of CHP Minimum CHP gr 3 load Heat Pump maximum share Maximum import/export	Market regulation NEW		Fuel Price level:					
Fixed demand	49.00	Fixed imp/exp.	0.00	MW-e	MJ/s		elec.	Ther	COP					Capacities		Storage	Efficiencies		
Electric heating	0.00	Transportation	0.00	1350	1647		0.41	0.50						MW-e	GWh	elec.	Ther.		
Electric cooling	0.00	Total	49.00	Heat Pump	7		40		5.75					Hydro Pump:	0	0	0.40		
District heating (TWh/year)	Gr.1	Gr.2	Gr.3	Boiler	7500			0.86						Hydro Turbine:	0		0.40		
District heating demand	2.26	14.29	22.63	Group 3:	2000		2440	0.41	0.50					Electrol. Gr.2:	0	0	0.40		
Solar Thermal	0.02	0.00	0.00	CHP	0		0		3.50					Electrol. Gr.3:	0	0	0.40		
Industrial CHP (CSHP)	0.00	0.00	1.73	Heat Pump	11300			0.86						Electrol. trans.:	0	0	0.80		
Demand after solar and CSHP	2.24	14.29	20.90	Boiler	8000		0.52							Ely. MicroCHP:	0	0	0.80		
Wind	3100	MW	7.26	TWh/year	0.00	Grid	Heatstorage: gr.2: 40 GWh		gr.3: 10 GWh					CAES fuel ratio: 0.000					
Offshore Wind	1952	MW	7.61	TWh/year	0.00	stabilis-	Fixed Boiler: gr.2: 2.5 Per cent		gr.3: 1.0 Per cent										
Photo Voltaic	0	MW	0	TWh/year	0.00	sation	Electricity prod. from		CSHP	Waste (TWh/year)									
Wave Power	0	MW	0	TWh/year	0.00	share	Gr.1: 0.00		0.00										
Hydro Power	0	MW	0	TWh/year	Gr.2: 0.00		0.00												
Geothermal	0	MW	0	TWh/year	Gr.3: 2.41		0.00												
							Dependency factor 0.02 DKK/MWh pr. MW												
							Average Market Price 367 DKK/MWh												
							(TWh/year)		Coal	Oil		Ngas	Biomass						
							Transport 0.00		69.20	0.00									
							Household 0.01		6.72	9.05		7.29							
							Industry 3.37		26.92	18.19		5.18							
							Various 0.00		3.01	19.73		0.00							

## Output

District Heating											Electricity																Exchange			
Demand	Production								Balance	Consumption					Production							Balance					Payment Imp Million DKK	Exp Million DKK		
	Distr. heating MW	Solar MW	Waste+ CSHP MW	DHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW		Elec- demand MW	Flexi- ble MW	HP MW	Elec- trollyser MW	EH MW	Hydro Pump MW	Tur- bine MW	RES MW	Hy- dro thermal MW	Geo- thermal MW	Waste+ CSHP MW	CHP MW	PP MW	Stab- Load %	Imp MW	Exp MW	CEEP MW	EEP MW			
January	7177	1	197	413	3893	40	0	2634	0	0	6305	0	7	0	0	0	0	1535	0	0	274	3190	304	100	1261	253	0	253	346	33
February	7343	2	197	422	4012	40	0	2670	0	0	6237	0	7	0	0	0	0	2134	0	0	274	3288	269	100	824	546	0	546	217	74
March	6256	2	197	359	4058	40	0	1600	0	0	6004	0	7	0	0	0	0	1772	0	0	274	3326	354	100	771	487	0	487	222	94
April	5013	3	197	286	3981	40	0	559	0	-53	5291	0	7	0	0	0	0	1512	0	0	274	3263	286	100	408	445	0	445	113	96
May	3933	3	197	223	3338	40	0	89	0	42	5162	0	7	0	0	0	0	1511	0	0	274	2736	502	100	546	400	0	400	159	86
June	1782	3	197	100	1411	40	0	66	0	-35	5017	0	7	0	0	0	0	1616	0	0	274	1156	1617	100	772	412	0	412	227	127
July	1782	4	197	99	1385	40	0	66	0	-9	4574	0	7	0	0	0	0	1106	0	0	274	1135	1708	100	717	358	0	358	213	116
August	1782	3	197	100	1383	40	0	66	0	-7	5263	0	7	0	0	0	0	1500	0	0	274	1133	1610	100	930	178	0	178	285	52
September	2736	3	197	155	2273	40	0	66	0	2	5401	0	7	0	0	0	0	1501	0	0	274	1863	1917	100	465	612	0	612	133	183
October	4076	2	197	234	3433	40	0	145	0	24	5602	0	7	0	0	0	0	2337	0	0	274	2814	871	100	221	908	0	908	66	213
November	5347	1	197	307	4012	40	0	757	0	33	6054	0	7	0	0	0	0	2240	0	0	274	3288	880	100	405	1027	0	1027	121	229
December	6385	1	197	368	4018	40	0	1761	0	0	6056	0	7	0	0	0	0	1574	0	0	274	3293	1000	100	586	665	0	665	179	162
Average	4460	2	197	255	3097	40	0	869	0	0	5578	0	7	0	0	0	0	1692	0	0	274	2538	944	100	659	523	0	523	Average price (DKK/MWh)	
Maximum	12535	28	197	723	4088	40	0	7999	0	4107	8603	0	7	0	0	0	0	5052	0	0	274	3350	7063	100	2500	2500	0	2500		
Minimum	1561	0	197	76	549	40	0	66	0	-2668	2795	0	7	0	0	0	0	0	0	0	274	450	0	100	0	0	0	0	394	319
Total for the whole year																												Million DKK		
TWh/year	39.18	0.02	1.73	2.24	27.20	0.35	0.00	7.63	0.00	0.00	49.00	0.00	0.06	0.00	0.00	0.00	0.00	14.87	0.00	0.00	2.41	22.29	8.29	5.79	4.59	0.00	4.59	2280	1464	
FUEL BALANCE (TWh/year):																													CO2 emission (Mt):	
	DHP	CHP2	CHP3	Boiler2	Boiler3	PP	Geo-th.	Hydro	Elc.ly.s	Waste	CAES	Wind	Offsh.	PV	Wave	Solar.Th	Transp.	househ.	Industry	Various	Total	Imp/Exp	Corrected	Imp/Exp	Netto	Total	Netto			
Coal	0.04	2.53	3.57	0.04	0.08	5.85	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.01	3.37	-	15.49	0.85	16.34	5.30	5.59					
Oil	0.83	0.56	0.80	0.91	1.78	0.44	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	69.20	6.72	26.92	3.01	111.17	0.06	111.24	29.62	29.63					
N.Gas	0.67	11.71	16.53	0.73	1.42	9.42	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9.05	18.19	19.73	87.46	1.37	88.82	17.85	18.13						
Biomass	1.06	7.35	11.37	1.65	2.26	0.20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7.29	5.18	-	36.36	0.02	36.38	0.00	0.00						
Renewable	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.02	-	-	-	14.89	0.00	14.89	0.00	0.00					
H2 etc.	-	0.00	0.00	0.00	0.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00						
Geothermal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00						
Total	2.60	22.16	32.27	3.33	5.54	15.91	-	-	-	-	7.26	7.61	-	-	-	0.02	69.20	23.07	53.66	22.74	265.36	2.30	267.66	52.76	53.35					

# Output specifications

# ReferenceENS2030july2008

# The EnergyPLAN model 7.20



District Heating Production												RES specification																	
	Gr.1				Gr.2								Gr.3								RES1 Wind MW	RES2 Offsho MW	RES3 Photo MW	RES4 Wave I er MW	Total MW				
	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	DHP MW	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Stor- age MW	Ba- lance MW	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Stor- age MW	Ba- lance MW					
January	414	1	0	413	2618	0	0	1579	40	0	999	0	0	0	4146	0	197	2314	0	0	1635	0	0	0	743	792	0	0	1535
February	424	2	0	422	2678	0	0	1643	40	0	995	0	0	0	4241	0	197	2370	0	0	1675	0	0	0	1095	1039	0	0	2134
March	361	2	0	359	2282	0	0	1645	40	0	597	0	1	0	3614	0	197	2413	0	0	1003	0	0	0	867	905	0	0	1772
April	289	3	0	286	1829	0	0	1617	40	0	214	0	8939	-42	2896	0	197	2365	0	0	345	0	2393	-11	710	802	0	0	1512
May	227	3	0	223	1435	0	0	1319	40	0	41	0	20807	34	2272	0	197	2019	0	0	49	0	4124	8	720	792	0	0	1511
June	103	3	0	100	650	0	0	593	40	0	41	0	8324	-24	1030	0	197	818	0	0	26	0	4546	-11	752	864	0	0	1616
July	103	4	0	99	650	0	0	578	40	0	41	0	26896	-9	1030	0	197	807	0	0	26	0	10000	0	505	600	0	0	1106
August	103	3	0	100	650	0	0	576	40	0	41	0	29881	-7	1030	0	197	807	0	0	26	0	10000	0	721	779	0	0	1500
September	158	3	0	155	998	0	0	917	40	0	41	0	25681	0	1581	0	197	1356	0	0	26	0	9415	2	707	794	0	0	1501
October	235	2	0	234	1486	0	0	1393	40	0	41	0	31214	13	2354	0	197	2041	0	0	105	0	4512	12	1192	1145	0	0	2337
November	308	1	0	307	1950	0	0	1646	40	0	231	0	3942	33	3089	0	197	2366	0	0	525	0	963	0	1146	1095	0	0	2240
December	368	1	0	368	2329	0	0	1640	40	0	648	0	2	0	3688	0	197	2378	0	0	1113	0	0	0	773	802	0	0	1574
Average	257	2	0	255	1627	0	0	1261	40	0	326	0	13058	0	2576	0	197	1836	0	0	543	0	3845	0	826	866	0	0	1692
Maximum	723	28	0	723	4572	0	0	1647	40	0	3360	0	40000	2115	7240	0	197	2440	0	0	4665	0	10000	2268	3100	1952	0	0	5052
Minimum	90	0	0	76	569	0	0	0	40	0	41	0	0	-1126	902	0	197	549	0	0	26	0	0	-1607	0	0	0	0	0
Total for the whole year																													
TWh/year	2.26	0.02	0.00	2.24	14.29	0.00	0.00	11.07	0.35	0.00	2.86	0.00	0.00		22.63	0.00	1.73	16.13	0.00	0.00	4.77	0.00	0.00		7.26	7.61	0.00	0.00	14.87

## ANNUAL COSTS (Million DKK)

Total Fuel = 81442

Coal = 1389

FuelOil = 10248

Gasoil/Diesel= 17992

Petrol/JP = 23135

Ngas = 21101

Biomass = 7578

Waste = 0

Maginal operation costs = 580

Total Electricity exchange = 713

Import = 2280

Export = -1464

Bottleneck = -103

Fixed imp/ex= 0

Total CO2 emission costs = 9234

Total variable costs = 91969

Fixed operation costs = 3347

Annual Investment costs = 9945

TOTAL ANNUAL COSTS = 105260

# Input VisionIDA2030july2008

# The EnergyPLAN model 7.20



Electricity demand (TWh/year):	Flexible demand	4.18	Capacities MW-e CHP Heat Pump Boiler Condensing	Efficiencies MJ/s 0.48 0.42 3.50 0.86 0.55	Regulation Strategy:	Market regulation NEW	Fuel Price level:
Fixed demand	29.84	Fixed imp/exp.	0.00		KEOL regulation	23457	Capacities
Electric heating	0.00	Transportation	0.98		Minimum Stabilisation share	0.00	Storage
Electric cooling	0.00	Total	35.00		Stabilisation share of CHP	0.00	Efficiencies
District heating (TWh/year)	Gr.1	Gr.2	Gr.3	SUM	Minimum CHP gr 3 load	0 MW	MW-e
District heating demand	1.69	12.25	16.97	30.91	Heat Pump maximum share	0.50	GWh
Solar Thermal	0.73	1.53	0.42	2.71	Maximum import/export	2500 MW	elec.
Industrial CHP (CSHP)	0.00	0.00	0.00	0.00	Distr. Name :	Price_DKV_2005.txt	Ther.
Demand after solar and CSHP	0.96	10.72	16.55	28.20	Addition factor	70.00 DKK/MWh	
Wind	3000 MW	7.02	TWh/year	0.00	Multiplication factor	1.07	
Offshore Wind	3000 MW	11.69	TWh/year	0.00	Dependency factor	0.02 DKK/MWh pr. MW	
Photo Voltaic	700 MW	0.7	TWh/year	0.00	Average Market Price	367 DKK/MWh	
Wave Power	500 MW	1.75	TWh/year	0.00			
Hydro Power	0 MW	0	TWh/year	share			
Geothermal	0 MW	0	TWh/year				

## Output

District Heating										Electricity												Exchange								
Demand	Production									Ba-	Consumption					Production					Balance				Payment	Imp	Exp			
	Distr.	Solar	Waste+	CSPH	DHP	CHP	HP	ELT	Boiler		Elec.	Flexi-	Elec-	Hydro	Turb-	Hy-	Geo-	Waste+	CSPH	CHP	PP	Stab-	Load	Imp	Exp	CEEP	EEP			
MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	%	MW	MW	MW	MW	Million DKK				
January	5050	119	0	243	1515	1575	0	1598	0	0	3839	560	450	0	0	0	0	2146	0	0	329	2113	16	100	593	347	0	347	120	57
February	5143	252	0	211	1475	1575	0	1632	0	0	3798	588	450	0	0	0	0	3021	0	0	329	2066	29	100	145	754	0	754	28	124
March	4531	285	0	168	1821	1575	0	683	0	0	3656	615	450	0	0	0	0	2546	0	0	329	2528	62	100	48	792	0	792	11	160
April	3831	434	0	95	1589	1569	0	225	0	-82	3222	592	448	0	0	0	0	2160	0	0	329	2236	44	100	193	699	0	699	50	149
May	3222	476	0	38	1100	1476	0	54	0	78	3144	601	422	0	0	0	0	2223	0	0	329	1587	69	100	415	455	0	455	113	111
June	2010	407	0	11	686	888	0	54	0	-37	3055	568	254	0	0	0	0	2320	0	0	329	997	375	100	413	558	0	558	106	161
July	2010	445	0	11	764	746	0	55	0	-10	2786	607	213	0	0	0	0	1694	0	0	329	1104	403	100	573	498	0	498	162	148
August	2010	423	0	11	628	920	0	54	0	-26	3205	574	263	0	0	0	0	2158	0	0	329	926	387	100	549	308	0	308	154	89
September	2547	367	0	14	1092	1045	0	54	0	-25	3289	578	298	0	0	0	0	2166	0	0	329	1582	571	100	275	759	0	759	71	219
October	3302	234	0	101	1360	1464	0	68	0	75	3412	608	418	0	0	0	0	3220	0	0	329	1927	143	100	113	1293	0	1293	30	295
November	4019	135	0	182	1776	1575	0	398	0	-48	3687	541	450	0	0	0	0	3094	0	0	329	2463	163	100	45	1416	0	1416	10	297
December	4603	80	0	229	2090	1575	0	560	0	69	3688	616	450	0	0	0	0	2207	0	0	329	2887	306	100	81	1056	0	1056	21	250
Average	3519	305	0	109	1324	1331	0	449	0	0	3397	587	380	0	0	0	0	2409	0	0	329	1867	214	100	288	743	0	743	Average price (DKK/MWh)	
Maximum	8069	2233	0	441	2422	1575	0	4865	0	2410	5239	2723	450	0	0	0	0	6602	0	0	329	3397	3527	100	2500	2500	0	2500		
Minimum	1885	0	0	10	0	0	0	54	0	-2440	1702	0	0	0	0	0	0	22	0	0	329	0	0	100	0	0	0	0	346	315
Total for the whole year																						Million DKK								
TWh/year	30.91	2.68	0.00	0.96	11.63	11.69	0.00	3.95	0.00	0.00	29.84	5.16	3.34	0.00	0.00	0.00	0.00	21.16	0.00	0.00	2.89	16.40	1.88	2.53	6.53	0.00	6.53	876	2059	
FUEL BALANCE (TWh/year):																						CO2 emission (Mt):								
DHP	CHP2	CHP3	Boiler2	Boiler3	PP	Geo-th.	Hydro	Elc.ly.s	Waste	CAES	Wind	Offsh.	PV	Wave	Solar.Th	Transp.	househ.	Industry	Variou	Total	Imp/Exp	Corrected	Total	Netto	Total	Netto				
Coal	-	-	5.69	-	-	1.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.81	-	7.51	-2.41	5.10	2.57	1.74					
Oil	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	36.78	1.54	-	3.01	41.33	0.00	41.33	11.01	11.01					
N.Gas	0.65	3.33	11.39	1.57	0.62	2.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.33	6.91	11.02	40.82	-4.81	36.01	8.33	7.35						
Biomass	0.46	3.25	6.88	1.29	1.11	0.42	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7.98	3.54	25.07	-	50.00	-0.05	49.95	0.00	0.00					
Renewable	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7.02	11.69	0.70	1.75	5.20	-	-	-	-	-	26.36	0.00	26.36	0.00	0.00					
H2 etc.	-	0.00	0.00	0.00	0.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00						
Geothermal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00						
Total	1.11	6.58	23.96	2.86	1.73	3.42	-	-	-	-	7.02	11.69	0.70	1.75	5.20	44.76	8.41	32.79	14.03	166.02	-7.27	158.76	21.91	20.10						



	District Heating Production																		RES specification											
	Gr.1				Gr.2								Gr.3								RES1	RES2	RES3	RES4	Total					
	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	DHP MW	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Storage MW	Balance MW	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Storage MW	Balance MW	Wind MW	Offsho MW	Photo MW	Wave I MW	Wind er MW	
January	276	33	0	243	2001	67	0	296	700	0	938	0	31	0	2773	18	0	1219	875	0	660	0	0	0	719	1217	11	198	2146	
February	281	71	0	211	2038	142	0	280	700	0	916	0	119	0	2824	39	0	1194	875	0	716	0	27	0	1060	1597	34	330	3021	
March	248	80	0	168	1796	161	0	455	700	0	479	0	1557	0	2488	44	0	1365	875	0	203	0	716	0	839	1391	68	247	2546	
April	209	115	0	95	1518	250	0	407	696	0	194	0	6707	-29	2103	69	0	1182	873	0	31	0	11148	-53	687	1232	99	141	2160	
May	176	138	0	38	1277	265	0	277	672	0	35	0	19783	27	1769	73	0	823	804	0	19	0	17150	50	697	1217	178	132	2223	
June	110	99	0	11	797	242	0	79	459	0	35	0	5127	-18	1103	66	0	607	430	0	19	0	4650	-19	728	1328	142	122	2320	
July	110	99	0	11	797	269	0	92	394	0	35	0	9490	7	1103	77	0	672	352	0	20	0	23257	-17	489	923	171	111	1694	
August	110	99	0	11	797	255	0	37	484	0	35	0	10812	-14	1103	68	0	592	436	0	19	0	29040	-12	698	1197	111	152	2158	
September	139	125	0	14	1010	189	0	191	620	0	35	0	27932	-27	1399	53	0	901	424	0	19	0	32151	2	685	1220	64	198	2166	
October	181	80	0	101	1309	122	0	394	692	0	49	0	28724	52	1813	33	0	966	771	0	19	0	31900	24	1154	1759	38	269	3220	
November	220	38	0	182	1593	76	0	536	700	0	303	0	7789	-23	2206	21	0	1240	875	0	95	0	10324	-25	1109	1682	30	272	3094	
December	252	22	0	229	1824	45	0	729	700	0	328	0	9831	22	2527	12	0	1361	875	0	232	0	7897	47	748	1232	10	217	2207	
Average	192	83	0	109	1395	174	0	315	626	0	280	0	10703	0	1932	48	0	1009	705	0	170	0	14092	0	800	1331	80	199	2409	
Maximum	441	375	0	441	3198	1417	0	1039	700	0	2169	0	40000	1387	4430	588	0	1383	875	0	2865	0	40000	1521	3000	3000	700	500	6602	
Minimum	103	0	0	10	747	0	0	0	0	0	35	0	0	-1368	1035	0	0	0	0	0	19	0	0	-1460	0	0	0	0	4	22
Total for the whole year																														
TWh/year	1.69	0.73	0.00	0.96	12.25	1.53	0.00	2.77	5.50	0.00	2.46	0.00	0.00	16.97	0.42	0.00	8.87	6.19	0.00	1.49	0.00	0.00	7.02	11.69	0.70	1.75	21.16			

## ANNUAL COSTS (Million DKK)

Total Fuel = 40269

Coal = 677

FuelOil = 748

Gasoil/Diesel= 10719

Petrol/JP = 9407

Ngas = 9740

Biomass = 8979

Waste = 0

Marginal operation costs = 367

Total Electricity exchange = -1259

Import = 876

Export = -2059

Bottleneck = -76

Fixed imp/ex= 0

Total CO2 emission costs = 3834

Total variable costs = 43211

Fixed operation costs = 4203

Annual Investment costs = 32069

TOTAL ANNUAL COSTS = 79483

# Input ReferenceENS2030July2008

# The EnergyPLAN model 7.20



Electricity demand (TWh/year):						Flexible demand		0.00		Capacities					Efficiencies				Regulation Strategy:		Market regulation NEW				Fuel Price level:							
						Fixed imp/exp.		0.00		Group 2: CHP					MW-e	MJ/s	elec.	Ther.	COP	KEOL regulation		23457				Capacities Storage Efficiencies						
						Transportation		0.00		Heat Pump					7	40			5.75	Minimum Stabilisation share		0.00				MW-e GWh elec. Ther.						
						Total		49.00		Boiler					7500		0.86			Stabilisation share of CHP		0.00				Hydro Pump: 0 0 0.40						
District heating (TWh/year)						Gr.1	Gr.2	Gr.3	Sum	Group 3:					2000	2440	0.41	0.50	3.50	Minimum CHP gr 3 load		450 MW				Hydro Turbine: 0 0 0.40						
District heating demand						2.26	14.29	22.63	39.18	CHP					0	0				Heat Pump maximum share		0.50				Electrol. Gr.2: 0 0 0.40 0.50						
Solar Thermal						0.02	0.00	0.00	0.02	Heat Pump					11300		0.86			Maximum import/export		2500 MW				Electrol. Gr.3: 0 0 0.40 0.50						
Industrial CHP (CSHP)						0.00	0.00	1.73	1.73	Boiler					8000		0.52			Distr. Name :		Price_DKV_2005.txt				Electrol. trans.: 0 0 0.80						
Demand after solar and CSHP						2.24	14.29	20.90	37.43	Condensing										Addition factor		70.00 DKK/MWh				Ely. MicroCHP: 0 0 0.80						
Wind						3100	MW	7.26	TWh/year	0.00	Grid	Heatstorage: gr.2: 40 GWh gr.3: 10 GWh										CAES fuel ratio:		0.000				(TWh/year) Coal Oil Ngas Biomass				
Offshore Wind						1952	MW	7.61	TWh/year	0.00	stabil-	Fixed Boiler: gr.2: 2.5 Per cent gr.3: 1.0 Per cent										Dependency factor		0.02 DKK/MWh pr. MW				Transport 0.00 69.20 0.00 0.00				
Photo Voltaic						0	MW	0	TWh/year	0.00	sation	Electricity prod. from CSHP Waste (TWh/year)					Gr.1:	0.00	0.00			Average Market Price		367 DKK/MWh				Household 0.01 6.72 9.05 7.29				
Wave Power						0	MW	0	TWh/year	0.00	share	Gr.2:										Industry 3.37 26.92 18.19 5.18					Various 0.00 3.01 19.73 0.00					
Hydro Power						0	MW	0	TWh/year			Gr.3:																				
Geothermal						0	MW	0	TWh/year																							

## Output

District Heating												Electricity												Exchange						
Demand	Production										Balance	Consumption					Production					Balance				Payment				
	Distr. heating	Solar	Waste+	CSHP	DHP	CHP	HP	ELT	Boiler	EH		Elec.	Flexi-	Elec-	Hydro	Turbine	Hydro	Geo-	Waste+	Stab-	Load	Imp	Exp	CEEP	EEP	Imp	Exp			
January	7177	1	197	413	3844	40	0	2682	0	0	6305	0	7	0	0	0	0	1535	0	0	274	3151	268	100	1328	244	0	244	412	33
February	7343	2	197	422	3991	40	0	2691	0	0	6237	0	7	0	0	0	0	2134	0	0	274	3271	200	100	886	522	0	522	256	73
March	6256	2	197	359	4055	40	0	1604	0	0	6004	0	7	0	0	0	0	1772	0	0	274	3323	251	100	846	456	0	456	267	90
April	5013	3	197	286	3979	40	0	560	0	-53	5291	0	7	0	0	0	0	1512	0	0	274	3261	126	100	503	379	0	379	153	76
May	3933	3	197	223	3338	40	0	89	0	42	5162	0	7	0	0	0	0	1511	0	0	274	2735	195	100	775	322	0	322	255	63
June	1782	3	197	100	1411	40	0	66	0	-35	5017	0	7	0	0	0	0	1616	0	0	274	1156	1014	100	1176	213	0	213	395	72
July	1782	4	197	99	1385	40	0	66	0	-9	4574	0	7	0	0	0	0	1106	0	0	274	1135	991	100	1185	109	0	109	409	39
August	1782	3	197	100	1383	40	0	66	0	-7	5263	0	7	0	0	0	0	1500	0	0	274	1133	962	100	1457	57	0	57	518	12
September	2736	3	197	155	2273	40	0	66	0	2	5401	0	7	0	0	0	0	1501	0	0	274	1863	1256	100	740	226	0	226	243	64
October	4076	2	197	234	3431	40	0	146	0	27	5602	0	7	0	0	0	0	2337	0	0	274	2812	450	100	328	591	0	591	110	120
November	5347	1	197	307	3998	40	0	773	0	31	6054	0	7	0	0	0	0	2240	0	0	274	3277	647	100	488	865	0	865	162	199
December	6385	1	197	368	4010	40	0	1770	0	0	6056	0	7	0	0	0	0	1574	0	0	274	3286	742	100	720	534	0	534	241	136
Average	4460	2	197	255	3088	40	0	877	0	0	5578	0	7	0	0	0	0	1692	0	0	274	2531	592	100	871	375	0	375	Average price (DKK/MWh)	
Maximum	12535	28	197	723	4088	40	0	8924	0	4107	8603	0	7	0	0	0	0	5052	0	0	274	3350	6371	100	2500	2500	0	2500	447	296
Minimum	1561	0	197	76	549	40	0	66	0	-2668	2795	0	7	0	0	0	0	274	450	0	100	0	0	0	0	0	0	447	296	

FUEL BALANCE (TWh/year):																		Imp/Exp Corrected				CO2 emission (Mt):			
DHP	CHP2	CHP3	Boiler2	Boiler3	PP	Geo-th.	Hydro	Elc.ly.s	Waste	CAES	Wind	Offsh.	PV	Wave	Solar.Th	Transp.	househ.	Industry	Various	Total	Imp/Exp	Netto	Total	Netto	
Coal	0.04	2.51	3.56	0.04	0.08	3.64	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.01	3.37	-	13.25	3.09	16.34	4.53	5.59
Oil	0.83	0.56	0.79	0.93	1.80	0.27	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	69.20	6.72	26.92	3.01	111.05	0.23	111.28	29.58	29.64
N.Gas	0.67	11.65	16.48	0.75</																					



District Heating Production												RES specification																	
	Gr.1				Gr.2								Gr.3								RES1 Wind MW	RES2 Offsho MW	RES3 Photo MW	RES4 Wave I er MW	Total MW				
	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	DHP MW	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Stor- age MW	Ba- lance MW	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Stor- age MW	Ba- lance MW					
January	414	1	0	413	2618	0	0	1548	40	0	1030	0	0	0	4146	0	197	2297	0	0	1652	0	0	0	743	792	0	0	1535
February	424	2	0	422	2678	0	0	1629	40	0	1009	0	0	0	4241	0	197	2362	0	0	1682	0	0	0	1095	1039	0	0	2134
March	361	2	0	359	2282	0	0	1642	40	0	599	0	1	0	3614	0	197	2412	0	0	1004	0	0	0	867	905	0	0	1772
April	289	3	0	286	1829	0	0	1615	40	0	215	0	8939	-42	2896	0	197	2364	0	0	345	0	2393	-11	710	802	0	0	1512
May	227	3	0	223	1435	0	0	1319	40	0	41	0	20807	34	2272	0	197	2019	0	0	49	0	4119	8	720	792	0	0	1511
June	103	3	0	100	650	0	0	593	40	0	41	0	8768	-24	1030	0	197	818	0	0	26	0	4548	-11	752	864	0	0	1616
July	103	4	0	99	650	0	0	578	40	0	41	0	26896	-9	1030	0	197	807	0	0	26	0	10000	0	505	600	0	0	1106
August	103	3	0	100	650	0	0	576	40	0	41	0	29881	-7	1030	0	197	807	0	0	26	0	10000	0	721	779	0	0	1500
September	158	3	0	155	998	0	0	917	40	0	41	0	25681	0	1581	0	197	1356	0	0	26	0	9415	2	707	794	0	0	1501
October	235	2	0	234	1486	0	0	1391	40	0	41	0	31161	15	2354	0	197	2040	0	0	105	0	4494	12	1192	1145	0	0	2337
November	308	1	0	307	1950	0	0	1646	40	0	234	0	3659	31	3089	0	197	2353	0	0	539	0	963	0	1146	1095	0	0	2240
December	368	1	0	368	2329	0	0	1634	40	0	654	0	2	0	3688	0	197	2375	0	0	1115	0	0	0	773	802	0	0	1574
Average	257	2	0	255	1627	0	0	1256	40	0	331	0	13067	0	2576	0	197	1832	0	0	547	0	3843	0	826	866	0	0	1692
Maximum	723	28	0	723	4572	0	0	1647	40	0	3718	0	40000	2115	7240	0	197	2440	0	0	5206	0	10000	2268	3100	1952	0	0	5052
Minimum	90	0	0	76	569	0	0	0	40	0	41	0	0	-1126	902	0	197	549	0	0	26	0	0	-1607	0	0	0	0	0
Total for the whole year																													
TWh/year	2.26	0.02	0.00	2.24	14.29	0.00	0.00	11.03	0.35	0.00	2.90	0.00	0.00		22.63	0.00	1.73	16.10	0.00	0.00	4.80	0.00	0.00		7.26	7.61	0.00	0.00	14.87

## ANNUAL COSTS (Million DKK)

Total Fuel = 80365

Coal = 1187

FuelOil = 10217

Gasoil/Diesel= 17992

Petrol/JP = 23135

Ngas = 20257

Biomass = 7578

Waste = 0

Maginal operation costs = 533

Total Electricity exchange = 2294

Import = 3422

Export = -977

Bottleneck = -151

Fixed imp/ex= 0

Total CO2 emission costs = 17929

Total variable costs = 101121

Fixed operation costs = 3347

Annual Investment costs = 9945

TOTAL ANNUAL COSTS = 114412

# Input VisionIDA2030july2008

# The EnergyPLAN model 7.20



Electricity demand (TWh/year):	Flexible demand	4.18	Capacities MW-e MJ/s elec. Ther COP CHP 1200 1039 0.48 0.42 Heat Pump 200 700 3.50 Boiler 4800 0.86 Condensing 4500 0.55	Regulation Strategy:	Market regulation NEW	Fuel Price level:
Fixed demand	29.84	Fixed imp/exp.	0.00	KEOL regulation	23457	Capacities Storage Efficiencies MW-e GWh elec. Ther.
Electric heating	0.00	Transportation	0.98	Minimum Stabilisation share	0.00	Hydro Pump: 0 0 0.40
Electric cooling	0.00	Total	35.00	Stabilisation share of CHP	0.00	Hydro Turbine: 0 0 0.40
District heating (TWh/year)	Gr.1	Gr.2	Gr.3	Sum	Minimum CHP gr 3 load	0 MW
District heating demand	1.69	12.25	16.97	30.91	Heat Pump maximum share	0.50
Solar Thermal	0.73	1.53	0.42	3.50	Maximum import/export	2500 MW
Industrial CHP (CSHP)	0.00	0.00	0.00	0.00	Distr. Name :	Price_DKV_2005.txt
Demand after solar and CSHP	0.96	10.72	16.55	28.20	Addition factor	70.00 DKK/MWh
Wind	3000 MW	7.02	TWh/year	0.00	Multiplication factor	1.07
Offshore Wind	3000 MW	11.69	TWh/year	0.00	Dependency factor	0.02 DKK/MWh pr. MW
Photo Voltaic	700 MW	0.7	TWh/year	0.00	Average Market Price	367 DKK/MWh
Wave Power	500 MW	1.75	TWh/year	0.00	(Twh/year) Coal Oil Ngas Biomass	
Hydro Power	0 MW	0	TWh/year	share	Transport	0.00 36.78 0.00 7.98
Geothermal	0 MW	0	TWh/year		Household	0.00 2.41 2.75 4.32

## Output

District Heating										Electricity												Exchange											
Demand	Production									Ba-	Consumption					Production					Balance				Payment	Imp	Exp						
	Distr.	Solar	Waste+	CSPH	DHP	CHP	HP	ELT	Boiler		Elec.	Flexi-	Elec-	Hydro	Turb-	Hy-	Geo-	Waste+	CSPH	CHP	PP	Stab-	Load	Imp	Exp	CEEP	EEP						
MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	%	MW	MW	MW	MW	Million DKK							
January	5050	119	0	243	1106	1575	0	2007	0	0	3839	560	450	0	0	0	0	2146	0	0	329	1572	7	100	845	49	0	49	182	10			
February	5143	252	0	211	958	1575	0	2148	0	0	3798	588	450	0	0	0	0	3021	0	0	329	1360	17	100	346	236	0	236	70	49			
March	4531	285	0	168	1438	1575	0	1065	0	0	3656	615	450	0	0	0	0	2546	0	0	329	2036	45	100	193	428	0	428	44	102			
April	3831	434	0	95	1456	1572	0	339	0	-65	3222	592	449	0	0	0	0	2160	0	0	329	2063	6	100	242	537	0	537	63	118			
May	3222	476	0	38	1048	1545	0	54	0	61	3144	601	441	0	0	0	0	2223	0	0	329	1507	15	100	519	406	0	406	154	99			
June	2010	407	0	11	562	1020	0	54	0	-45	3055	568	292	0	0	0	0	2320	0	0	329	803	123	100	691	351	0	351	199	110			
July	2010	445	0	11	637	869	0	54	0	-7	2786	607	248	0	0	0	0	1694	0	0	329	915	107	100	820	225	0	225	257	72			
August	2010	423	0	11	508	1029	0	54	0	-15	3205	574	294	0	0	0	0	2158	0	0	329	740	98	100	873	126	0	126	280	34			
September	2547	367	0	14	960	1189	0	54	0	-37	3289	578	340	0	0	0	0	2166	0	0	329	1388	228	100	448	353	0	353	130	108			
October	3302	234	0	101	1214	1547	0	102	0	104	3412	608	442	0	0	0	0	3220	0	0	329	1711	24	100	168	989	0	989	50	243			
November	4019	135	0	182	1511	1575	0	661	0	-45	3687	541	450	0	0	0	0	3094	0	0	329	2107	118	100	67	1037	0	1037	15	249			
December	4603	80	0	229	1920	1575	0	755	0	44	3688	616	450	0	0	0	0	2207	0	0	329	2676	232	100	109	799	0	799	29	210			
Average	3519	305	0	109	1111	1387	0	608	0	0	3397	587	396	0	0	0	0	2409	0	0	329	1574	85	100	445	461	0	461	Average price (DKK/MWh)				
Maximum	8069	2233	0	441	2422	1575	0	4948	0	2425	5239	2723	450	0	0	0	0	6602	0	0	329	3397	2500	100	2500	2500	0	2500					
Minimum	1885	0	0	10	0	0	0	54	0	-2667	1702	0	0	0	0	0	0	22	0	0	329	0	0	100	0	0	0	0	377	346			
Total for the whole year																										Million DKK							
TWh/year	30.91	2.68	0.00	0.96	9.76	12.18	0.00	5.34	0.00	0.00	29.84	5.16	3.48	0.00	0.00	0.00	0.00	21.16	0.00	0.00	2.89	13.83	0.75	3.91	4.05	0.00	4.05	1472	1404				
FUEL BALANCE (TWh/year):																										CO2 emission (Mt):							
DHP	CHP2	CHP3	Boiler2	Boiler3	PP	Geo-th.	Hydro	Elc.ly.s	Waste	CAES	Wind	Offsh.	PV	Wave	Solar.Th	Transp.	househ.	Industry	Variou	Total	Imp/Exp	Corrected					Total	Netto					
Coal	-	-	4.49	-	-	0.31	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.81	-	5.61	-0.09	5.52			1.92	1.89					
Oil	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	36.78	1.54	-	3.01	41.33			11.01	11.01					
N.Gas	0.65	2.05	8.98	2.29	1.51	0.62	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.31	6.91	11.02	37.35	-0.17	37.17			7.62	7.59				
Biomass	0.46	3.25	6.88	1.29	1.11	0.42	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7.98	3.54	25.07	-	50.00	0.00	50.00			0.00	0.00			
Renewable	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7.02	11.69	0.70	1.75	5.20	-	-	-	-	-	-	-	26.36	0.00	26.36			0.00	0.00				
H2 etc.	-	0.00	0.00	0.00	0.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00			0.00	0.00					
Geothermal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00			0.00	0.00		
Total	1.11	5.30	20.34	3.58	2.62	1.36	-	-	-	-	7.02	11.69	0.70	1.75	5.20	44.76	8.39	32.79	14.03	160.65	-0.26	160.39			20.55	20.49							



	District Heating Production																RES specification														
	Gr.1				Gr.2								Gr.3								RES1	RES2	RES3	RES4	Total						
	District heating	Solar	CSHP	DHP	District heating	Solar	CSHP	CHP	HP	ELT	Boiler	EH	Storage	Balance	District heating	Solar	CSHP	CHP	HP	ELT	Boiler	EH	Storage	Balance	Wind	Offsho	Photo	Wave	I er		
MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW					
January	276	33	0	243	2001	67	0	123	700	0	1111	0	1	0	2773	18	0	983	875	0	896	0	0	0	719	1217	11	198	2146		
February	281	71	0	211	2038	142	0	138	700	0	1058	0	33	0	2824	39	0	819	875	0	1091	0	2	0	1060	1597	34	330	3021		
March	248	80	0	168	1796	161	0	246	700	0	689	0	607	0	2488	44	0	1193	875	0	376	0	364	0	839	1391	68	247	2546		
April	209	115	0	95	1518	250	0	310	697	0	288	0	6651	-27	2103	69	0	1146	875	0	51	0	10612	-38	687	1232	99	141	2160		
May	176	138	0	38	1277	265	0	275	676	0	35	0	19325	26	1769	73	0	773	869	0	19	0	14691	35	697	1217	178	132	2223		
June	110	99	0	11	797	242	0	129	408	0	35	0	4602	-17	1103	66	0	433	612	0	19	0	5413	-28	728	1328	142	122	2320		
July	110	99	0	11	797	269	0	116	362	0	35	0	5337	15	1103	77	0	521	507	0	19	0	31852	-21	489	923	171	111	1694		
August	110	99	0	11	797	255	0	80	440	0	35	0	3863	-14	1103	68	0	428	589	0	19	0	36968	-2	698	1197	111	152	2158		
September	139	125	0	14	1010	189	0	204	619	0	35	0	26137	-38	1399	53	0	756	570	0	19	0	29623	0	685	1220	64	198	2166		
October	181	80	0	101	1309	122	0	386	694	0	55	0	26993	52	1813	33	0	828	853	0	48	0	27617	51	1154	1759	38	269	3220		
November	220	38	0	182	1593	76	0	430	700	0	386	0	3398	0	2206	21	0	1081	875	0	275	0	8015	-45	1109	1682	30	272	3094		
December	252	22	0	229	1824	45	0	601	700	0	478	0	8203	0	2527	12	0	1319	875	0	277	0	4044	44	748	1232	10	217	2207		
Average	192	83	0	109	1395	174	0	254	616	0	351	0	8795	0	1932	48	0	857	771	0	256	0	14185	0	800	1331	80	199	2409		
Maximum	441	375	0	441	3198	1417	0	1039	700	0	2209	0	40000	1487	4430	588	0	1383	875	0	2865	0	40000	1507	3000	3000	700	500	6602		
Minimum	103	0	0	10	747	0	0	0	0	0	35	0	0	-1333	1035	0	0	0	0	0	19	0	0	-1457	0	0	0	0	4	22	
Total for the whole year				TWh/year	1.69	0.73	0.00	0.96	12.25	1.53	0.00	2.23	5.41	0.00	3.09	0.00	0.00	16.97	0.42	0.00	7.53	6.77	0.00	2.25	0.00	0.00	7.02	11.69	0.70	1.75	21.16

## ANNUAL COSTS (Million DKK)

Total Fuel = 39282

Coal = 506

FuelOil = 748

Gasoil/Diesel= 10719

Petrol/JP = 9407

Ngas = 8924

Biomass = 8979

Waste = 0

Maginal operation costs = 300

Total Electricity exchange = 3

Import = 1472

Export = -1404

Bottleneck = -65

Fixed imp/ex= 0

Total CO2 emission costs = 7193

Total variable costs = 46778

Fixed operation costs = 4203

Annual Investment costs = 32069

TOTAL ANNUAL COSTS = 83050

# Input ReferenceENS2030july2008

# The EnergyPLAN model 7.20



Electricity demand (TWh/year):		Flexible demand	0.00	Capacities					Efficiencies			Regulation Strategy:			Market regulation NEW			Fuel Price level:			
Fixed demand	49.00	Fixed imp/exp.	0.00	Group 2:					MW-e	MJ/s	elec.	Ther	COP	KEOL regulation	23457	Capacities Storage Efficiencies					
Electric heating	0.00	Transportation	0.00	CHP					1350	1647	0.41	0.50		Minimum Stabilisation share	0.00	MW-e GWh elec. Ther.					
Electric cooling	0.00	Total	49.00	Heat Pump					7	40			5.75	Stabilisation share of CHP	0.00	Hydro Pump: 0 0 0.40					
District heating (TWh/year)	Gr.1	Gr.2	Gr.3	Boiler					7500		0.86			Minimum CHP gr 3 load	450 MW	Hydro Turbine: 0 0 0.40					
District heating demand	2.26	14.29	22.63	Group 3:					2000	2440	0.41	0.50		Heat Pump maximum share	0.50	Electrol. Gr.2: 0 0 0.40 0.50					
Solar Thermal	0.02	0.00	0.00	CHP					0	0			3.50	Maximum import/export	2500 MW	Electrol. Gr.3: 0 0 0.40 0.50					
Industrial CHP (CSHP)	0.00	0.00	1.73	Heat Pump					11300		0.86			Electrol. trans.: 0 0 0.80							
Demand after solar and CSHP	2.24	14.29	20.90	Boiler					8000		0.52			Ely. MicroCHP: 0 0 0.80							
Wind	3100	MW	7.26	TWh/year	0.00	Grid								CAES fuel ratio: 0.000							
Offshore Wind	1952	MW	7.61	TWh/year	0.00	stabil-								(TWh/year) Coal Oil Ngas Biomass							
Photo Voltaic	0	MW	0	TWh/year	0.00	sation								Transport 0.00 69.20 0.00 0.00							
Wave Power	0	MW	0	TWh/year	0.00	share								Household 0.01 6.72 9.05 7.29							
Hydro Power	0	MW	0	TWh/year										Industry 3.37 26.92 18.19 5.18							
Geothermal	0	MW	0	TWh/year										Various 0.00 3.01 19.73 0.00							

## Output

District Heating												Electricity												Exchange						
Demand	Production											Ba-	Consumption						Production						Balance		Payment			
	Distr.	Waste+	CSHP	DHP	CHP	HP	ELT	Boiler	EH	Ba-	Elec.	Flexi-	Elec-	Hydro	Turb-	Hy-	Geo-	Waste+	Stab-	Imp	Exp	CEEP	EEP							
Distr. heating MW	Solar MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	Ba-MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	%	MW	MW	MW	MW	Million DKK	Imp	Exp			
January	7177	1	197	413	2964	40	0	3563	0	0	6305	0	7	0	0	0	0	1535	0	0	274	2429	259	100	1821	7	0	708	1	
February	7343	2	197	422	2840	40	0	3843	0	0	6237	0	7	0	0	0	0	2134	0	0	274	2327	135	100	1397	25	0	25	481	4
March	6256	2	197	359	3449	40	0	2209	0	0	6004	0	7	0	0	0	0	1772	0	0	274	2827	123	100	1050	36	0	36	419	9
April	5013	3	197	286	3622	40	0	901	0	-36	5291	0	7	0	0	0	0	1512	0	0	274	2968	29	100	642	129	0	129	233	32
May	3933	3	197	223	3171	40	0	269	0	29	5162	0	7	0	0	0	0	1511	0	0	274	2599	38	100	951	204	0	204	390	49
June	1782	3	197	100	1433	40	0	66	0	-57	5017	0	7	0	0	0	0	1616	0	0	274	1175	378	100	1665	84	0	84	807	35
July	1782	4	197	99	1368	40	0	66	0	8	4574	0	7	0	0	0	0	1106	0	0	274	1121	322	100	1780	22	0	22	885	6
August	1782	3	197	100	1379	40	0	66	0	-3	5263	0	7	0	0	0	0	1500	0	0	274	1130	501	100	1894	30	0	30	968	6
September	2736	3	197	155	2258	40	0	68	0	15	5401	0	7	0	0	0	0	1501	0	0	274	1851	273	100	1568	59	0	59	768	16
October	4076	2	197	234	3244	40	0	318	0	41	5602	0	7	0	0	0	0	2337	0	0	274	2659	33	100	640	333	0	333	301	82
November	5347	1	197	307	3375	40	0	1427	0	0	6054	0	7	0	0	0	0	2240	0	0	274	2766	230	100	808	257	0	257	367	86
December	6385	1	197	368	3734	40	0	2046	0	0	6056	0	7	0	0	0	0	1574	0	0	274	3060	288	100	1031	164	0	164	475	42
Average	4460	2	197	255	2737	40	0	1229	0	0	5578	0	7	0	0	0	0	1692	0	0	274	2243	218	100	1271	113	0	113	Average price (DKK/MWh)	
Maximum	12535	28	197	723	4088	40	0	9045	0	3183	8603	0	7	0	0	0	0	5052	0	0	274	3350	5778	100	2500	2500	0	2500		
Minimum	1561	0	197	76	549	40	0	66	0	-2710	2795	0	7	0	0	0	0	274	450	0	100	0	0	0	0	0	609	371		
Total for the whole year TWh/year																								Million DKK						

FUEL BALANCE (TWh/year):		DHP	CHP2	CHP3	Boiler2	Boiler3	PP	Geo-th.	Hydro	Elc.ly.s	Waste	CAES	Wind	Offsh.	PV	Wave	Solar.Th	Transp.	househ.	Industry	Various	Total	Imp/Exp	Corrected	CO2 emission (Mt):	
																							Imp/Exp	Netto	Total	Netto
Coal	0.04	2.25	2.77	0.06	0.15	1.29	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.01	3.37	-	9.94	7.22	17.16	3.40	5.87
Oil	0.83	0.50	0.62	1.42	3.26	0.10	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	69.20	6.72	26.92	3.01	112.58	0.54	113.12	29.99	30.14	
N.Gas	0.67	10.43	12.81	1.14	2.61	2.08	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9.05	18.19	19.73	76.70	11.62	88.32	15.66	18.03	
Biomass	1.06	7.35	11.37	1.65	2.26	0.20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7.29	5.18	-	36.36	0.13	36.49	0.00	0.00	
Renewable	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	14.89	0.00	14.89	0.00	0.00	
H2 etc.	-	0.00	0.00	0.00	0.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Geothermal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Total	2.60	20.53	27.57	4.27	8.27	3.67	-	-	-	-	-	-	7.26	7.61	-	-	0.02	69.20	23.07	53.66	22.74	250.47	19.51	269.98	49.05	54.03



District Heating Production												RES specification																	
	Gr.1				Gr.2								Gr.3								RES1 Wind MW	RES2 Offsho MW	RES3 Photo MW	RES4 Wave I er MW	Total MW				
	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	DHP MW	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Stor- age MW	Ba- lance MW	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Stor- age MW	Ba- lance MW					
January	414	1	0	413	2618	0	0	1322	40	0	1255	0	0	0	4146	0	197	1641	0	0	2307	0	0	0	743	792	0	0	1535
February	424	2	0	422	2678	0	0	1259	40	0	1379	0	0	0	4241	0	197	1581	0	0	2464	0	0	0	1095	1039	0	0	2134
March	361	2	0	359	2282	0	0	1517	40	0	724	0	0	0	3614	0	197	1932	0	0	1485	0	0	0	867	905	0	0	1772
April	289	3	0	286	1829	0	0	1587	40	0	237	0	9114	-36	2896	0	197	2035	0	0	664	0	1491	0	710	802	0	0	1512
May	227	3	0	223	1435	0	0	1323	40	0	41	0	18554	31	2272	0	197	1848	0	0	228	0	3100	-1	720	792	0	0	1511
June	103	3	0	100	650	0	0	614	40	0	41	0	12257	-45	1030	0	197	820	0	0	26	0	5285	-13	752	864	0	0	1616
July	103	4	0	99	650	0	0	561	40	0	41	0	34632	8	1030	0	197	807	0	0	26	0	8065	0	505	600	0	0	1106
August	103	3	0	100	650	0	0	575	40	0	41	0	21733	-6	1030	0	197	804	0	0	26	0	8004	3	721	779	0	0	1500
September	158	3	0	155	998	0	0	903	40	0	41	0	22356	14	1581	0	197	1355	0	0	27	0	5813	1	707	794	0	0	1501
October	235	2	0	234	1486	0	0	1357	40	0	58	0	22950	32	2354	0	197	1887	0	0	260	0	3564	10	1192	1145	0	0	2337
November	308	1	0	307	1950	0	0	1450	40	0	460	0	1318	0	3089	0	197	1924	0	0	967	0	610	0	1146	1095	0	0	2240
December	368	1	0	368	2329	0	0	1550	40	0	738	0	1	0	3688	0	197	2183	0	0	1307	0	0	0	773	802	0	0	1574
Average	257	2	0	255	1627	0	0	1168	40	0	418	0	11982	0	2576	0	197	1568	0	0	811	0	3007	0	826	866	0	0	1692
Maximum	723	28	0	723	4572	0	0	1647	40	0	3718	0	40000	1985	7240	0	197	2440	0	0	5541	0	10000	2011	3100	1952	0	0	5052
Minimum	90	0	0	76	569	0	0	0	40	0	41	0	0	-1126	902	0	197	549	0	0	26	0	0	-1633	0	0	0	0	
Total for the whole year																													
TWh/year	2.26	0.02	0.00	2.24	14.29	0.00	0.00	10.26	0.35	0.00	3.68	0.00	0.00		22.63	0.00	1.73	13.78	0.00	0.00	7.12	0.00	0.00		7.26	7.61	0.00	0.00	14.87

## ANNUAL COSTS (Million DKK)

Total Fuel = 78811

Coal = 888

FuelOil = 10625

Gasoil/Diesel= 17992

Petrol/JP = 23135

Ngas = 18594

Biomass = 7578

Waste = 0

Maginal operation costs = 436

Total Electricity exchange = 5665

Import = 6803

Export = -367

Bottleneck = -770

Fixed imp/ex= 0

Total CO2 emission costs = 50616

Total variable costs = 135528

Fixed operation costs = 3347

Annual Investment costs = 9945

TOTAL ANNUAL COSTS = 148820

# Input VisionIDA2030july2008

# The EnergyPLAN model 7.20



Electricity demand (TWh/year):	Flexible demand	4.18	Capacities MW-e MJ/s elec. Ther COP CHP 1200 1039 0.48 0.42 Heat Pump 200 700 3.50 Boiler 4800 0.86 Condensing 4500 0.55	Regulation Strategy:	Market regulation NEW	Fuel Price level:
Fixed demand	29.84	Fixed imp/exp.	0.00	KEOL regulation	23457	Capacities Storage Efficiencies MW-e GWh elec. Ther.
Electric heating	0.00	Transportation	0.98	Minimum Stabilisation share	0.00	Hydro Pump: 0 0 0.40
Electric cooling	0.00	Total	35.00	Stabilisation share of CHP	0.00	Hydro Turbine: 0 0 0.40
District heating (TWh/year)	Gr.1	Gr.2	Gr.3	Sum	Minimum CHP gr 3 load	0 MW
District heating demand	1.69	12.25	16.97	30.91	Heat Pump maximum share	0.50
Solar Thermal	0.73	1.53	0.42	2.71	Maximum import/export	2500 MW
Industrial CHP (CSHP)	0.00	0.00	0.00	0.00	Distr. Name :	Price_DKV_2005.txt
Demand after solar and CSHP	0.96	10.72	16.55	28.20	Addition factor	70.00 DKK/MWh
Wind	3000 MW	7.02	TWh/year	0.00	Multiplication factor	1.07
Offshore Wind	3000 MW	11.69	TWh/year	0.00	Dependency factor	0.02 DKK/MWh pr. MW
Photo Voltaic	700 MW	0.7	TWh/year	0.00	Average Market Price	367 DKK/MWh
Wave Power	500 MW	1.75	TWh/year	0.00	(Twh/year) Coal Oil Ngas Biomass	
Hydro Power	0 MW	0	TWh/year	share	Transport	0.00 36.78 0.00 7.98
Geothermal	0 MW	0	TWh/year		Household	0.00 2.41 2.75 4.32

## Output

District Heating										Electricity												Exchange								
Demand	Production									Ba-	Consumption					Production					Balance				Payment	Imp	Exp			
	Distr.	Solar	Waste+	CSPH	DHP	CHP	HP	ELT	Boiler		Elec.	Flexi-	Elec-	Hydro	Tur-	Hy-	Geo-	Waste+	CSPH	CHP	PP	Stab-	Load	Imp	Exp	CEEP	EEP			
MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	%	MW	MW	MW	MW	Million DKK				
January	5050	119	0	243	58	1575	0	3055	0	0	3839	560	450	0	0	0	0	2146	0	0	329	193	441	100	1747	6	0	6	842	1
February	5143	252	0	211	107	1575	0	2999	0	0	3798	588	450	0	0	0	0	3021	0	0	329	230	123	100	1236	102	0	102	463	20
March	4531	285	0	168	202	1575	0	2301	0	0	3656	615	450	0	0	0	0	2546	0	0	329	397	100	100	1407	58	0	58	539	21
April	3831	434	0	95	287	1575	0	1457	0	-17	3222	592	450	0	0	0	0	2160	0	0	329	486	26	100	1312	49	0	49	441	17
May	3222	476	0	38	442	1563	0	692	0	11	3144	601	447	0	0	0	0	2223	0	0	329	650	21	100	1056	87	0	87	372	25
June	2010	407	0	11	317	1271	0	62	0	-58	3055	568	363	0	0	0	0	2320	0	0	329	442	21	100	1051	176	0	176	374	67
July	2010	445	0	11	315	1182	0	54	0	2	2786	607	338	0	0	0	0	1694	0	0	329	421	31	100	1360	106	0	106	558	36
August	2010	423	0	11	243	1301	0	54	0	-21	3205	574	372	0	0	0	0	2158	0	0	329	345	73	100	1324	79	0	79	590	21
September	2547	367	0	14	633	1494	0	54	0	-16	3289	578	427	0	0	0	0	2166	0	0	329	919	33	100	988	141	0	141	378	47
October	3302	234	0	101	612	1571	0	688	0	97	3412	608	449	0	0	0	0	3220	0	0	329	883	3	100	504	471	0	471	169	138
November	4019	135	0	182	528	1575	0	1599	0	0	3687	541	450	0	0	0	0	3094	0	0	329	800	66	100	767	377	0	377	302	125
December	4603	80	0	229	581	1575	0	2138	0	0	3688	616	450	0	0	0	0	2207	0	0	329	915	60	100	1357	114	0	114	565	43
Average	3519	305	0	109	361	1486	0	1258	0	0	3397	587	424	0	0	0	0	2409	0	0	329	557	83	100	1177	147	0	147	Average price (DKK/MWh)	
Maximum	8069	2233	0	441	2422	1575	0	6053	0	1983	5239	2723	450	0	0	0	0	6602	0	0	329	3397	2500	100	2500	2500	0	2500		
Minimum	1885	0	0	10	0	419	0	54	0	-2693	1702	0	120	0	0	0	0	22	0	0	329	0	0	100	0	0	0	0	541	435
Total for the whole year																										Million DKK				
TWh/year	30.91	2.68	0.00	0.96	3.17	13.05	0.00	11.05	0.00	0.00	29.84	5.16	3.73	0.00	0.00	0.00	0.00	21.16	0.00	0.00	2.89	4.90	0.73	10.34	1.29	0.00	1.29	5592	562	
FUEL BALANCE (TWh/year):																										CO2 emission (Mt):				
DHP	CHP2	CHP3	Boiler2	Boiler3	PP	Geo-th.	Hydro	Elc.ly.s	Waste	CAES	Wind	Offsh.	PV	Wave	Solar.Th	Transp.	househ.	Industry	Various	Total	Imp/Exp	Corrected					Total	Netto		
Coal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.81	-	1.11	5.45	6.56	0.38	2.24				
Oil	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	36.78	1.54	-	3.01	41.33	0.00	41.33	11.01	11.01		
N.Gas	0.65	0.59	-	3.05	7.39	0.61	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.75	6.91	11.02	33.97	10.89	44.86	6.93	9.16			
Biomass	0.46	3.25	4.21	1.29	1.11	0.42	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7.98	3.54	25.07	-	47.34	0.11	47.45	0.00	0.00		
Renewable	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7.02	11.69	0.70	1.75	5.20	-	-	-	-	-	-	-	26.36	0.00	26.36	0.00	0.00			
H2 etc.	-	0.00	0.00	0.00	0.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00			
Geothermal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00			
Total	1.11	3.84	4.21	4.34	8.50	1.33	-	-	-	-	7.02	11.69	0.70	1.75	5.20	44.76	8.83	32.79	14.03	150.11	16.45	166.56	18.33	22.41						



	District Heating Production																		RES specification												
	Gr.1				Gr.2								Gr.3								RES1	RES2	RES3	RES4	Total						
	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	DHP MW	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Storage MW	Balance MW	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Storage MW	Balance MW	Wind MW	Offsho MW	Photo MW	Wave I MW	Wind er MW		
January	276	33	0	243	2001	67	0	36	700	0	1198	0	0	0	2773	18	0	22	875	0	1857	0	0	0	719	1217	11	198	2146		
February	281	71	0	211	2038	142	0	63	700	0	1133	0	10	0	2824	39	0	44	875	0	1866	0	0	0	1060	1597	34	330	3021		
March	248	80	0	168	1796	161	0	116	700	0	819	0	217	0	2488	44	0	86	875	0	1482	0	1	0	839	1391	68	247	2546		
April	209	115	0	95	1518	250	0	178	700	0	407	0	4192	-17	2103	69	0	109	875	0	1050	0	191	0	687	1232	99	141	2160		
May	176	138	0	38	1277	265	0	249	688	0	59	0	17529	16	1769	73	0	193	875	0	633	0	462	-5	697	1217	178	132	2223		
June	110	99	0	11	797	242	0	131	402	0	35	0	11978	-13	1103	66	0	185	869	0	27	0	12088	-45	728	1328	142	122	2320		
July	110	99	0	11	797	269	0	184	316	0	35	0	11772	-8	1103	77	0	131	866	0	19	0	33545	10	489	923	171	111	1694		
August	110	99	0	11	797	255	0	92	428	0	35	0	17862	-14	1103	68	0	151	873	0	19	0	22367	-8	698	1197	111	152	2158		
September	139	125	0	14	1010	189	0	185	619	0	35	0	26397	-19	1399	53	0	448	875	0	19	0	19708	3	685	1220	64	198	2166		
October	181	80	0	101	1309	122	0	333	696	0	105	0	21429	54	1813	33	0	279	875	0	583	0	1861	43	1154	1759	38	269	3220		
November	220	38	0	182	1593	76	0	300	700	0	516	0	773	0	2206	21	0	228	875	0	1082	0	138	0	1109	1682	30	272	3094		
December	252	22	0	229	1824	45	0	329	700	0	750	0	676	0	2527	12	0	252	875	0	1388	0	37	0	748	1232	10	217	2207		
Average	192	83	0	109	1395	174	0	183	612	0	425	0	9438	0	1932	48	0	177	874	0	833	0	7569	0	800	1331	80	199	2409		
Maximum	441	375	0	441	3198	1417	0	1039	700	0	2498	0	40000	1118	4430	588	0	1383	875	0	3555	0	40000	1219	3000	3000	700	500	6602		
Minimum	103	0	0	10	747	0	0	0	0	0	35	0	0	-1333	1035	0	0	0	419	0	19	0	0	-1618	0	0	0	4	22		
Total for the whole year				TWh/year	1.69	0.73	0.00	0.96	12.25	1.53	0.00	1.61	5.38	0.00	3.74	0.00	0.00	16.97	0.42	0.00	1.56	7.67	0.00	7.32	0.00	0.00	7.02	11.69	0.70	1.75	21.16

## ANNUAL COSTS (Million DKK)

Total Fuel = 37644

Coal = 99

FuelOil = 748

Gasoil/Diesel= 10719

Petrol/JP = 9407

Ngas = 8157

Biomass = 8515

Waste = 0

Marginal operation costs = 115

Total Electricity exchange = 4344

Import = 5592

Export = -562

Bottleneck = -685

Fixed imp/ex= 0

Total CO2 emission costs = 18911

Total variable costs = 61015

Fixed operation costs = 4203

Annual Investment costs = 32069

TOTAL ANNUAL COSTS = 97287

Input ReferenceENS2030july2008

The EnergyPLAN model 7.20



Electricity demand (TWh/year):	Flexible demand	0.00											Capacities		Efficiencies		Regulation Strategy:		Market regulation NEW		Fuel Price level:			
Fixed demand	49.00	Fixed imp/exp.	0.00											MW-e	MJ/s	elec.	Ther	COP	KEOL regulation	23457		Capacities		
Electric heating	0.00	Transportation	0.00											Heat Pump	7	40		5.75	Minimum Stabilisation share	0.00		Storage		
Electric cooling	0.00	Total	49.00											Boiler	7500		0.86		Stabilisation share of CHP	0.00		Efficiencies		
District heating (TWh/year)	Gr.1	Gr.2	Gr.3											Group 2:	1350	1647	0.41	0.50	Minimum CHP gr 3 load	450	MW	Hydro Pump:	0	
District heating demand	2.26	14.29	22.63											Group 3:	2000	2440	0.41	0.50	Heat Pump maximum share	0.50		Hydro Turbine:	0	
Solar Thermal	0.02	0.00	0.00											CHP	0	0		3.50	Maximum import/export	2500	MW	Electrol. Gr.2:	0	
Industrial CHP (CSHP)	0.00	0.00	1.73											Heat Pump	11300		0.86		Distr. Name :	Price_DKV_2005.txt		Electrol. Gr.3:	0	
Demand after solar and CSHP	2.24	14.29	20.90											Boiler	8000		0.52		Addition factor	70.00	DKK/MWh	Electrol. trans.:	0	
														Condensing					Multiplication factor	1.07		Ely. MicroCHP:	0	
Wind	3100	MW	7.26	TWh/year	0.00	Grid								Heatstorage:	gr.2:	40	GWh	gr.3: 10 GWh		CAES fuel ratio:	0.000			
Offshore Wind	1952	MW	7.61	TWh/year	0.00	stabil-								Fixed Boiler:	gr.2:	2.5	Per cent	gr.3: 1.0 Per cent				(TWh/year)	Coal	
Photo Voltaic	0	MW	0	TWh/year	0.00	sation								Electricity prod. from	CSHP	Waste	(TWh/year)					Oil	Ngas	Biomass
Wave Power	0	MW	0	TWh/year	0.00	share								Gr.1:					Dependency factor	0.02	DKK/MWh pr. MW			
Hydro Power	0	MW	0	TWh/year										Gr.2:					Average Market Price	367	DKK/MWh			
Geothermal	0	MW	0	TWh/year										Gr.3:					Transport	0.00	69.20	0.00	0.00	
																		Household	0.01	6.72	9.05	7.29		
																		Industry	3.37	26.92	18.19	5.18		
																		Various	0.00	3.01	19.73	0.00		

Output

District Heating												Electricity													Exchange						
Demand	Production											Bal-	Consumption					Production						Balance					Payment	Imp	Exp
	Distr.	Waste+	CSHP	DHP	CHP	HP	ELT	Boiler	EH	MW	MW		Elec.	Flexi-	Elec-	Hydro	Turb-	Hy-	Geo-	Waste+	CSHP	CHP	PP	Load	Imp	Exp	CEEP	EEP			
January	7177	1	197	413	2492	40	0	4034	0	0	6305	0	7	0	0	0	0	1535	0	0	274	2042	333	100	2134	7	0	7	1093	1	
February	7343	2	197	422	2406	40	0	4276	0	0	6237	0	7	0	0	0	0	2134	0	0	274	1972	141	100	1745	22	0	22	627	4	
March	6256	2	197	359	3035	40	0	2623	0	0	6004	0	7	0	0	0	0	1772	0	0	274	2488	111	100	1379	14	0	14	539	4	
April	5013	3	197	286	3245	40	0	1281	0	-38	5291	0	7	0	0	0	0	1512	0	0	274	2659	32	100	872	51	0	51	303	15	
May	3933	3	197	223	2984	40	0	453	0	32	5162	0	7	0	0	0	0	1511	0	0	274	2446	37	100	1037	137	0	137	423	35	
June	1782	3	197	100	1440	40	0	66	0	-64	5017	0	7	0	0	0	0	1616	0	0	274	1181	343	100	1683	73	0	73	859	33	
July	1782	4	197	99	1344	40	0	66	0	-20	4574	0	7	0	0	0	0	1106	0	0	274	1102	305	100	1817	22	0	22	961	7	
August	1782	3	197	100	1396	40	0	66	0	-47	5263	0	7	0	0	0	0	1500	0	0	274	1144	480	100	1894	23	0	23	1028	5	
September	2736	3	197	155	2253	40	0	79	0	-9	5401	0	7	0	0	0	0	1501	0	0	274	1847	262	100	1582	59	0	59	797	16	
October	4076	2	197	234	3075	40	0	481	0	-47	5602	0	7	0	0	0	0	2337	0	0	274	2520	34	100	657	213	0	213	310	56	
November	5347	1	197	307	3105	40	0	1697	0	-0	6054	0	7	0	0	0	0	2240	0	0	274	2544	195	100	961	154	0	154	432	58	
December	6385	1	197	368	3558	40	0	2221	0	-0	6056	0	7	0	0	0	0	1574	0	0	274	2916	250	100	1116	69	0	69	552	20	
Average	4460	2	197	255	2529	40	0	1437	0	0	5578	0	7	0	0	0	0	1692	0	0	274	2072	211	100	1406	70	0	70	Average price		
Maximum	12535	28	197	723	4088	40	0	9470	0	3046	8603	0	7	0	0	0	0	5052	0	0	274	3350	5283	100	2500	2500	0	2500		30.26	
Minimum	1561	0	197	76	549	40	0	66	0	-2710	2795	0	7	0	0	0	0	274	450	0	100	0	0	0	0	0	642				
Total for the whole year																									Million DKK						
TWh/year	39.18	0.02	1.73	2.24	22.21	0.35	0.00	12.62	0.00	0.00	49.00	0.00	0.06	0.00	0.00	0.00	0.00	14.87	0.00	0.00	2.41	18.20	1.85	12.35	0.62	0.00	0.62	7925	253		

FUEL BALANCE (TWh/year):																			Imp/Exp Corrected			CO2 emission (Mt):						
DHP	CHP2	CHP3	Boiler2	Boiler3	PP	Geo-th.	Hydro	Elc.ly.s	Waste	CAES	Wind	Offsh.	PV	Wave	Solar.Th	Transp.	househ.	Industry	Various	Total	Imp/Exp	Netto	Total	Netto				
Coal	0.04	2.04	2.35	0.08	0.18	1.25	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.01	3.37	-	9.32	8.32					
Oil	0.83	0.46	0.52	1.80	4.02	0.09	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	69.20	6.72	26.92	3.01	114.21					
N.Gas	0.67	9.46	10.89	1.44	3.22	2.01	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9.05	18.19	19.73	74.66	13.40					
Biomass	1.06	7.35	11.37	1.65	2.26	0.20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7.29	5.18	-	36.36	0.15					
Renewable	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	14.89	0.00					
H2 etc.	-	0.00	0.00	0.00	0.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00					
Geothermal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00					
Total	2.60	19.31	25.13	4.98	9.69	3.55	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.02	69.20	23.07	53.66	22.74	248.82	22.50	271.32	48.69	54.44



	District Heating Production																		RES specification										
	Gr.1				Gr.2								Gr.3																
	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	DHP MW	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Stor- age MW	Ba- lance MW	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Stor- age MW	Ba- lance MW	RES1 Wind MW	RES2 Offsho MW	RES3 Photo MW	RES4 Wave I er MW	Total MW
January	414	1	0	413	2618	0	0	1127	40	0	1451	0	0	0	4146	0	197	1365	0	0	2584	0	0	0	743	792	0	0	1535
February	424	2	0	422	2678	0	0	1062	40	0	1576	0	0	0	4241	0	197	1345	0	0	2700	0	0	0	1095	1039	0	0	2134
March	361	2	0	359	2282	0	0	1377	40	0	864	0	0	0	3614	0	197	1658	0	0	1759	0	0	0	867	905	0	0	1772
April	289	3	0	286	1829	0	0	1513	40	0	314	0	8992	-38	2896	0	197	1731	0	0	967	0	1188	0	710	802	0	0	1512
May	227	3	0	223	1435	0	0	1299	40	0	61	0	18190	34	2272	0	197	1685	0	0	391	0	2750	-1	720	792	0	0	1511
June	103	3	0	100	650	0	0	621	40	0	41	0	14040	-52	1030	0	197	819	0	0	26	0	5513	-13	752	864	0	0	1616
July	103	4	0	99	650	0	0	549	40	0	41	0	29014	21	1030	0	197	796	0	0	26	0	7668	11	505	600	0	0	1106
August	103	3	0	100	650	0	0	581	40	0	41	0	21229	-12	1030	0	197	816	0	0	26	0	4158	-9	721	779	0	0	1500
September	158	3	0	155	998	0	0	908	40	0	41	0	23079	9	1581	0	197	1345	0	0	39	0	5611	0	707	794	0	0	1501
October	235	2	0	234	1486	0	0	1317	40	0	93	0	21311	36	2354	0	197	1758	0	0	388	0	2186	11	1192	1145	0	0	2337
November	308	1	0	307	1950	0	0	1323	40	0	587	0	933	0	3089	0	197	1782	0	0	1110	0	191	0	1146	1095	0	0	2240
December	368	1	0	368	2329	0	0	1503	40	0	785	0	1	0	3688	0	197	2055	0	0	1436	0	0	0	773	802	0	0	1574
Average	257	2	0	255	1627	0	0	1099	40	0	488	0	11457	0	2576	0	197	1430	0	0	949	0	2445	0	826	866	0	0	1692
Maximum	723	28	0	723	4572	0	0	1647	40	0	3930	0	40000	2044	7240	0	197	2440	0	0	5614	0	10000	1624	3100	1952	0	0	5052
Minimum	90	0	0	76	569	0	0	0	40	0	41	0	0	-1126	902	0	197	549	0	0	26	0	0	-1633	0	0	0	0	
Total for the whole year																													
TWh/year	2.26	0.02	0.00	2.24	14.29	0.00	0.00	9.65	0.35	0.00	4.29	0.00	0.00		22.63	0.00	1.73	12.56	0.00	0.00	8.34	0.00	0.00		7.26	7.61	0.00	0.00	14.87

## ANNUAL COSTS (Million DKK)

Total Fuel = 78543

Coal = 833

FuelOil = 10896

Gasoil/Diesel= 17992

Petrol/JP = 23135

Ngas = 18110

Biomass = 7578

Waste = 0

Marginal operation costs = 407

Total Electricity exchange = 6571

Import = 7925

Export = -253

Bottleneck = -1101

Fixed imp/ex= 0

Total CO2 emission costs = 57549

Total variable costs = 143070

Fixed operation costs = 3347

Annual Investment costs = 9945

TOTAL ANNUAL COSTS = 156362

# Input VisionIDA2030july2008

# The EnergyPLAN model 7.20



Electricity demand (TWh/year):	Flexible demand	4.18	Capacities MW-e MJ/s elec. Ther COP CHP 1200 1039 0.48 0.42 Heat Pump 200 700 3.50 Boiler 4800 0.86 Condensing 4500 0.55	Regulation Strategy:	Market regulation NEW	Fuel Price level:
Fixed demand	29.84	Fixed imp/exp.	0.00	KEOL regulation	23457	Capacities Storage Efficiencies MW-e GWh elec. Ther.
Electric heating	0.00	Transportation	0.98	Minimum Stabilisation share	0.00	Hydro Pump: 0 0 0.40
Electric cooling	0.00	Total	35.00	Stabilisation share of CHP	0.00	Hydro Turbine: 0 0 0.40
District heating (TWh/year)	Gr.1	Gr.2	Gr.3	Sum	Minimum CHP gr 3 load	0 MW
District heating demand	1.69	12.25	16.97	30.91	Heat Pump maximum share	0.50
Solar Thermal	0.73	1.53	0.42	3.50	Maximum import/export	2500 MW
Industrial CHP (CSHP)	0.00	0.00	0.00	0.00	Distr. Name :	Price_DKV_2005.txt
Demand after solar and CSHP	0.96	10.72	16.55	28.20	Addition factor	70.00 DKK/MWh
Wind	3000 MW	7.02	TWh/year	0.00	Multiplication factor	1.07
Offshore Wind	3000 MW	11.69	TWh/year	0.00	Dependency factor	0.02 DKK/MWh pr. MW
Photo Voltaic	700 MW	0.7	TWh/year	0.00	Average Market Price	367 DKK/MWh
Wave Power	500 MW	1.75	TWh/year	0.00	(TWh/year) Coal Oil Ngas Biomass	
Hydro Power	0 MW	0	TWh/year	0.00	Transport 0.00 36.78 0.00 7.98	
Geothermal	0 MW	0	TWh/year	0.00	Household 0.00 2.41 2.75 4.32	

## Output

District Heating										Electricity												Exchange								
Demand	Production									Ba-	Consumption					Production					Balance				Payment	Imp	Exp			
	Distr.	Solar	Waste+	CSPH	DHP	CHP	HP	ELT	Boiler		Elec.	Flexi-	HP	Elec-	Hydro	Tur-	Hy-	Geo-	Waste+	CSPH	CHP	PP	Stab-	Load	Imp	Exp	CEEP	EEP		
MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	%	MW	MW	MW	MW	Million DKK			
January	5050	119	0	243	40	1575	0	3073	0	0	3839	560	450	0	0	0	0	2146	0	0	329	170	447	100	1764	6	0	6	916	1
February	5143	252	0	211	78	1575	0	3029	0	0	3798	588	450	0	0	0	0	3021	0	0	329	192	135	100	1259	100	0	100	498	19
March	4531	285	0	168	156	1575	0	2347	0	0	3656	615	450	0	0	0	0	2546	0	0	329	337	107	100	1449	48	0	48	591	18
April	3831	434	0	95	205	1575	0	1534	0	-12	3222	592	450	0	0	0	0	2160	0	0	329	378	34	100	1388	24	0	24	485	9
May	3222	476	0	38	299	1575	0	823	0	11	3144	601	450	0	0	0	0	2223	0	0	329	453	28	100	1218	55	0	55	461	14
June	2010	407	0	11	274	1297	0	95	0	-74	3055	568	371	0	0	0	0	2320	0	0	329	383	24	100	1089	152	0	152	395	61
July	2010	445	0	11	304	1199	0	54	0	-3	2786	607	343	0	0	0	0	1694	0	0	329	406	37	100	1364	96	0	96	587	34
August	2010	423	0	11	225	1310	0	54	0	-13	3205	574	374	0	0	0	0	2158	0	0	329	323	87	100	1320	65	0	65	622	16
September	2547	367	0	14	612	1506	0	54	0	-7	3289	578	430	0	0	0	0	2166	0	0	329	894	39	100	982	113	0	113	385	39
October	3302	234	0	101	472	1574	0	827	0	94	3412	608	450	0	0	0	0	3220	0	0	329	690	9	100	570	348	0	348	202	99
November	4019	135	0	182	443	1575	0	1683	0	0	3687	541	450	0	0	0	0	3094	0	0	329	689	81	100	804	319	0	319	337	110
December	4603	80	0	229	470	1575	0	2249	0	0	3688	616	450	0	0	0	0	2207	0	0	329	774	114	100	1419	89	0	89	661	34
Average	3519	305	0	109	298	1492	0	1314	0	0	3397	587	426	0	0	0	0	2409	0	0	329	474	95	100	1220	118	0	118	Average price (DKK/MWh)	
Maximum	8069	2233	0	441	2422	1575	0	6053	0	1983	5239	2723	450	0	0	0	0	6602	0	0	329	3397	2394	100	2500	2500	0	2500		
Minimum	1885	0	0	10	0	447	0	54	0	-2687	1702	0	128	0	0	0	0	22	0	0	329	0	0	100	0	0	0	0	573	441
Total for the whole year																						Million DKK								
TWh/year	30.91	2.68	0.00	0.96	2.62	13.11	0.00	11.55	0.00	0.00	29.84	5.16	3.75	0.00	0.00	0.00	0.00	21.16	0.00	0.00	2.89	4.17	0.84	10.72	1.03	0.00	1.03	6140	455	
FUEL BALANCE (TWh/year):																						CO2 emission (Mt):								
DHP	CHP2	CHP3	Boiler2	Boiler3	PP	Geo-th.	Hydro	Elc.ly.s	Waste	CAES	Wind	Offsh.	PV	Wave	Solar.Th	Transp.	househ.	Industry	Various	Total	Imp/Exp	Corrected	Total	Netto	Total	Netto				
Coal	-	-	-	-	-	0.37	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.81	-	1.18	5.83	7.01	0.40	2.40					
Oil	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	36.78	1.54	-	3.01	41.33	11.01	11.01	11.01				
N.Gas	0.65	0.06	-	3.25	7.76	0.74	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.75	6.91	11.02	34.14	11.66	45.80	6.97	9.35				
Biomass	0.46	3.25	3.33	1.29	1.11	0.42	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7.98	3.54	25.07	-	46.45	0.12	46.58	0.00	0.00			
Renewable	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7.02	11.69	0.70	1.75	5.20	-	-	-	-	-	-	26.36	0.00	26.36	0.00	0.00				
H2 etc.	-	0.00	0.00	0.00	0.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00				
Geothermal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00				
Total	1.11	3.31	3.33	4.54	8.87	1.52	-	-	-	-	7.02	11.69	0.70	1.75	5.20	44.76	8.83	32.79	14.03	149.47	17.61	167.08	18.38	22.76						



	District Heating Production																		RES specification												
	Gr.1				Gr.2								Gr.3								RES1		RES2		RES3		RES4				
	District heating MW	Solar MW	CSPH MW	DHP MW	District heating MW	Solar MW	CSPH MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Storage MW	Balance MW	District heating MW	Solar MW	CSPH MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Storage MW	Balance MW	Wind MW	Offshore MW	Photo MW	Wave Ier MW	Total MW		
January	276	33	0	243	2001	67	0	27	700	0	1207	0	0	0	2773	18	0	13	875	0	1866	0	0	0	719	1217	11	198	2146		
February	281	71	0	211	2038	142	0	48	700	0	1149	0	9	0	2824	39	0	30	875	0	1880	0	0	0	1060	1597	34	330	3021		
March	248	80	0	168	1796	161	0	94	700	0	840	0	187	0	2488	44	0	62	875	0	1507	0	1	0	839	1391	68	247	2546		
April	209	115	0	95	1518	250	0	143	700	0	437	0	3139	-12	2103	69	0	61	875	0	1098	0	57	0	687	1232	99	141	2160		
May	176	138	0	38	1277	265	0	219	700	0	82	0	15267	11	1769	73	0	81	875	0	741	0	119	0	697	1217	178	132	2223		
June	110	99	0	11	797	242	0	118	424	0	35	0	18660	-21	1103	66	0	156	873	0	60	0	8466	-52	728	1328	142	122	2320		
July	110	99	0	11	797	269	0	178	328	0	35	0	21368	-14	1103	77	0	126	871	0	19	0	32905	11	489	923	171	111	1694		
August	110	99	0	11	797	255	0	79	436	0	35	0	27468	-9	1103	68	0	146	874	0	19	0	17938	-4	698	1197	111	152	2158		
September	139	125	0	14	1010	189	0	164	631	0	35	0	27092	-10	1399	53	0	448	875	0	19	0	19710	3	685	1220	64	198	2166		
October	181	80	0	101	1309	122	0	299	699	0	135	0	15321	54	1813	33	0	172	875	0	692	0	1335	40	1154	1759	38	269	3220		
November	220	38	0	182	1593	76	0	263	700	0	554	0	641	0	2206	21	0	181	875	0	1130	0	129	0	1109	1682	30	272	3094		
December	252	22	0	229	1824	45	0	261	700	0	818	0	314	0	2527	12	0	209	875	0	1431	0	32	0	748	1232	10	217	2207		
Average	192	83	0	109	1395	174	0	158	618	0	445	0	10830	0	1932	48	0	140	874	0	869	0	6757	0	800	1331	80	199	2409		
Maximum	441	375	0	441	3198	1417	0	1039	700	0	2498	0	40000	1078	4430	588	0	1383	875	0	3555	0	40000	1217	3000	3000	700	500	6602		
Minimum	103	0	0	10	747	0	0	0	0	0	35	0	0	-1333	1035	0	0	0	447	0	19	0	0	-1633	0	0	0	4	22		
Total for the whole year				TWh/year	1.69	0.73	0.00	0.96	12.25	1.53	0.00	1.39	5.43	0.00	3.91	0.00	0.00	16.97	0.42	0.00	1.23	7.68	0.00	7.64	0.00	0.00	7.02	11.69	0.70	1.75	21.16

## ANNUAL COSTS (Million DKK)

Total Fuel = 37530

Coal = 105

FuelOil = 748

Gasoil/Diesel= 10719

Petrol/JP = 9407

Ngas = 8190

Biomass = 8362

Waste = 0

Marginal operation costs = 103

Total Electricity exchange = 4825

Import = 6140

Export = -455

Bottleneck = -860

Fixed imp/ex= 0

Total CO2 emission costs = 21727

Total variable costs = 64185

Fixed operation costs = 4203

Annual Investment costs = 32069

TOTAL ANNUAL COSTS = 100456

Input ReferenceENS2030july2008

The EnergyPLAN model 7.20



Electricity demand (TWh/year):					Flexible demand	0.00	Capacities					Efficiencies		Regulation Strategy:	Market regulation NEW			Fuel Price level:						
Fixed demand	49.00	Fixed imp/exp.	0.00	Group 2:					MW-e	MJ/s	elec.	Ther	COP	KEOL regulation	23457			Capacities Storage Efficiencies						
Electric heating	0.00	Transportation	0.00	CHP					1350	1647	0.41	0.50		Minimum Stabilisation share	0.00			MW-e GWh elec. Ther.						
Electric cooling	0.00	Total	49.00	Heat Pump					7	40			5.75	Stabilisation share of CHP	0.00			Hydro Pump: 0 0 0.40						
District heating (TWh/year)	Gr.1	Gr.2	Gr.3	Sum	Boiler					7500		0.86			Minimum CHP gr 3 load	450 MW			Hydro Turbine: 0 0.40					
District heating demand	2.26	14.29	22.63	39.18	Group 3:					2000	2440	0.41	0.50		Heat Pump maximum share	0.50			Electrol. Gr.2: 0 0 0.40 0.50					
Solar Thermal	0.02	0.00	0.00	0.02	CHP					0	0			3.50	Maximum import/export	2500 MW			Electrol. Gr.3: 0 0 0.40 0.50					
Industrial CHP (CSHP)	0.00	0.00	1.73	1.73	Heat Pump					11300		0.86			Distr. Name : Price_DKV_2005.txt					Electrol. trans.: 0 0 0.80				
Demand after solar and CSHP	2.24	14.29	20.90	37.43	Boiler					8000		0.52			Multiplication factor	1.07			Ely. MicroCHP: 0 0 0.80					
Wind	3100	MW	7.26	TWh/year	0.00	Grid	Condensing					gr.2: 40	GWh	gr.3: 10	GWh	CAES fuel ratio: 0.000					(TWh/year) Coal Oil Ngas Biomass			
Offshore Wind	1952	MW	7.61	TWh/year	0.00	stabilis-	Heatstorage: gr.2: 40 GWh					Dependency factor	0.02	DKK/MWh pr. MW	Transport 0.00 69.20 0.00 0.00					Household 0.01 6.72 9.05 7.29				
Photo Voltaic	0	MW	0	TWh/year	0.00	sation	Fixed Boiler: gr.2: 2.5 Per cent					Average Market Price	367	DKK/MWh	Industry 3.37 26.92 18.19 5.18					Various 0.00 3.01 19.73 0.00				
Wave Power	0	MW	0	TWh/year	0.00	share	Electricity prod. from CSHP					Gr.1:	0.00	0.00										
Hydro Power	0	MW	0	TWh/year			Gr.2:					Gr.2:	0.00	0.00										
Geothermal	0	MW	0	TWh/year			Gr.3:					2.41	0.00											

## Output

District Heating											Electricity															Exchange				
Demand	Production								Balance	Consumption					Production							Balance					Payment Imp Million DKK	Exp Million DKK		
Distr. heating MW	Solar MW	Waste+ CSHP MW	DHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW		Elec. demand MW	Flexi- ble MW	Elec- trolyser MW	EH MW	Hydro Pump MW	Tur- bine MW	Hy- dro RES MW	Geo- thermal MW	Waste+ CSHP MW	CHP MW	PP MW	Stab- Load %	Imp MW	Exp MW	CEEP MW	EEP MW					
January	7177	1	197	413	1641	40	0	4885	0	0	6305	0	7	0	0	0	0	1535	0	0	274	1345	898	100	2266	6	0	6	1586	1
February	7343	2	197	422	1681	40	0	5001	0	0	6237	0	7	0	0	0	0	2134	0	0	274	1378	454	100	2025	21	0	21	1217	4
March	6256	2	197	359	2199	40	0	3459	0	0	6004	0	7	0	0	0	0	1772	0	0	274	1802	164	100	2006	9	0	9	1061	2
April	5013	3	197	286	2377	40	0	2110	0	0	5291	0	7	0	0	0	0	1512	0	0	274	1948	45	100	1549	31	0	31	564	10
May	3933	3	197	223	2533	40	0	946	0	-10	5162	0	7	0	0	0	0	1511	0	0	274	2076	40	100	1344	77	0	77	567	21
June	1782	3	197	100	1425	40	0	74	0	-57	5017	0	7	0	0	0	0	1616	0	0	274	1168	316	100	1716	66	0	66	980	33
July	1782	4	197	99	1341	40	0	66	0	35	4574	0	7	0	0	0	0	1106	0	0	274	1099	260	100	1865	23	0	23	1056	8
August	1782	3	197	100	1401	40	0	66	0	-25	5263	0	7	0	0	0	0	1500	0	0	274	1148	436	100	1931	20	0	20	1117	4
September	2736	3	197	155	2217	40	0	102	0	22	5401	0	7	0	0	0	0	1501	0	0	274	1817	238	100	1624	46	0	46	872	14
October	4076	2	197	234	2692	40	0	877	0	34	5602	0	7	0	0	0	0	2337	0	0	274	2206	31	100	888	127	0	127	386	36
November	5347	1	197	307	2642	40	0	2160	0	0	6054	0	7	0	0	0	0	2240	0	0	274	2165	166	100	1318	103	0	103	605	36
December	6385	1	197	368	3047	40	0	2732	0	0	6056	0	7	0	0	0	0	1574	0	0	274	2497	256	100	1496	35	0	35	753	9
Average	4460	2	197	255	2101	40	0	1865	0	0	5578	0	7	0	0	0	0	1692	0	0	274	1722	275	100	1668	47	0	47	Average price (DKK/MWh)	
Maximum	12535	28	197	723	4088	40	0	9638	0	2930	8603	0	7	0	0	0	0	5052	0	0	274	3350	5169	100	2500	2500	0	2500	734	
Minimum	1561	0	197	76	549	40	0	66	0	-2836	2795	0	7	0	0	0	0	0	0	0	274	450	0	100	0	0	0			
Total for the whole year																											Million DKK			
TWh/year	39.18	0.02	1.73	2.24	18.46	0.35	0.00	16.38	0.00	0.00	49.00	0.00	0.06	0.00	0.00	0.00	0.00	14.87	0.00	0.00	2.41	15.13	2.42	14.65	0.41	0.00	0.41	10762	176	
FUEL BALANCE (TWh/year):																												CO2 emission (Mt):		
DHP	CHP2	CHP3	Boiler2	Boiler3	PP	Geo-th.	Hydro	Elc.ly.s	Waste	CAES	Wind	Offsh.	PV	Wave	Solar.Th	Transp.	househ.	Industry	Various	Total	Imp/Exp	Corrected	Imp/Exp	Netto	Total	Netto				
Coal	0.04	1.50	1.61	0.13	0.25	1.65	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.01	3.37	-	8.56	10.10	18.66	2.93	6.38						
Oil	0.83	0.34	0.36	2.79	5.39	0.12	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	69.20	6.72	26.92	3.01	115.69	0.76	116.45	30.82	31.02					
N.Gas	0.67	6.96	7.44	2.24	4.32	2.66	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9.05	18.19	19.73	71.27	16.26	87.53	14.55	17.87						
Biomass	1.06	7.35	11.37	1.65	2.26	0.20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7.29	5.18	-	36.36	0.19	36.55	0.00	0.00						
Renewable	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7.26	7.61	-	-	-	-	0.02	-	-	-	14.89	0.00	14.89	0.00	0.00					
H2 etc.	-	0.00	0.00	0.00	0.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00						
Geothermal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00						
Total	2.60	16.15	20.78	6.81	12.22	4.64	-	-	-	-	7.26	7.61	-	-	-	0.02	69.20	23.07	53.66	22.74	246.75	27.31	274.07	48.29	55.27					

# Output specifications

# ReferenceENS2030july2008

# The EnergyPLAN model 7.20



District Heating Production												RES specification																			
	Gr.1				Gr.2								Gr.3																		
	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	DHP MW	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Storage MW	Balance MW	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Storage MW	Balance MW	RES1 Wind MW	RES2 Offsho MW	RES3 Photo MW	RES4 Wave I MW	Total er MW		
January	414	1	0	413	2618	0	0	708	40	0	1870	0	0	0	4146	0	197	933	0	0	3016	0	0	0	743	792	0	0	1535		
February	424	2	0	422	2678	0	0	708	40	0	1930	0	0	0	4241	0	197	973	0	0	3071	0	0	0	1095	1039	0	0	2134		
March	361	2	0	359	2282	0	0	1020	40	0	1221	0	0	0	3614	0	197	1179	0	0	2238	0	0	0	867	905	0	0	1772		
April	289	3	0	286	1829	0	0	1152	40	0	636	0	3025	0	2896	0	197	1226	0	0	1473	0	500	0	710	802	0	0	1512		
May	227	3	0	223	1435	0	0	1109	40	0	293	0	11266	-7	2272	0	197	1424	0	0	653	0	1598	-3	720	792	0	0	1511		
June	103	3	0	100	650	0	0	615	40	0	41	0	14086	-45	1030	0	197	811	0	0	33	0	4944	-11	752	864	0	0	1616		
July	103	4	0	99	650	0	0	545	40	0	41	0	24758	25	1030	0	197	796	0	0	26	0	6637	11	505	600	0	0	1106		
August	103	3	0	100	650	0	0	586	40	0	41	0	20487	-17	1030	0	197	815	0	0	26	0	5347	-8	721	779	0	0	1500		
September	158	3	0	155	998	0	0	906	40	0	41	0	21688	11	1581	0	197	1312	0	0	62	0	5578	10	707	794	0	0	1501		
October	235	2	0	234	1486	0	0	1189	40	0	225	0	8440	33	2354	0	197	1503	0	0	653	0	1398	1	1192	1145	0	0	2337		
November	308	1	0	307	1950	0	0	1119	40	0	791	0	214	0	3089	0	197	1523	0	0	1369	0	72	0	1146	1095	0	0	2240		
December	368	1	0	368	2329	0	0	1363	40	0	926	0	1	0	3688	0	197	1684	0	0	1806	0	0	0	773	802	0	0	1574		
Average	257	2	0	255	1627	0	0	919	40	0	668	0	8699	0	2576	0	197	1182	0	0	1197	0	2178	0	826	866	0	0	1692		
Maximum	723	28	0	723	4572	0	0	1647	40	0	3995	0	40000	1839	7240	0	197	2440	0	0	6030	0	10000	1624	3100	1952	0	0	5052		
Minimum	90	0	0	76	569	0	0	0	40	0	41	0	0	-1126	902	0	197	549	0	0	26	0	0	-1710	0	0	0	0			
Total for the whole year				TWh/year	2.26	0.02	0.00	2.24	14.29	0.00	8.07	0.35	0.00	5.86	0.00	0.00	22.63	0.00	1.73	10.39	0.00	0.00	10.51	0.00	0.00	0.00	7.26	7.61	0.00	0.00	14.87

## ANNUAL COSTS (Million DKK)

Total Fuel = 78233

Coal = 764

FuelOil = 11471

Gasoil/Diesel= 17992

Petrol/JP = 23135

Ngas = 17294

Biomass = 7578

Waste = 0

Maginal operation costs = 358

Total Electricity exchange = 8541

Import = 10762

Export = -176

Bottleneck = -2045

Fixed imp/ex= 0

Total CO2 emission costs = 69927

Total variable costs = 157058

Fixed operation costs = 3347

Annual Investment costs = 9945

TOTAL ANNUAL COSTS = 170350

# Input VisionIDA2030july2008

# The EnergyPLAN model 7.20



Electricity demand (TWh/year):	Flexible demand	4.18	Capacities MW-e MJ/s elec. Ther COP CHP 1200 1039 0.48 0.42 Heat Pump 200 700 3.50 Boiler 4800 0.86 Condensing 4500 0.55	Regulation Strategy:	Market regulation NEW	Fuel Price level:
Fixed demand	29.84	Fixed imp/exp.	0.00	KEOL regulation	23457	Capacities Storage Efficiencies MW-e GWh elec. Ther.
Electric heating	0.00	Transportation	0.98	Minimum Stabilisation share	0.00	Hydro Pump: 0 0 0.40
Electric cooling	0.00	Total	35.00	Stabilisation share of CHP	0.00	Hydro Turbine: 0 0 0.40
District heating (TWh/year)	Gr.1	Gr.2	Gr.3	Sum	Minimum CHP gr 3 load	0 MW
District heating demand	1.69	12.25	16.97	30.91	Heat Pump maximum share	0.50
Solar Thermal	0.73	1.53	0.42	3.50	Maximum import/export	2500 MW
Industrial CHP (CSHP)	0.00	0.00	0.00	0.00	Distr. Name :	Price_DKV_2005.txt
Demand after solar and CSHP	0.96	10.72	16.55	28.20	Addition factor	70.00 DKK/MWh
Wind	3000 MW	7.02	TWh/year	0.00	Multiplication factor	1.07
Offshore Wind	3000 MW	11.69	TWh/year	0.00	Dependency factor	0.02 DKK/MWh pr. MW
Photo Voltaic	700 MW	0.7	TWh/year	0.00	Average Market Price	367 DKK/MWh
Wave Power	500 MW	1.75	TWh/year	0.00	(TWh/year) Coal Oil Ngas Biomass	
Hydro Power	0 MW	0	TWh/year	0.00	Transport 0.00 36.78 0.00 7.98	
Geothermal	0 MW	0	TWh/year	0.00	Household 0.00 2.41 2.75 4.32	

## Output

District Heating										Electricity												Exchange								
Demand	Production									Ba-	Consumption					Production					Balance				Payment	Imp	Exp			
	Distr.	Solar	Waste+	CSPH	DHP	CHP	HP	ELT	Boiler		Elec.	Flexi-	HP	Elec-	Hydro	Tur-	Hy-	Geo-	Waste+	CSPH	CHP	PP	Stab-	Load	Imp	Exp	CEEP	EEP		
MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	%	MW	MW	MW	MW	Million DKK			
January	5050	119	0	243	18	1575	0	3095	0	0	3839	560	450	0	0	0	0	2146	0	0	329	142	458	100	1781	6	0	6	1043	1
February	5143	252	0	211	53	1575	0	3053	0	0	3798	588	450	0	0	0	0	3021	0	0	329	160	139	100	1285	98	0	98	556	18
March	4531	285	0	168	106	1575	0	2397	0	0	3656	615	450	0	0	0	0	2546	0	0	329	274	126	100	1482	36	0	36	669	13
April	3831	434	0	95	107	1575	0	1625	0	-5	3222	592	450	0	0	0	0	2160	0	0	329	252	40	100	1490	8	0	8	572	3
May	3222	476	0	38	132	1573	0	998	0	4	3144	601	449	0	0	0	0	2223	0	0	329	241	40	100	1409	47	0	47	610	11
June	2010	407	0	11	237	1309	0	125	0	-79	3055	568	374	0	0	0	0	2320	0	0	329	330	21	100	1150	153	0	153	432	65
July	2010	445	0	11	227	1220	0	54	0	52	2786	607	349	0	0	0	0	1694	0	0	329	311	45	100	1429	68	0	68	648	26
August	2010	423	0	11	169	1307	0	118	0	-18	3205	574	373	0	0	0	0	2158	0	0	329	243	77	100	1406	62	0	62	696	15
September	2547	367	0	14	456	1502	0	242	0	-34	3289	578	429	0	0	0	0	2166	0	0	329	657	34	100	1167	57	0	57	484	20
October	3302	234	0	101	272	1574	0	1045	0	75	3412	608	450	0	0	0	0	3220	0	0	329	427	12	100	726	245	0	245	284	61
November	4019	135	0	182	341	1575	0	1786	0	0	3687	541	450	0	0	0	0	3094	0	0	329	558	91	100	868	262	0	262	393	94
December	4603	80	0	229	362	1575	0	2356	0	0	3688	616	450	0	0	0	0	2207	0	0	329	640	170	100	1462	53	0	53	764	20
Average	3519	305	0	109	207	1494	0	1404	0	0	3397	587	427	0	0	0	0	2409	0	0	329	353	105	100	1306	91	0	91	Average price (DKK/MWh)	
Maximum	8069	2233	0	441	2422	1575	0	6053	0	2006	5239	2723	450	0	0	0	0	6602	0	0	329	3397	2394	100	2500	2500	0	2500	623	
Minimum	1885	0	0	10	0	875	0	54	0	-2759	1702	0	250	0	0	0	0	22	0	0	329	0	0	100	0	0	0	0	0	
Total for the whole year																										Million DKK				
TWh/year	30.91	2.68	0.00	0.96	1.82	13.13	0.00	12.33	0.00	0.00	29.84	5.16	3.75	0.00	0.00	0.00	0.00	21.16	0.00	0.00	2.89	3.10	0.92	11.47	0.80	0.00	0.80	7152	348	
FUEL BALANCE (TWh/year):																										CO2 emission (Mt):				
DHP	CHP2	CHP3	Boiler2	Boiler3	PP	Geo-th.	Hydro	Elc.ly.s	Waste	CAES	Wind	Offsh.	PV	Wave	Solar.Th	Transp.	househ.	Industry	Various	Total	Imp/Exp	Corrected					Total	Netto		
Coal	-	-	-	-	-	0.42	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.81	-	1.23	6.42	7.65	-	0.42	2.62				
Oil	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	36.78	1.54	-	3.01	41.33	-	0.00	41.33	11.01	11.01		
N.Gas	0.65	-	-	3.62	8.31	0.84	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.75	6.91	11.02	35.10	12.85	47.95	-	7.16	9.79			
Biomass	0.46	2.52	2.05	1.29	1.11	0.42	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7.98	3.54	25.07	-	44.44	0.13	44.58	0.00	0.00	0.00		
Renewable	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7.02	11.69	0.70	1.75	5.20	-	-	-	-	-	-	26.36	0.00	26.36	0.00	0.00	0.00			
H2 etc.	-	0.00	0.00	0.00	0.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00				
Geothermal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00				
Total	1.11	2.52	2.05	4.91	9.42	1.68	-	-	-	-	7.02	11.69	0.70	1.75	5.20	44.76	8.83	32.79	14.03	148.46	19.41	167.87	-	18.59	23.41					



	District Heating Production																		RES specification													
	Gr.1				Gr.2								Gr.3								RES1	RES2	RES3	RES4	Total							
	District heating	Solar	CSHP	DHP	District heating	Solar	CSHP	CHP	HP	ELT	Boiler	EH	Storage	Balance	District heating	Solar	CSHP	CHP	HP	ELT	Boiler	EH	Storage	Balance	Wind	Offsho	Photo	Wave	I er			
MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW						
January	276	33	0	243	2001	67	0	15	700	0	1219	0	0	0	2773	18	0	3	875	0	1876	0	0	0	719	1217	11	198	2146			
February	281	71	0	211	2038	142	0	35	700	0	1161	0	9	0	2824	39	0	18	875	0	1892	0	0	0	1060	1597	34	330	3021			
March	248	80	0	168	1796	161	0	63	700	0	872	0	79	0	2488	44	0	43	875	0	1525	0	1	0	839	1391	68	247	2546			
April	209	115	0	95	1518	250	0	91	700	0	482	0	1509	-5	2103	69	0	16	875	0	1143	0	0	0	687	1232	99	141	2160			
May	176	138	0	38	1277	265	0	119	698	0	190	0	4399	4	1769	73	0	14	875	0	808	0	4	0	697	1217	178	132	2223			
June	110	99	0	11	797	242	0	119	434	0	35	0	25251	-33	1103	66	0	118	875	0	90	0	7953	-46	728	1328	142	122	2320			
July	110	99	0	11	797	269	0	127	345	0	35	0	23332	21	1103	77	0	100	875	0	19	0	22345	32	489	923	171	111	1694			
August	110	99	0	11	797	255	0	74	432	0	35	0	8191	0	1103	68	0	95	875	0	84	0	8036	-18	698	1197	111	152	2158			
September	139	125	0	14	1010	189	0	201	627	0	35	0	11591	-43	1399	53	0	255	875	0	207	0	5856	9	685	1220	64	198	2166			
October	181	80	0	101	1309	122	0	212	699	0	222	0	8183	54	1813	33	0	60	875	0	823	0	330	22	1154	1759	38	269	3220			
November	220	38	0	182	1593	76	0	201	700	0	615	0	478	0	2206	21	0	140	875	0	1170	0	95	0	1109	1682	30	272	3094			
December	252	22	0	229	1824	45	0	188	700	0	891	0	200	0	2527	12	0	175	875	0	1465	0	26	0	748	1232	10	217	2207			
Average	192	83	0	109	1395	174	0	121	619	0	481	0	6943	0	1932	48	0	86	875	0	923	0	3743	0	800	1331	80	199	2409			
Maximum	441	375	0	441	3198	1417	0	1039	700	0	2498	0	40000	959	4430	588	0	1383	875	0	3555	0	39879	1217	3000	3000	700	500	6602			
Minimum	103	0	0	10	747	0	0	0	0	0	35	0	0	-1340	1035	0	0	0	875	0	19	0	0	-1549	0	0	0	4	22			
Total for the whole year				TWh/year	1.69	0.73	0.00	0.96	12.25	1.53	0.00	1.06	5.44	0.00	4.23	0.00	0.00	16.97	0.42	0.00	0.76	7.69	0.00	8.11	0.00	0.00	0.00	7.02	11.69	0.70	1.75	21.16

## ANNUAL COSTS (Million DKK)

Total Fuel = 37423

Coal = 110

FuelOil = 748

Gasoil/Diesel= 10719

Petrol/JP = 9407

Ngas = 8418

Biomass = 8022

Waste = 0

Marginal operation costs = 83

Total Electricity exchange = 5662

Import = 7152

Export = -348

Bottleneck = -1142

Fixed imp/ex= 0

Total CO2 emission costs = 26925

Total variable costs = 70093

Fixed operation costs = 4203

Annual Investment costs = 32069

TOTAL ANNUAL COSTS = 106365

# Input ReferenceENS2030july2008

# The EnergyPLAN model 7.20



Electricity demand (TWh/year):	Flexible demand	0.00	Group 2: CHP Heat Pump Boiler Condensing	Capacities	Efficiencies	Regulation Strategy:	Market regulation NEW	Fuel Price level:
Fixed demand	49.00	Fixed imp/exp.	0.00	MW-e	MJ/s	elec.	Ther.	COP
Electric heating	0.00	Transportation	0.00	1350	1647	0.41	0.50	5.75
Electric cooling	0.00	Total	49.00	7	40			
District heating (TWh/year)	Gr.1	Gr.2	Gr.3	Group 3: CHP Heat Pump Boiler				5.75
District heating demand	2.26	14.29	22.63		2000	2440	0.41	0.50
Solar Thermal	0.02	0.00	0.00		0	0		3.50
Industrial CHP (CSHP)	0.00	0.00	1.73		11300		0.86	
Demand after solar and CSHP	2.24	14.29	20.90	Condensing	8000		0.52	
Wind	3100 MW	7.26	TWh/year	0.00	Grid	Heatstorage: gr.2: 40 GWh	gr.3: 10 GWh	
Offshore Wind	1952 MW	7.61	TWh/year	0.00	stabil-	Fixed Boiler: gr.2: 2.5 Per cent	gr.3: 1.0 Per cent	
Photo Voltaic	0 MW	0	TWh/year	0.00	sation	Electricity prod. from CSHP	Waste (TWh/year)	
Wave Power	0 MW	0	TWh/year	0.00	share	Gr.1:	0.00 0.00	
Hydro Power	0 MW	0	TWh/year			Gr.2:	0.00 0.00	
Geothermal	0 MW	0	TWh/year			Gr.3:	2.41 0.00	

## Output

District Heating											Electricity											Exchange								
Demand	Production										Ba-	Consumption					Production					Balance				Payment	Imp	Exp		
	Distr.	Waste+	CSHP	DHP	CHP	HP	ELT	Boiler	EH	MW		Elec.	Flexi-	Elec-	Hydro	Tur-	Hy-	Geo-	Waste+	CSHP	CHP	PP	Stab-	Load	Imp	Exp	CEEP	EEP		
January	7177	1	197	413	921	40	0	5605	0	0	6305	0	7	0	0	0	0	1535	0	0	274	755	1484	100	2269	6	0	6	1702	1
February	7343	2	197	422	1083	40	0	5600	0	0	6237	0	7	0	0	0	0	2134	0	0	274	887	916	100	2052	20	0	20	1368	3
March	6256	2	197	359	1378	40	0	4281	0	0	6004	0	7	0	0	0	0	1772	0	0	274	1129	695	100	2148	8	0	8	1607	2
April	5013	3	197	286	1527	40	0	2960	0	0	5291	0	7	0	0	0	0	1512	0	0	274	1252	290	100	1985	15	0	15	1300	6
May	3933	3	197	223	1948	40	0	1525	0	-4	5162	0	7	0	0	0	0	1511	0	0	274	1597	145	100	1684	43	0	43	1003	11
June	1782	3	197	100	1376	40	0	120	0	-54	5017	0	7	0	0	0	0	1616	0	0	274	1128	293	100	1773	61	0	61	1116	34
July	1782	4	197	99	1342	40	0	71	0	29	4574	0	7	0	0	0	0	1106	0	0	274	1100	250	100	1876	25	0	25	1173	9
August	1782	3	197	100	1409	40	0	66	0	-33	5263	0	7	0	0	0	0	1500	0	0	274	1155	426	100	1936	22	0	22	1304	5
September	2736	3	197	155	2127	40	0	182	0	33	5401	0	7	0	0	0	0	1501	0	0	274	1743	241	100	1677	27	0	27	1035	9
October	4076	2	197	234	2221	40	0	1354	0	28	5602	0	7	0	0	0	0	2337	0	0	274	1820	46	100	1226	94	0	94	601	26
November	5347	1	197	307	2113	40	0	2688	0	0	6054	0	7	0	0	0	0	2240	0	0	274	1732	279	100	1618	83	0	83	1040	27
December	6385	1	197	368	2278	40	0	3501	0	0	6056	0	7	0	0	0	0	1574	0	0	274	1867	311	100	2067	31	0	31	1441	8
Average	4460	2	197	255	1645	40	0	2321	0	0	5578	0	7	0	0	0	0	1692	0	0	274	1348	447	100	1859	36	0	36	Average price (DKK/MWh)	
Maximum	12535	28	197	723	4088	40	0	10269	0	2972	8603	0	7	0	0	0	0	5052	0	0	274	3350	4741	100	2500	2500	0	2500		
Minimum	1561	0	197	76	549	40	0	66	0	-2836	2795	0	7	0	0	0	0	274	450	0	100	0	0	0	0	0	899	434		
Total for the whole year																						Million DKK								
TWh/year	39.18	0.02	1.73	2.24	14.45	0.35	0.00	20.38	0.00	0.00	49.00	0.00	0.06	0.00	0.00	0.00	0.00	14.87	0.00	0.00	2.41	11.84	3.93	16.33	0.32	0.00	0.32	14690	138	
FUEL BALANCE (TWh/year):																						CO2 emission (Mt):								
DHP	CHP2	CHP3	Boiler2	Boiler3	PP	Geo-th.	Hydro	Elc.ly.s	Waste	CAES	Wind	Offsh.	PV	Wave	Solar.Th	Transp.	househ.	Industry	Various	Total	Imp/Exp	Corrected	CO2 emission (Mt):	Total	Netto	Total	Netto			
Coal	0.04	0.74	1.00	0.19	0.30	2.73	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.01	3.37	-	8.38	11.36	19.74	2.87	6.75					
Oil	0.83	0.16	0.22	4.21	6.50	0.21	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	69.20	6.72	26.92	3.01	117.98	0.86	118.84	31.43	31.66				
N.Gas	0.67	3.41	4.65	3.37	5.21	4.40	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9.05	18.19	19.73	68.68	18.29	86.97	14.02	17.75					
Biomass	1.06	7.35	11.37	1.65	2.26	0.20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7.29	5.18	-	36.36	0.21	36.57	0.00	0.00					
Renewable	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.02	-	-	-	14.89	0.00	14.89	0.00	0.00				
H2 etc.	-	0.00	0.00	0.00	0.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00					
Geothermal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00					
Total	2.60	11.66	17.25	9.42	14.26	7.54	-	-	-	-	7.26	7.61	-	-	0.02	69.20	23.07	53.66	22.74	246.29	30.71	277.00	48.32	56.16						



District Heating Production												RES specification																			
	Gr.1				Gr.2								Gr.3																		
	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	DHP MW	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Storage MW	Balance MW	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Storage MW	Balance MW	RES1 Wind MW	RES2 Offsho MW	RES3 Photo MW	RES4 Wave Ier MW	Total MW		
January	414	1	0	413	2618	0	0	280	40	0	2297	0	0	0	4146	0	197	641	0	0	3308	0	0	0	743	792	0	0	1535		
February	424	2	0	422	2678	0	0	337	40	0	2301	0	0	0	4241	0	197	746	0	0	3298	0	0	0	1095	1039	0	0	2134		
March	361	2	0	359	2282	0	0	534	40	0	1708	0	0	0	3614	0	197	844	0	0	2573	0	0	0	867	905	0	0	1772		
April	289	3	0	286	1829	0	0	608	40	0	1180	0	515	0	2896	0	197	919	0	0	1780	0	263	0	710	802	0	0	1512		
May	227	3	0	223	1435	0	0	788	40	0	610	0	1289	-4	2272	0	197	1160	0	0	915	0	615	0	720	792	0	0	1511		
June	103	3	0	100	650	0	0	578	40	0	73	0	11897	-41	1030	0	197	799	0	0	47	0	4525	-13	752	864	0	0	1616		
July	103	4	0	99	650	0	0	547	40	0	41	0	21229	22	1030	0	197	795	0	0	30	0	6345	7	505	600	0	0	1106		
August	103	3	0	100	650	0	0	597	40	0	41	0	20772	-28	1030	0	197	812	0	0	26	0	6202	-6	721	779	0	0	1500		
September	158	3	0	155	998	0	0	895	40	0	41	0	20980	22	1581	0	197	1232	0	0	141	0	5067	11	707	794	0	0	1501		
October	235	2	0	234	1486	0	0	908	40	0	510	0	3109	28	2354	0	197	1313	0	0	844	0	1025	0	1192	1145	0	0	2337		
November	308	1	0	307	1950	0	0	860	40	0	1050	0	70	0	3089	0	197	1253	0	0	1639	0	42	0	1146	1095	0	0	2240		
December	368	1	0	368	2329	0	0	1020	40	0	1269	0	0	0	3688	0	197	1259	0	0	2232	0	0	0	773	802	0	0	1574		
Average	257	2	0	255	1627	0	0	664	40	0	923	0	6673	0	2576	0	197	982	0	0	1398	0	2013	0	826	866	0	0	1692		
Maximum	723	28	0	723	4572	0	0	1647	40	0	4239	0	40000	1546	7240	0	197	2440	0	0	6170	0	10000	1624	3100	1952	0	0	5052		
Minimum	90	0	0	76	569	0	0	0	40	0	41	0	0	-1126	902	0	197	549	0	0	26	0	0	-1710	0	0	0	0			
Total for the whole year				TWh/year	2.26	0.02	0.00	2.24	14.29	0.00	5.83	0.35	0.00	8.11	0.00	0.00	22.63	0.00	1.73	8.62	0.00	0.00	12.28	0.00	0.00	0.00	7.26	7.61	0.00	0.00	14.87

## ANNUAL COSTS (Million DKK)

Total Fuel = 78218

Coal = 749

FuelOil = 12110

Gasoil/Diesel= 17992

Petrol/JP = 23135

Ngas = 16655

Biomass = 7578

Waste = 0

Marginal operation costs = 319

Total Electricity exchange = 10957

Import = 14690

Export = -138

Bottleneck = -3594

Fixed imp/ex= 0

Total CO2 emission costs = 85229

Total variable costs = 174723

Fixed operation costs = 3347

Annual Investment costs = 9945

TOTAL ANNUAL COSTS = 188015

# Input VisionIDA2030july2008

# The EnergyPLAN model 7.20



Electricity demand (TWh/year):	Flexible demand	4.18	Capacities MW-e CHP Heat Pump Boiler Condensing	Efficiencies MJ/s 0.48 0.42 3.50 0.86 0.55	Regulation Strategy:	Market regulation NEW	Fuel Price level:
Fixed demand	29.84	Fixed imp/exp.	0.00		KEOL regulation	23457	Capacities
Electric heating	0.00	Transportation	0.98		Minimum Stabilisation share	0.00	Storage
Electric cooling	0.00	Total	35.00		Stabilisation share of CHP	0.00	Efficiencies
District heating (TWh/year)	Gr.1	Gr.2	Gr.3	SUM	Minimum CHP gr 3 load	0 MW	MW-e
District heating demand	1.69	12.25	16.97	30.91	Heat Pump maximum share	0.50	GWh
Solar Thermal	0.73	1.53	0.42	2.71	Maximum import/export	2500 MW	elec.
Industrial CHP (CSHP)	0.00	0.00	0.00	0.00	Distr. Name :	Price_DKV_2005.txt	Ther.
Demand after solar and CSHP	0.96	10.72	16.55	28.20	Addition factor	70.00 DKK/MWh	
Wind	3000 MW	7.02	TWh/year	0.00	Multiplication factor	1.07	
Offshore Wind	3000 MW	11.69	TWh/year	0.00	Dependency factor	0.02 DKK/MWh pr. MW	
Photo Voltaic	700 MW	0.7	TWh/year	0.00	Average Market Price	367 DKK/MWh	
Wave Power	500 MW	1.75	TWh/year	0.00			
Hydro Power	0 MW	0	TWh/year	0.00			
Geothermal	0 MW	0	TWh/year	0.00			

## Output

District Heating										Electricity												Exchange								
Demand	Production									Ba-	Consumption					Production					Balance				Payment	Imp	Exp			
	Distr.	Solar	Waste+	CSPH	DHP	CHP	HP	ELT	Boiler		Elec.	Flexi-	Elec-	Hydro	Tur-	Hy-	Geo-	Waste+	CSPH	CHP	PP	Stab-	Load	Imp	Exp	CEEP	EEP			
MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	%	MW	MW	MW	MW	Million DKK				
January	5050	119	0	243	8	1575	0	3105	0	0	3839	560	450	0	0	0	0	2146	0	0	329	129	466	100	1785	6	0	6	1181	1
February	5143	252	0	211	30	1575	0	3076	0	0	3798	588	450	0	0	0	0	3021	0	0	329	132	149	100	1300	94	0	94	630	17
March	4531	285	0	168	75	1575	0	2428	0	0	3656	615	450	0	0	0	0	2546	0	0	329	234	138	100	1499	25	0	25	743	8
April	3831	434	0	95	42	1575	0	1686	0	0	3222	592	450	0	0	0	0	2160	0	0	329	172	57	100	1549	2	0	2	654	1
May	3222	476	0	38	41	1575	0	1093	0	-1	3144	601	450	0	0	0	0	2223	0	0	329	131	62	100	1495	45	0	45	738	10
June	2010	407	0	11	161	1337	0	141	0	-47	3055	568	382	0	0	0	0	2320	0	0	329	228	23	100	1226	121	0	121	489	55
July	2010	445	0	11	94	1269	0	153	0	38	2786	607	363	0	0	0	0	1694	0	0	329	134	57	100	1590	49	0	49	807	18
August	2010	423	0	11	51	1370	0	180	0	-24	3205	574	391	0	0	0	0	2158	0	0	329	85	141	100	1517	61	0	61	894	15
September	2547	367	0	14	216	1526	0	446	0	-21	3289	578	436	0	0	0	0	2166	0	0	329	323	71	100	1451	38	0	38	713	12
October	3302	234	0	101	137	1574	0	1202	0	54	3412	608	450	0	0	0	0	3220	0	0	329	256	16	100	880	232	0	232	378	55
November	4019	135	0	182	248	1575	0	1878	0	0	3687	541	450	0	0	0	0	3094	0	0	329	440	93	100	943	222	0	222	467	81
December	4603	80	0	229	291	1575	0	2427	0	0	3688	616	450	0	0	0	0	2207	0	0	329	547	192	100	1507	28	0	28	868	8
Average	3519	305	0	109	116	1508	0	1481	0	0	3397	587	431	0	0	0	0	2409	0	0	329	234	123	100	1397	77	0	77	Average price (DKK/MWh)	
Maximum	8069	2233	0	441	2422	1575	0	6053	0	1948	5239	2723	450	0	0	0	0	6602	0	0	329	3397	2394	100	2500	2500	0	2500		
Minimum	1885	0	0	10	0	875	0	54	0	-2392	1702	0	250	0	0	0	0	22	0	0	329	0	0	100	0	0	0	0	698	419
Total for the whole year																										Million DKK				
TWh/year	30.91	2.68	0.00	0.96	1.02	13.25	0.00	13.01	0.00	0.00	29.84	5.16	3.78	0.00	0.00	0.00	0.00	21.16	0.00	0.00	2.89	2.06	1.08	12.27	0.67	0.00	0.67	8561	282	
FUEL BALANCE (TWh/year):																										CO2 emission (Mt):				
DHP	CHP2	CHP3	Boiler2	Boiler3	PP	Geo-th.	Hydro	Elc.ly.s	Waste	CAES	Wind	Offsh.	PV	Wave	Solar.Th	Transp.	househ.	Industry	Various	Total	Imp/Exp	Corrected	Imp/Exp	Netto	Total	Netto				
Coal	-	-	-	-	-	0.51	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.81	-	1.32	6.98	8.30	0.45	2.84					
Oil	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	36.78	1.54	-	3.01	41.33	11.01	11.01					
N.Gas	0.65	-	-	3.91	8.80	1.03	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.75	6.91	11.02	36.08	13.96	50.03	7.36	10.21				
Biomass	0.46	1.63	0.91	1.29	1.11	0.42	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7.98	3.54	25.07	-	42.41	0.15	42.56	0.00	0.00			
Renewable	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7.02	11.69	0.70	1.75	5.20	-	-	-	-	-	-	26.36	0.00	26.36	0.00	0.00				
H2 etc.	-	0.00	0.00	0.00	0.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00					
Geothermal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00					
Total	1.11	1.63	0.91	5.20	9.91	1.96	-	-	-	-	7.02	11.69	0.70	1.75	5.20	44.76	8.83	32.79	14.03	147.50	21.09	168.58	18.83	24.06						



	District Heating Production																		RES specification													
	Gr.1				Gr.2								Gr.3								RES1	RES2	RES3	RES4	Total							
	District heating	Solar	CSHP	DHP	District heating	Solar	CSHP	CHP	HP	ELT	Boiler	EH	Storage	Balance	District heating	Solar	CSHP	CHP	HP	ELT	Boiler	EH	Storage	Balance	Wind	Offsho	Photo	Wave	I er			
MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW						
January	276	33	0	243	2001	67	0	8	700	0	1226	0	0	0	2773	18	0	0	875	0	1879	0	0	0	719	1217	11	198	2146			
February	281	71	0	211	2038	142	0	19	700	0	1178	0	2	0	2824	39	0	12	875	0	1898	0	0	0	1060	1597	34	330	3021			
March	248	80	0	168	1796	161	0	45	700	0	890	0	65	0	2488	44	0	30	875	0	1538	0	1	0	839	1391	68	247	2546			
April	209	115	0	95	1518	250	0	40	700	0	528	0	390	0	2103	69	0	2	875	0	1157	0	0	0	687	1232	99	141	2160			
May	176	138	0	38	1277	265	0	39	700	0	274	0	1592	-1	1769	73	0	2	875	0	820	0	0	0	697	1217	178	132	2223			
June	110	99	0	11	797	242	0	92	462	0	35	0	26879	-34	1103	66	0	69	875	0	106	0	4064	-13	728	1328	142	122	2320			
July	110	99	0	11	797	269	0	73	394	0	35	0	20681	25	1103	77	0	21	875	0	118	0	704	12	489	923	171	111	1694			
August	110	99	0	11	797	255	0	36	495	0	35	0	19048	-24	1103	68	0	15	875	0	145	0	230	0	698	1197	111	152	2158			
September	139	125	0	14	1010	189	0	156	651	0	35	0	24090	-21	1399	53	0	60	875	0	411	0	172	0	685	1220	64	198	2166			
October	181	80	0	101	1309	122	0	128	699	0	306	0	5136	54	1813	33	0	9	875	0	896	0	0	0	1154	1759	38	269	3220			
November	220	38	0	182	1593	76	0	145	700	0	671	0	415	0	2206	21	0	103	875	0	1208	0	38	0	1109	1682	30	272	3094			
December	252	22	0	229	1824	45	0	154	700	0	925	0	131	0	2527	12	0	137	875	0	1502	0	8	0	748	1232	10	217	2207			
Average	192	83	0	109	1395	174	0	78	633	0	510	0	8195	0	1932	48	0	38	875	0	971	0	430	0	800	1331	80	199	2409			
Maximum	441	375	0	441	3198	1417	0	1039	700	0	2498	0	40000	959	4430	588	0	1383	875	0	3555	0	21557	1159	3000	3000	700	500	6602			
Minimum	103	0	0	10	747	0	0	0	0	0	35	0	0	-1298	1035	0	0	0	875	0	19	0	0	-1542	0	0	0	4	22			
Total for the whole year				TWh/year	1.69	0.73	0.00	0.96	12.25	1.53	0.00	0.68	5.56	0.00	4.48	0.00	0.00	16.97	0.42	0.00	0.34	7.69	0.00	8.53	0.00	0.00	0.00	7.02	11.69	0.70	1.75	21.16

## ANNUAL COSTS (Million DKK)

Total Fuel = 37322

Coal = 118

FuelOil = 748

Gasoil/Diesel= 10719

Petrol/JP = 9407

Ngas = 8648

Biomass = 7682

Waste = 0

Marginal operation costs = 66

Total Electricity exchange = 6713

Import = 8561

Export = -282

Bottleneck = -1566

Fixed imp/ex= 0

Total CO2 emission costs = 33208

Total variable costs = 77309

Fixed operation costs = 4203

Annual Investment costs = 32069

TOTAL ANNUAL COSTS = 113580

## Input ReferenceENS2030july2008

## The EnergyPLAN model 7.20



Electricity demand (TWh/year):		Flexible demand 0.00			Group 2: CHP Heat Pump Boiler Group 3: CHP Heat Pump Boiler Condensing	Capacities MW-e MJ/s elec. Ther COP			Regulation Strategy: KEOL regulation 23457			Fuel Price level:					
Fixed demand	49.00	Fixed imp/exp.	0.00			1350	1647	0.41	0.50				Capacities Storage Efficiencies				
Electric heating	0.00	Transportation	0.00			7	40		5.75				MW-e	GWh	elec.	Ther.	
Electric cooling	0.00	Total	49.00			7500		0.86					Hydro Pump:	0	0	0.40	
District heating (TWh/year)	Gr.1	Gr.2	Gr.3	Sum		2000	2440	0.41	0.50				Hydro Turbine:	0		0.40	
District heating demand	2.26	14.29	22.63	39.18		0	0		3.50				Electrol. Gr.2:	0	0	0.40	
Solar Thermal	0.02	0.00	0.00	0.02		11300		0.86					Electrol. Gr.3:	0	0	0.40	
Industrial CHP (CSHP)	0.00	0.00	1.73	1.73		8000		0.52					Electrol. trans.:	0	0	0.80	
Demand after solar and CSHP	2.24	14.29	20.90	37.43									Ely. MicroCHP:	0	0	0.80	
Wind	3100	MW	7.26	TWh/year	0.00	Grid							CAES fuel ratio:	0.000			
Offshore Wind	1952	MW	7.61	TWh/year	0.00	stabil-							(TWh/year)	Coal	Oil	Ngas	Biomass
Photo Voltaic	0	MW	0	TWh/year	0.00	sation							Transport	0.00	69.20	0.00	0.00
Wave Power	0	MW	0	TWh/year	0.00	share							Household	0.01	6.72	9.05	7.29
Hydro Power	0	MW	0	TWh/year									Industry	3.37	26.92	18.19	5.18
Geothermal	0	MW	0	TWh/year									Various	0.00	3.01	19.73	0.00

## Output

District Heating											Electricity											Exchange										
Demand	Production										Balance	Consumption					Production					Balance				Payment	Imp	Exp				
	Distr. heating MW	Solar MW	Waste+ CSHP MW	DHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW			Elec. demand MW	Flexi-ble MW	Elec-troylyser MW	EH MW	Hydro Pump MW	Tur-bine MW	Hy-dro thermal MW	Geo-thermal MW	Waste+ CSHP MW	CHP MW	PP MW	Stab-Load %	Imp MW	Exp MW	CEEP MW	EEP MW					
January	7177	1	197	413	682	40	0	5844	0	0	6305	0	7	0	0	0	0	1535	0	0	274	559	1678	100	2272	6	0	6	1942	1		
February	7343	2	197	422	830	40	0	5853	0	0	6237	0	7	0	0	0	0	2134	0	0	274	680	1097	100	2077	19	0	19	1528	3		
March	6256	2	197	359	985	40	0	4673	0	0	6004	0	7	0	0	0	0	1772	0	0	274	807	978	100	2187	8	0	8	1806	2		
April	5013	3	197	286	1110	40	0	3377	0	0	5291	0	7	0	0	0	0	1512	0	0	274	910	502	100	2107	7	0	7	1597	3		
May	3933	3	197	223	1496	40	0	1973	0	0	5162	0	7	0	0	0	0	1511	0	0	274	1226	310	100	1879	33	0	33	1361	7		
June	1782	3	197	100	1275	40	0	223	0	-56	5017	0	7	0	0	0	0	1616	0	0	274	1045	293	100	1838	43	0	43	1312	29		
July	1782	4	197	99	1340	40	0	81	0	22	4574	0	7	0	0	0	0	1106	0	0	274	1098	237	100	1895	29	0	29	1289	11		
August	1782	3	197	100	1317	40	0	150	0	-25	5263	0	7	0	0	0	0	1500	0	0	274	1080	435	100	2002	20	0	20	1525	4		
September	2736	3	197	155	1943	40	0	365	0	33	5401	0	7	0	0	0	0	1501	0	0	274	1592	270	100	1783	13	0	13	1232	4		
October	4076	2	197	234	1855	40	0	1723	0	26	5602	0	7	0	0	0	0	2337	0	0	274	1520	130	100	1414	66	0	66	887	16		
November	5347	1	197	307	1690	40	0	3111	0	0	6054	0	7	0	0	0	0	2240	0	0	274	1385	507	100	1715	62	0	62	1242	19		
December	6385	1	197	368	1666	40	0	4113	0	0	6056	0	7	0	0	0	0	1574	0	0	274	1365	738	100	2138	28	0	28	1940	7		
Average	4460	2	197	255	1350	40	0	2616	0	0	5578	0	7	0	0	0	0	1692	0	0	274	1107	597	100	1942	28	0	28	Average price (DKK/MWh)			
Maximum	12535	28	197	723	4088	40	0	11025	0	2972	8603	0	7	0	0	0	0	5052	0	0	274	3350	5157	100	2500	2500	0	2500				
Minimum	1561	0	197	76	549	40	0	66	0	-2836	2795	0	7	0	0	0	0	0	0	0	274	450	0	100	0	0	0	0	0	1035	427	
Total for the whole year																						Million DKK										
TWh/year	39.18	0.02	1.73	2.24	11.86	0.35	0.00	22.98	0.00	0.00	49.00	0.00	0.06	0.00	0.00	0.00	0.00	14.87	0.00	0.00	2.41	9.72	5.25	17.06	0.24	0.00	0.24	17661	104			
FUEL BALANCE (TWh/year):																						CO2 emission (Mt):										
DHP	CHP2	CHP3	Boiler2	Boiler3	PP	Geo-th.	Hydro	Elc.ly.s	Waste	CAES	Wind	Offsh.	PV	Wave	Solar.Th	Transp.	househ.	Industry	Various	Total	Imp/Exp	Corrected	CO2 emission (Mt):	Total	Netto	Total	Netto					
Coal	0.04	0.21	0.65	0.24	0.33	3.67	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.01	3.37	-	8.51	11.93	20.44		2.91	6.99							
Oil	0.83	0.05	0.14	5.17	7.16	0.28	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	69.20	6.72	26.92	3.01	119.49	0.90	120.39		31.83	32.07						
N.Gas	0.67	0.97	2.99	4.15	5.74	5.91	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9.05	18.19	19.73	67.40	19.21	86.61		13.76	17.68							
Biomass	1.06	7.35	11.37	1.65	2.26	0.20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7.29	5.18	-	36.36	0.22	36.58		0.00	0.00							
Renewable	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7.26	7.61	-	-	-	-	-	0.02	-	-	-	-	14.89	0.00	14.89	0.00	0.00	0.00				
H2 etc.	-	0.00	0.00	0.00	0.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.00	0.00	0.00		0.00	0.00							
Geothermal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.00	0.00	0.00		0.00	0.00							
Total	2.60	8.58	15.15	11.21	15.48	10.06	-	-	-	-	7.26	7.61	-	-	-	-	-	0.02	69.20	23.07	53.66	22.74	246.64	32.26	278.90		48.50	56.74				



District Heating Production												RES specification																			
	Gr.1				Gr.2								Gr.3																		
	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	DHP MW	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Storage MW	Balance MW	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Storage MW	Balance MW	RES1 Wind MW	RES2 Offsho MW	RES3 Photo MW	RES4 Wave Ier MW	Total MW		
January	414	1	0	413	2618	0	0	74	40	0	2504	0	0	0	4146	0	197	608	0	0	3340	0	0	0	743	792	0	0	1535		
February	424	2	0	422	2678	0	0	170	40	0	2468	0	0	0	4241	0	197	660	0	0	3384	0	0	0	1095	1039	0	0	2134		
March	361	2	0	359	2282	0	0	251	40	0	1991	0	0	0	3614	0	197	735	0	0	2682	0	0	0	867	905	0	0	1772		
April	289	3	0	286	1829	0	0	338	40	0	1450	0	198	0	2896	0	197	771	0	0	1927	0	121	0	710	802	0	0	1512		
May	227	3	0	223	1435	0	0	562	40	0	833	0	465	0	2272	0	197	935	0	0	1140	0	178	0	720	792	0	0	1511		
June	103	3	0	100	650	0	0	518	40	0	134	0	11230	-43	1030	0	197	757	0	0	89	0	3642	-14	752	864	0	0	1616		
July	103	4	0	99	650	0	0	557	40	0	41	0	21653	12	1030	0	197	783	0	0	40	0	5589	9	505	600	0	0	1106		
August	103	3	0	100	650	0	0	550	40	0	78	0	18665	-18	1030	0	197	768	0	0	72	0	5086	-7	721	779	0	0	1500		
September	158	3	0	155	998	0	0	839	40	0	96	0	16330	23	1581	0	197	1104	0	0	269	0	4088	11	707	794	0	0	1501		
October	235	2	0	234	1486	0	0	737	40	0	684	0	2225	26	2354	0	197	1118	0	0	1039	0	625	0	1192	1145	0	0	2337		
November	308	1	0	307	1950	0	0	624	40	0	1286	0	42	0	3089	0	197	1067	0	0	1825	0	33	0	1146	1095	0	0	2240		
December	368	1	0	368	2329	0	0	630	40	0	1659	0	0	0	3688	0	197	1036	0	0	2455	0	0	0	773	802	0	0	1574		
Average	257	2	0	255	1627	0	0	488	40	0	1098	0	5921	0	2576	0	197	862	0	0	1517	0	1618	0	826	866	0	0	1692		
Maximum	723	28	0	723	4572	0	0	1647	40	0	4532	0	40000	1571	7240	0	197	2440	0	0	6494	0	10000	1573	3100	1952	0	0	5052		
Minimum	90	0	0	76	569	0	0	0	40	0	41	0	0	-1126	902	0	197	549	0	0	26	0	0	-1710	0	0	0	0			
Total for the whole year				TWh/year	2.26	0.02	0.00	2.24	14.29	0.00	4.29	0.35	0.00	9.65	0.00	0.00	22.63	0.00	1.73	7.57	0.00	0.00	13.33	0.00	0.00	0.00	7.26	7.61	0.00	0.00	14.87

## ANNUAL COSTS (Million DKK)

Total Fuel = 78327

Coal = 762

FuelOil = 12530

Gasoil/Diesel= 17992

Petrol/JP = 23135

Ngas = 16330

Biomass = 7578

Waste = 0

Marginal operation costs = 298

Total Electricity exchange = 12688

Import = 17661

Export = -104

Bottleneck = -4869

Fixed imp/ex= 0

Total CO2 emission costs = 101704

Total variable costs = 193017

Fixed operation costs = 3347

Annual Investment costs = 9945

TOTAL ANNUAL COSTS = 206308

# Input VisionIDA2030july2008

# The EnergyPLAN model 7.20



Electricity demand (TWh/year)										Capacities				Efficiencies				Regulation Strategy:		Market regulation NEW				Fuel Price level:							
Flexible demand		4.18		Group 2:				MW-e	MJ/s	elec.	Ther.	COP	KEOL regulation		23457		Capacities				Storage Efficiencies										
Fixed demand		29.84		CHP				1200	1039	0.48	0.42		Minimum Stabilisation share		0.00		MW-e	GWh	elec.	Ther.											
Electric heating		0.00		Heat Pump				200	700			3.50	Stabilisation share of CHP		0.00																
Electric cooling		0.00		Boiler				4800		0.86			Minimum CHP gr 3 load		0 MW																
District heating (TWh/year)										Group 3:				3.50				Heat Pump maximum share		0.50											
District heating demand					Gr.1	Gr.2	Gr.3	Sum		CHP				2000	1383	0.54	0.37	Maximum import/export		2500 MW											
Solar Thermal					0.73	1.53	0.42	2.71		Heat Pump				250	875			Distr. Name :		Price_DKV_2005.txt											
Industrial CHP (CSHP)					0.00	0.00	0.00	0.00		Boiler				7300		0.86		Addition factor		70.00 DKK/MWh											
Demand after solar and CSHP					0.96	10.72	16.55	28.20		Condensing				4500		0.55		Multiplication factor		1.07											
Wind										Heatstorage: gr.2: 40 GWh				gr.3: 40 GWh				Dependency factor				(TWh/year)									
Offshore Wind										Fixed Boiler: gr.2: 2.5 Per cent				gr.3: 1.0 Per cent				Average Market Price		367 DKK/MWh		Coal									
Photo Voltaic										Electricity prod. from CSHP				Waste (TWh/year)				Transport				Oil									
Wave Power										Gr.1:				0.00 0.00				Household				Ngas									
Hydro Power										Gr.2:				0.00 0.00				Industry				Biomass									
Geothermal										Gr.3:				2.89 0.00				Various				7.98 0.40									

## Output

District Heating										Electricity												Exchange											
Demand	Production								Ba-	Consumption				Production					Balance				Payment										
	Distr.	Solar	Waste+	CSHP	DHP	CHP	HP	ELT	Boiler	EH	MW	Elec.	Flexi-	Elec-	Hydro	Turb-	Hyd-	Geo-	Waste+	Stab-	Imp	Exp	CEEP	EEP									
January	5050	119	0	243	2	1575	0	3111	0	0	3839	560	450	0	0	0	2146	0	0	329	122	473	100	1786	6	0	6	1318	1				
February	5143	252	0	211	17	1575	0	3089	0	0	3798	588	450	0	0	0	3021	0	0	329	115	152	100	1311	91	0	91	698	15				
March	4531	285	0	168	53	1575	0	2450	0	0	3656	615	450	0	0	0	2546	0	0	329	205	140	100	1518	17	0	17	820	4				
April	3831	434	0	95	12	1575	0	1715	0	0	3222	592	450	0	0	0	2160	0	0	329	137	75	100	1563	0	0	0	725	0				
May	3222	476	0	38	6	1575	0	1127	0	0	3144	601	450	0	0	0	2223	0	0	329	90	87	100	1511	45	0	45	841	10				
June	2010	407	0	11	102	1361	0	164	0	-35	3055	568	389	0	0	0	2320	0	0	329	149	31	100	1287	104	0	104	571	50				
July	2010	445	0	11	43	1291	0	188	0	32	2786	607	369	0	0	0	1694	0	0	329	69	68	100	1648	48	0	48	932	17				
August	2010	423	0	11	26	1406	0	195	0	-50	3205	574	402	0	0	0	2158	0	0	329	51	154	100	1545	57	0	57	1013	14				
September	2547	367	0	14	130	1532	0	501	0	3	3289	578	438	0	0	0	2166	0	0	329	209	92	100	1542	34	0	34	863	11				
October	3302	234	0	101	52	1575	0	1291	0	49	3412	608	450	0	0	0	3220	0	0	329	155	25	100	971	230	0	230	474	55				
November	4019	135	0	182	185	1575	0	1941	0	0	3687	541	450	0	0	0	3094	0	0	329	356	95	100	1004	201	0	201	550	73				
December	4603	80	0	229	209	1575	0	2510	0	0	3688	616	450	0	0	0	2207	0	0	329	434	208	100	1600	24	0	24	1020	6				
Average	3519	305	0	109	70	1516	0	1520	0	0	3397	587	433	0	0	0	2409	0	0	329	174	134	100	1442	71	0	71	Average price (DKK/MWh)					
Maximum	8069	2233	0	441	2422	1575	0	6053	0	1721	5239	2723	450	0	0	0	6602	0	0	329	3397	2394	100	2500	2500	0	2500	2500	11.01				
Minimum	1885	0	0	10	0	875	0	54	0	-2185	1702	0	250	0	0	0	22	0	0	329	0	0	100	0	0	0	0	776					
Total for the whole year										TWh/year												Million DKK											
FUEL BALANCE (TWh/year):										DHP	CHP2	CHP3	Boiler2	Boiler3	PP	Geo-th.	Hydro	Elc.ly.s	Waste	CAES	Wind	Offsh.	PV	Wave	Solar.Th	Transp.	househ.	Industry	Various	Total	Imp/Exp	Corrected	CO2 emission (Mt):
Coal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.57	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.38	7.25	8.63	0.47	2.95		
Oil	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	41.33	0.00	41.33	11.01	11.01		
N.Gas	0.65	-	-	-	4.09	9.01	1.15	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	14.50	51.09	51.09	7.47	10.43		
Biomass	0.46	1.10	0.40	1.29	1.11	0.42	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.15	41.53	41.53	0.00	0.00	
Renewable	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7.02	11.69	0.70	1.75	5.20	-	-	-	-	-	26.36	0.00	26.36	0.00	0.00	
H2 etc.	-	0.00	0.00	0.00	0.00																												



	District Heating Production																		RES specification												
	Gr.1				Gr.2								Gr.3																		
	District heating MW	Solar MW	CSPH MW	DHP MW	District heating MW	Solar MW	CSPH MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Storage MW	Balance MW	District heating MW	Solar MW	CSPH MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Storage MW	Balance MW	RES1 Wind MW	RES2 Offsho MW	RES3 Photo MW	RES4 Wave Ier MW	Total MW		
January	276	33	0	243	2001	67	0	2	700	0	1232	0	0	0	2773	18	0	0	875	0	1879	0	0	0	719	1217	11	198	2146		
February	281	71	0	211	2038	142	0	14	700	0	1182	0	2	0	2824	39	0	3	875	0	1906	0	0	0	1060	1597	34	330	3021		
March	248	80	0	168	1796	161	0	34	700	0	900	0	60	0	2488	44	0	19	875	0	1550	0	1	0	839	1391	68	247	2546		
April	209	115	0	95	1518	250	0	12	700	0	556	0	113	0	2103	69	0	0	875	0	1159	0	0	0	687	1232	99	141	2160		
May	176	138	0	38	1277	265	0	6	700	0	306	0	822	0	1769	73	0	0	875	0	821	0	0	0	697	1217	178	132	2223		
June	110	99	0	11	797	242	0	68	486	0	35	0	26303	-35	1103	66	0	33	875	0	129	0	1097	0	728	1328	142	122	2320		
July	110	99	0	11	797	269	0	43	416	0	37	0	24937	32	1103	77	0	1	875	0	151	0	117	0	489	923	171	111	1694		
August	110	99	0	11	797	255	0	25	531	0	35	0	29696	-50	1103	68	0	0	875	0	160	0	77	0	698	1197	111	152	2158		
September	139	125	0	14	1010	189	0	124	657	0	36	0	21675	3	1399	53	0	6	875	0	464	0	12	0	685	1220	64	198	2166		
October	181	80	0	101	1309	122	0	51	700	0	386	0	3507	49	1813	33	0	0	875	0	905	0	0	0	1154	1759	38	269	3220		
November	220	38	0	182	1593	76	0	122	700	0	694	0	386	0	2206	21	0	63	875	0	1247	0	14	0	1109	1682	30	272	3094		
December	252	22	0	229	1824	45	0	132	700	0	947	0	116	0	2527	12	0	77	875	0	1563	0	1	0	748	1232	10	217	2207		
Average	192	83	0	109	1395	174	0	53	641	0	528	0	8983	0	1932	48	0	17	875	0	992	0	109	0	800	1331	80	199	2409		
Maximum	441	375	0	441	3198	1417	0	1039	700	0	2498	0	40000	989	4430	588	0	1383	875	0	3555	0	13367	1221	3000	3000	700	500	6602		
Minimum	103	0	0	10	747	0	0	0	0	0	35	0	0	-1338	1035	0	0	0	875	0	19	0	0	-1516	0	0	0	4	22		
Total for the whole year				TWh/year	1.69	0.73	0.00	0.96	12.25	1.53	0.00	0.46	5.63	0.00	4.63	0.00	0.00	16.97	0.42	0.00	0.15	7.69	0.00	8.71	0.00	0.00	7.02	11.69	0.70	1.75	21.16

## ANNUAL COSTS (Million DKK)

Total Fuel = 37278

Coal = 124

FuelOil = 748

Gasoil/Diesel= 10719

Petrol/JP = 9407

Ngas = 8771

Biomass = 7510

Waste = 0

Maginal operation costs = 57

Total Electricity exchange = 7527

Import = 9826

Export = -257

Bottleneck = -2042

Fixed imp/ex= 0

Total CO2 emission costs = 39741

Total variable costs = 84603

Fixed operation costs = 4203

Annual Investment costs = 32069

TOTAL ANNUAL COSTS = 120875

# Input ReferenceENS2030july2008

# The EnergyPLAN model 7.20



Electricity demand (TWh/year):		Flexible demand	0.00	Capacities MW-e MJ/s elec. Ther COP					Regulation Strategy:		Market regulation NEW		Fuel Price level:  Capacities Storage Efficiencies MW-e GWh elec. Ther.					
Fixed demand	49.00	Fixed imp/exp.	0.00						KEOL regulation	23457								
Electric heating	0.00	Transportation	0.00	CHP	1350	1647	0.41	0.50	Minimum Stabilisation share	0.00		Hydro Pump:	0	0	0.40			
Electric cooling	0.00	Total	49.00	Heat Pump	7	40			Stabilisation share of CHP	0.00		Hydro Turbine:	0		0.40			
District heating (TWh/year)		Gr.1	Gr.2	Gr.3	Sum		Boiler	7500	0.86	5.75	Industrial Chp gr 3 load	450	MW	Electrol. Gr.2:	0	0	0.40	
District heating demand	2.26	14.29	22.63	39.18			Group 3:	2000	2440	0.41	0.50	Heat Pump maximum share	0.50	Maximum import/export	2500	MW	0.50	
Solar Thermal	0.02	0.00	0.00	0.02	CHP	0	0				3.50	Distr. Name :	Price_DKV_2005.txt		Electrol. Gr.3:	0	0	0.40
Industrial CHP (CSHP)	0.00	0.00	1.73	1.73	Heat Pump	11300				Addition factor	70.00	DKK/MWh	Electrol. trans.:	0	0	0.80		
Demand after solar and CSHP	2.24	14.29	20.90	37.43	Boiler	8000		0.52		Multiplication factor	1.07		Ely. MicroCHP:	0	0	0.80		
Wind	3100	MW	7.26	TWh/year	0.00	Grid	Condensing			CAES fuel ratio:	0.000							
Offshore Wind	1952	MW	7.61	TWh/year	0.00	stabil-	Heatstorage: gr.2:	40	GWh	gr.3:	10	GWh	(Twh/year)	Coal	Oil	Ngas	Biomass	
Photo Voltaic	0	MW	0	TWh/year	0.00	sation	Fixed Boiler:	gr.2:	2.5	Per cent	gr.3:	1.0	Per cent	Transport	0.00	69.20	0.00	0.00
Wave Power	0	MW	0	TWh/year	0.00	share	Electricity prod. from	CSHP	Waste (TWh/year)	Gr.1:	0.00	0.00	Household	0.01	6.72	9.05	7.29	
Hydro Power	0	MW	0	TWh/year			Gr.2:			Gr.3:	2.41	0.00	Industry	3.37	26.92	18.19	5.18	
Geothermal	0	MW	0	TWh/year								Various	0.00	3.01	19.73	0.00		

## Output

District Heating											Electricity											Exchange								
Demand	Production									Ba-	Consumption					Production					Balance				Payment					
	Distr.	Solar	Waste+	CSHP	DHP	CHP	HP	ELT	Boiler		Elec.	Flexi-	Elec-	Hydro	Turb-	Hy-	Geo-	Waste+	Stab-	Load	Imp	Exp	CEEP	EEP						
MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	RES	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	Million DKK					
January	7177	1	197	413	603	40	0	5923	0	0	6305	0	7	0	0	0	0	1535	0	0	274	494	1742	100	2273	6	0	6	2300	1
February	7343	2	197	422	679	40	0	6004	0	0	6237	0	7	0	0	0	0	2134	0	0	274	556	1203	100	2096	19	0	19	1859	3
March	6256	2	197	359	768	40	0	4890	0	0	6004	0	7	0	0	0	0	1772	0	0	274	630	1139	100	2204	8	0	8	2164	2
April	5013	3	197	286	785	40	0	3702	0	0	5291	0	7	0	0	0	0	1512	0	0	274	643	649	100	2220	1	0	1	2051	0
May	3933	3	197	223	940	40	0	2529	0	0	5162	0	7	0	0	0	0	1511	0	0	274	770	594	100	2049	31	0	31	1932	7
June	1782	3	197	100	1061	40	0	433	0	-52	5017	0	7	0	0	0	0	1616	0	0	274	869	362	100	1938	37	0	37	1669	28
July	1782	4	197	99	1068	40	0	325	0	50	4574	0	7	0	0	0	0	1106	0	0	274	875	323	100	2012	9	0	9	1737	3
August	1782	3	197	100	1011	40	0	473	0	-41	5263	0	7	0	0	0	0	1500	0	0	274	828	567	100	2120	20	0	20	2010	4
September	2736	3	197	155	1550	40	0	760	0	31	5401	0	7	0	0	0	0	1501	0	0	274	1271	361	100	2008	8	0	8	1740	2
October	4076	2	197	234	1289	40	0	2303	0	11	5602	0	7	0	0	0	0	2337	0	0	274	1057	266	100	1729	53	0	53	1383	11
November	5347	1	197	307	1303	40	0	3499	0	0	6054	0	7	0	0	0	0	2240	0	0	274	1067	681	100	1845	48	0	48	1599	13
December	6385	1	197	368	1203	40	0	4576	0	0	6056	0	7	0	0	0	0	1574	0	0	274	986	1068	100	2183	22	0	22	2290	5
Average	4460	2	197	255	1022	40	0	2944	0	0	5578	0	7	0	0	0	0	1692	0	0	274	837	746	100	2057	22	0	22	Average price (DKK/MWh)	
Maximum	12535	28	197	723	4088	40	0	11025	0	2426	8603	0	7	0	0	0	0	5052	0	0	274	3350	5157	100	2500	2500	0	2500		
Minimum	1561	0	197	76	549	40	0	66	0	-2836	2795	0	7	0	0	0	0	274	450	0	100	0	0	0	0	0	0	1258	406	
Total for the whole year																						Million DKK								
TWh/year	39.18	0.02	1.73	2.24	8.98	0.35	0.00	25.86	0.00	0.00	49.00	0.00	0.06	0.00	0.00	0.00	0.00	14.87	0.00	0.00	2.41	7.36	6.56	18.07	0.19	0.00	0.19	22734	78	

FUEL BALANCE (TWh/year):															Imp/Exp Corrected			CO2 emission (Mt):						
DHP	CHP2	CHP3	Boiler2	Boiler3	PP	Geo-th.	Hydro	Elc.ly.s	Waste	CAES	Wind	Offsh.	PV	Wave	Solar.Th	Transp.	househ.	Industry	Various	Total	Imp/Exp	Netto	Total	Netto
Coal	0.04	-	0.22	0.28	0.36	4.61	-	-	-	-	-	-	-	-	0.01	3.37	-	8.90	12.68	21.58	3.04	7.38		
Oil	0.83	-	0.05	6.21	7.94	0.35	-	-	-	-	-	-	-	-	69.20	6.72	26.92	3.01	121.23	0.96	122.19	32.30	32.55	
N.Gas	0.67	-	1.03	4.98	6.36	7.42	-	-	-	-	-	-	-	-	9.05	18.19	19.73	67.43	20.41	87.84	13.76	17.93		
Biomass	1.06	5.28	11.37	1.65	2.26	0.20	-	-	-	-	-	-	-	-	7.29	5.18	-	34.29	0.23	34.53	0.00	0.00		
Renewable	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7.26	7.61	-	-	0.02	-	-	-	14.89	0.00	14.89	0.00	0.00	
H2 etc.	-	0.00	0.00	0.00	0.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Geothermal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Total	2.60	5.28	12.67	13.12	16.92	12.57	-	-	-	-	7.26	7.61	-	-	0.02	69.20	23.07	53.66	22.74	246.73	34.28	281.01	49.10	57.86

# Output specifications

# ReferenceENS2030july2008

# The EnergyPLAN model 7.20



	District Heating Production																		RES specification										
	Gr.1				Gr.2								Gr.3																
	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	DHP MW	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Stor- age MW	Ba- lance MW	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Stor- age MW	Ba- lance MW	RES1 Wind MW	RES2 Offsho MW	RES3 Photo MW	RES4 Wave I er MW	Total MW
January	414	1	0	413	2618	0	0	34	40	0	2543	0	0	0	4146	0	197	569	0	0	3380	0	0	0	743	792	0	0	1535
February	424	2	0	422	2678	0	0	78	40	0	2560	0	0	0	4241	0	197	601	0	0	3444	0	0	0	1095	1039	0	0	2134
March	361	2	0	359	2282	0	0	130	40	0	2112	0	0	0	3614	0	197	638	0	0	2778	0	0	0	867	905	0	0	1772
April	289	3	0	286	1829	0	0	155	40	0	1633	0	43	0	2896	0	197	630	0	0	2069	0	6	0	710	802	0	0	1512
May	227	3	0	223	1435	0	0	271	40	0	1124	0	74	0	2272	0	197	669	0	0	1406	0	8	0	720	792	0	0	1511
June	103	3	0	100	650	0	0	373	40	0	277	0	6440	-40	1030	0	197	687	0	0	156	0	2396	-11	752	864	0	0	1616
July	103	4	0	99	650	0	0	386	40	0	184	0	7947	39	1030	0	197	681	0	0	141	0	2400	11	505	600	0	0	1106
August	103	3	0	100	650	0	0	341	40	0	299	0	7059	-30	1030	0	197	669	0	0	174	0	2157	-11	721	779	0	0	1500
September	158	3	0	155	998	0	0	619	40	0	320	0	7723	19	1581	0	197	932	0	0	440	0	2471	11	707	794	0	0	1501
October	235	2	0	234	1486	0	0	454	40	0	981	0	473	11	2354	0	197	836	0	0	1321	0	245	0	1192	1145	0	0	2337
November	308	1	0	307	1950	0	0	410	40	0	1501	0	30	0	3089	0	197	893	0	0	1999	0	25	0	1146	1095	0	0	2240
December	368	1	0	368	2329	0	0	354	40	0	1934	0	0	0	3688	0	197	849	0	0	2642	0	0	0	773	802	0	0	1574
Average	257	2	0	255	1627	0	0	301	40	0	1286	0	2484	0	2576	0	197	721	0	0	1658	0	809	0	826	866	0	0	1692
Maximum	723	28	0	723	4572	0	0	1647	40	0	4532	0	35699	1448	7240	0	197	2440	0	0	6494	0	10000	1650	3100	1952	0	0	5052
Minimum	90	0	0	76	569	0	0	0	40	0	41	0	0	-1126	902	0	197	549	0	0	26	0	0	-1710	0	0	0	0	
Total for the whole year																													
TWh/year	2.26	0.02	0.00	2.24	14.29	0.00	0.00	2.64	0.35	0.00	11.30	0.00	0.00		22.63	0.00	1.73	6.33	0.00	0.00	14.57	0.00	0.00		7.26	7.61	0.00	0.00	14.87

## ANNUAL COSTS (Million DKK)

Total Fuel = 78524

Coal = 797

FuelOil = 13018

Gasoil/Diesel= 17992

Petrol/JP = 23135

Ngas = 16334

Biomass = 7248

Waste = 0

Maginal operation costs = 274

Total Electricity exchange = 15599

Import = 22734

Export = -78

Bottleneck = -7057

Fixed imp/ex= 0

Total CO2 emission costs = 131592

Total variable costs = 225988

Fixed operation costs = 3347

Annual Investment costs = 9945

TOTAL ANNUAL COSTS = 239280

# Input VisionIDA2030july2008

# The EnergyPLAN model 7.20



Electricity demand (TWh/year):	Flexible demand	4.18	Capacities MW-e MJ/s elec. Ther COP CHP 1200 1039 0.48 0.42 Heat Pump 200 700 3.50 Boiler 4800 0.86	Regulation Strategy:	Market regulation NEW	Fuel Price level:																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																														
Fixed demand	29.84	Fixed imp/exp.	0.00	KEOL regulation	23457	Capacities Storage Efficiencies MW-e GWh elec. Ther.																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																														
Electric heating	0.00	Transportation	0.98	Minimum Stabilisation share	0.00	Hydro Pump: 0 0 0.40																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																														
Electric cooling	0.00	Total	35.00	Stabilisation share of CHP	0.00	Hydro Turbine: 0 0 0.40																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																														
District heating (TWh/year)	Gr.1	Gr.2	Gr.3	Group 3: CHP 2000 1383 0.54 0.37 Heat Pump 250 875 3.50 Boiler 7300 0.86 Condensing 4500 0.55	Minimum CHP gr 3 load	0 MW																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																														
District heating demand	1.69	12.25	16.97		Heat Pump maximum share	0.50																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																														
Solar Thermal	0.73	1.53	0.42		Maximum import/export	2500 MW																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																														
Industrial CHP (CSHP)	0.00	0.00	0.00		Distr. Name :	Price_DKV_2005.txt																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																														
Demand after solar and CSHP	0.96	10.72	16.55		Addition factor	70.00 DKK/MWh																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																														
Wind	3000 MW	7.02	TWh/year		Multiplication factor	1.07																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																														
Offshore Wind	3000 MW	11.69	TWh/year		Dependency factor	0.02 DKK/MWh pr. MW																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																														
Photo Voltaic	700 MW	0.7	TWh/year		Average Market Price	367 DKK/MWh																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																														
Wave Power	500 MW	1.75	TWh/year		(Twh/year) Coal Oil Ngas Biomass																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																															
Hydro Power	0 MW	0	TWh/year		Transport	0.00 36.78 0.00 7.98																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																														
Geothermal	0 MW	0	TWh/year		Household	0.00 2.41 2.75 4.32																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																														
					Industry	0.81 0.00 6.91 25.07																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																														
					Various	0.00 3.01 11.02 0.00																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																														
<b>Output</b>																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																				
<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="9">District Heating</th> <th colspan="12">Electricity</th> <th colspan="2">Exchange</th> </tr> <tr> <th rowspan="2">Demand</th> <th colspan="8">Production</th> <th rowspan="2">Ba-</th> <th colspan="4">Consumption</th> <th colspan="5">Production</th> <th colspan="4">Balance</th> <th rowspan="2">Payment</th> </tr> <tr> <th>Distr.</th> <th>Solar</th> <th>Waste+</th> <th>CSPH</th> <th>DHP</th> <th>CHP</th> <th>HP</th> <th>ELT</th> <th>Boiler</th> <th>EH</th> <th>Elec.</th> <th>Flexi-</th> <th>Elec-</th> <th>Hydro</th> <th>Tur-</th> <th>Hy-</th> <th>Geo-</th> <th>Waste+</th> <th>CSPH</th> <th>CHP</th> <th>PP</th> <th>Stab-</th> <th>Imp</th> <th>Exp</th> <th>CEEP</th> <th>EEP</th> </tr> <tr> <th>heating</th> <th>MW</th> <th>%</th> <th>MW</th> <th>MW</th> <th>MW</th> <th>MW</th> <th>MW</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>January</td> <td>5050</td> <td>119</td> <td>0</td> <td>243</td> <td>0</td> <td>1575</td> <td>0</td> <td>3113</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>3839</td> <td>560</td> <td>450</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>2146</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>329</td> <td>120</td> <td>475</td> <td>100</td> <td>1786</td> <td>6</td> <td>0</td> <td>6</td> <td>1562</td> <td>1</td> </tr> <tr> <td>February</td> <td>5143</td> <td>252</td> <td>0</td> <td>211</td> <td>10</td> <td>1575</td> <td>0</td> <td>3096</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>3798</td> <td>588</td> <td>450</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>3021</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>329</td> <td>105</td> <td>154</td> <td>100</td> <td>1319</td> <td>91</td> <td>0</td> <td>91</td> <td>813</td> <td>15</td> </tr> <tr> <td>March</td> <td>4531</td> <td>285</td> <td>0</td> <td>168</td> <td>32</td> <td>1575</td> <td>0</td> <td>2471</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>3656</td> <td>615</td> <td>450</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>2546</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>329</td> <td>178</td> <td>141</td> <td>100</td> <td>1542</td> <td>15</td> <td>0</td> <td>15</td> <td>957</td> <td>3</td> </tr> <tr> <td>April</td> <td>3831</td> <td>434</td> <td>0</td> <td>95</td> <td>0</td> <td>1575</td> <td>0</td> <td>1727</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>3222</td> <td>592</td> <td>450</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>2160</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>329</td> <td>124</td> <td>84</td> <td>100</td> <td>1567</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>819</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>May</td> <td>3222</td> <td>476</td> <td>0</td> <td>38</td> <td>1</td> <td>1575</td> <td>0</td> <td>1131</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>3144</td> <td>601</td> <td>450</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>2223</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>329</td> <td>85</td> <td>89</td> <td>100</td> <td>1515</td> <td>45</td> <td>0</td> <td>45</td> <td>956</td> <td>10</td> </tr> <tr> <td>June</td> <td>2010</td> <td>407</td> <td>0</td> <td>11</td> <td>64</td> <td>1367</td> <td>0</td> <td>179</td> <td>0</td> <td>-18</td> <td>3055</td> <td>568</td> <td>391</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>2320</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>329</td> <td>101</td> <td>32</td> <td>100</td> <td>1323</td> <td>92</td> <td>0</td> <td>92</td> <td>648</td> <td>47</td> </tr> <tr> <td>July</td> <td>2010</td> <td>445</td> <td>0</td> <td>11</td> <td>7</td> <td>1332</td> <td>0</td> <td>198</td> <td>0</td> <td>17</td> <td>2786</td> <td>607</td> <td>381</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>1694</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>329</td> <td>27</td> <td>79</td> <td>100</td> <td>1688</td> <td>45</td> <td>0</td> <td>45</td> <td>1107</td> <td>16</td> </tr> <tr> <td>August</td> <td>2010</td> <td>423</td> <td>0</td> <td>11</td> <td>3</td> <td>1417</td> <td>0</td> <td>195</td> <td>0</td> <td>-39</td> <td>3205</td> <td>574</td> <td>405</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>2158</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>329</td> <td>25</td> <td>180</td> <td>100</td> <td>1547</td> <td>56</td> <td>0</td> <td>56</td> <td>1174</td> <td>14</td> </tr> <tr> <td>September</td> <td>2547</td> <td>367</td> <td>0</td> <td>14</td> <td>20</td> <td>1575</td> <td>0</td> <td>551</td> <td>0</td> <td>20</td> <td>3289</td> <td>578</td> <td>450</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>2166</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>329</td> <td>80</td> <td>166</td> <td>100</td> <td>1606</td> <td>31</td> <td>0</td> <td>31</td> <td>1099</td> <td>9</td> </tr> <tr> <td>October</td> <td>3302</td> <td>234</td> <td>0</td> <td>101</td> <td>3</td> <td>1575</td> <td>0</td> <td>1368</td> <td>0</td> <td>21</td> <td>3412</td> <td>608</td> <td>450</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>3220</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>329</td> <td>99</td> <td>49</td> <td>100</td> <td>1003</td> <td>230</td> <td>0</td> <td>230</td> <td>587</td> <td>55</td> </tr> <tr> <td>November</td> <td>4019</td> <td>135</td> <td>0</td> <td>182</td> <td>112</td> <td>1575</td> <td>0</td> <td>2014</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>3687</td> <td>541</td> <td>450</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>3094</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>329</td> <td>261</td> <td>106</td> <td>100</td> <td>1052</td> <td>164</td> <td>0</td> <td>164</td> <td>675</td> <td>55</td> </tr> <tr> <td>December</td> <td>4603</td> <td>80</td> <td>0</td> <td>229</td> <td>131</td> <td>1575</td> <td>0</td> <td>2588</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>3688</td> <td>616</td> <td>450</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>2207</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>329</td> <td>327</td> <td>234</td> <td>100</td> <td>1680</td> <td>24</td> <td>0</td> <td>24</td> <td>1273</td> <td>6</td> </tr> <tr> <td>Average</td> <td>3519</td> <td>305</td> <td>0</td> <td>109</td> <td>32</td> <td>1524</td> <td>0</td> <td>1549</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>3397</td> <td>587</td> <td>435</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>2409</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>329</td> <td>128</td> <td>150</td> <td>100</td> <td>1471</td> <td>66</td> <td>0</td> <td>66</td> <td colspan="2">Average price (DKK/MWh)</td></tr> <tr> <td>Maximum</td> <td>8069</td> <td>2233</td> <td>0</td> <td>441</td> <td>2422</td> <td>1575</td> <td>0</td> <td>6053</td> <td>0</td> <td>1233</td> <td>5239</td> <td>2723</td> <td>450</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>6602</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>329</td> <td>3397</td> <td>2394</td> <td>100</td> <td>2500</td> <td>2500</td> <td>0</td> <td>2500</td> <td colspan="2"></td></tr> <tr> <td>Minimum</td> <td>1885</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>10</td> <td>0</td> <td>875</td> <td>0</td> <td>54</td> <td>0</td> <td>-2185</td> <td>1702</td> <td>0</td> <td>250</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>22</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>329</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>100</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>903</td> <td>398</td> </tr> <tr> <td colspan="12">Total for the whole year</td><td colspan="12"></td><td colspan="4">Million DKK</td></tr> <tr> <td>TWh/year</td><td>30.91</td><td>2.68</td><td>0.00</td><td>0.96</td><td>0.28</td><td>13.39</td><td>0.00</td><td>13.61</td><td>0.00</td><td>0.00</td><td>29.84</td><td>5.16</td><td>3.82</td><td>0.00</td><td>0.00</td><td>0.00</td><td>0.00</td><td>21.16</td><td>0.00</td><td>0.00</td><td>2.89</td><td>1.12</td><td>1.31</td><td>12.92</td><td>0.58</td><td>0.00</td><td>0.58</td><td>11672</td><td>232</td></tr> <tr> <td colspan="12">FUEL BALANCE (TWh/year):</td><td colspan="12"></td><td colspan="4">CO2 emission (Mt):</td></tr> <tr> <td>DHP</td><td>CHP2</td><td>CHP3</td><td>Boiler2</td><td>Boiler3</td><td>PP</td><td>Geo-th.</td><td>Hydro</td><td>Elc.ly.s</td><td>Waste</td><td>CAES</td><td>Wind</td><td>Offsh.</td><td>PV</td><td>Wave</td><td>Solar.Th</td><td>Transp.</td><td>househ.</td><td>Industry</td><td>Various</td><td>Total</td><td>Imp/Exp</td><td>Corrected</td><td>Imp/Exp</td><td>Netto</td><td>Total</td><td>Netto</td></tr> <tr> <td>Coal</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>0.66</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>0.81</td><td>-</td><td>1.47</td><td>7.42</td><td>8.89</td><td>0.50</td><td>3.04</td></tr> <tr> <td>Oil</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>36.78</td><td>1.54</td><td>-</td><td>3.01</td><td>41.33</td><td>11.01</td><td>11.01</td><td>10.59</td></tr> <tr> <td>N.Gas</td><td>0.65</td><td>-</td><td>-</td><td>4.28</td><td>9.12</td><td>1.31</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>3.75</td><td>6.91</td><td>11.02</td><td>37.06</td><td>14.85</td><td>51.91</td><td>7.56</td><td>10.59</td></tr> <tr> <td>Biomass</td><td>0.46</td><td>0.54</td><td>0.15</td><td>1.29</td><td>1.11</td><td>0.42</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>7.98</td><td>3.54</td><td>25.07</td><td>-</td><td>40.56</td><td>0.16</td><td>40.72</td><td>0.00</td><td>0.00</td></tr> <tr> <td>Renewable</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>7.02</td><td>11.69</td><td>0.70</td><td>1.75</td><td>5.20</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>26.36</td><td>0.00</td><td>26.36</td><td>0.00</td><td>0.00</td></tr> <tr> <td>H2 etc.</td><td>-</td><td>0.00</td><td>0.00</td><td>0.00</td><td>0.00</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>0.00</td><td>0.00</td><td>0.00</td><td>0.00</td><td>0.00</td><td>0.00</td></tr> <tr> <td>Geothermal</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>0.00</td><td>0.00</td><td>0.00</td><td>0.00</td><td>0.00</td><td>0.00</td></tr> <tr> <td>Total</td><td>1.11</td><td>0.54</td><td>0.15</td><td>5.57</td><td>10.23</td><td>2.39</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>7.02</td><td>11.69</td><td>0.70</td><td>1.75</td><td>5.20</td><td>44.76</td><td>8.83</td><td>32.79</td><td>14.03</td><td>146.77</td><td>22.43</td><td>169.20</td><td>19.08</td><td>24.65</td></tr> </tbody> </table>	District Heating									Electricity												Exchange		Demand	Production								Ba-	Consumption				Production					Balance				Payment	Distr.	Solar	Waste+	CSPH	DHP	CHP	HP	ELT	Boiler	EH	Elec.	Flexi-	Elec-	Hydro	Tur-	Hy-	Geo-	Waste+	CSPH	CHP	PP	Stab-	Imp	Exp	CEEP	EEP	heating	MW	%	MW	MW	MW	MW	MW	January	5050	119	0	243	0	1575	0	3113	0	0	3839	560	450	0	0	0	0	2146	0	0	329	120	475	100	1786	6	0	6	1562	1	February	5143	252	0	211	10	1575	0	3096	0	0	3798	588	450	0	0	0	0	3021	0	0	329	105	154	100	1319	91	0	91	813	15	March	4531	285	0	168	32	1575	0	2471	0	0	3656	615	450	0	0	0	0	2546	0	0	329	178	141	100	1542	15	0	15	957	3	April	3831	434	0	95	0	1575	0	1727	0	0	3222	592	450	0	0	0	0	2160	0	0	329	124	84	100	1567	0	0	0	819	0	May	3222	476	0	38	1	1575	0	1131	0	0	3144	601	450	0	0	0	0	2223	0	0	329	85	89	100	1515	45	0	45	956	10	June	2010	407	0	11	64	1367	0	179	0	-18	3055	568	391	0	0	0	0	2320	0	0	329	101	32	100	1323	92	0	92	648	47	July	2010	445	0	11	7	1332	0	198	0	17	2786	607	381	0	0	0	0	1694	0	0	329	27	79	100	1688	45	0	45	1107	16	August	2010	423	0	11	3	1417	0	195	0	-39	3205	574	405	0	0	0	0	2158	0	0	329	25	180	100	1547	56	0	56	1174	14	September	2547	367	0	14	20	1575	0	551	0	20	3289	578	450	0	0	0	0	2166	0	0	329	80	166	100	1606	31	0	31	1099	9	October	3302	234	0	101	3	1575	0	1368	0	21	3412	608	450	0	0	0	0	3220	0	0	329	99	49	100	1003	230	0	230	587	55	November	4019	135	0	182	112	1575	0	2014	0	0	3687	541	450	0	0	0	0	3094	0	0	329	261	106	100	1052	164	0	164	675	55	December	4603	80	0	229	131	1575	0	2588	0	0	3688	616	450	0	0	0	0	2207	0	0	329	327	234	100	1680	24	0	24	1273	6	Average	3519	305	0	109	32	1524	0	1549	0	0	3397	587	435	0	0	0	0	2409	0	0	329	128	150	100	1471	66	0	66	Average price (DKK/MWh)		Maximum	8069	2233	0	441	2422	1575	0	6053	0	1233	5239	2723	450	0	0	0	0	6602	0	0	329	3397	2394	100	2500	2500	0	2500			Minimum	1885	0	0	10	0	875	0	54	0	-2185	1702	0	250	0	0	0	0	22	0	0	329	0	0	100	0	0	0	903	398	Total for the whole year																								Million DKK				TWh/year	30.91	2.68	0.00	0.96	0.28	13.39	0.00	13.61	0.00	0.00	29.84	5.16	3.82	0.00	0.00	0.00	0.00	21.16	0.00	0.00	2.89	1.12	1.31	12.92	0.58	0.00	0.58	11672	232	FUEL BALANCE (TWh/year):																								CO2 emission (Mt):				DHP	CHP2	CHP3	Boiler2	Boiler3	PP	Geo-th.	Hydro	Elc.ly.s	Waste	CAES	Wind	Offsh.	PV	Wave	Solar.Th	Transp.	househ.	Industry	Various	Total	Imp/Exp	Corrected	Imp/Exp	Netto	Total	Netto	Coal	-	-	-	-	0.66	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.81	-	1.47	7.42	8.89	0.50	3.04	Oil	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	36.78	1.54	-	3.01	41.33	11.01	11.01	10.59	N.Gas	0.65	-	-	4.28	9.12	1.31	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.75	6.91	11.02	37.06	14.85	51.91	7.56	10.59	Biomass	0.46	0.54	0.15	1.29	1.11	0.42	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7.98	3.54	25.07	-	40.56	0.16	40.72	0.00	0.00	Renewable	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7.02	11.69	0.70	1.75	5.20	-	-	-	-	-	26.36	0.00	26.36	0.00	0.00	H2 etc.	-	0.00	0.00	0.00	0.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	Geothermal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	Total	1.11	0.54	0.15	5.57	10.23	2.39	-	-	-	-	7.02	11.69	0.70	1.75	5.20	44.76	8.83	32.79	14.03	146.77	22.43	169.20	19.08	24.65																			
District Heating									Electricity												Exchange																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																															
Demand	Production								Ba-	Consumption				Production					Balance				Payment																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																													
	Distr.	Solar	Waste+	CSPH	DHP	CHP	HP	ELT		Boiler	EH	Elec.	Flexi-	Elec-	Hydro	Tur-	Hy-	Geo-	Waste+	CSPH	CHP	PP		Stab-	Imp	Exp	CEEP	EEP																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																								
heating	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	%	MW	MW	MW	MW	MW																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																										
January	5050	119	0	243	0	1575	0	3113	0	0	3839	560	450	0	0	0	0	2146	0	0	329	120	475	100	1786	6	0	6	1562	1																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																						
February	5143	252	0	211	10	1575	0	3096	0	0	3798	588	450	0	0	0	0	3021	0	0	329	105	154	100	1319	91	0	91	813	15																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																						
March	4531	285	0	168	32	1575	0	2471	0	0	3656	615	450	0	0	0	0	2546	0	0	329	178	141	100	1542	15	0	15	957	3																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																						
April	3831	434	0	95	0	1575	0	1727	0	0	3222	592	450	0	0	0	0	2160	0	0	329	124	84	100	1567	0	0	0	819	0																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																						
May	3222	476	0	38	1	1575	0	1131	0	0	3144	601	450	0	0	0	0	2223	0	0	329	85	89	100	1515	45	0	45	956	10																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																						
June	2010	407	0	11	64	1367	0	179	0	-18	3055	568	391	0	0	0	0	2320	0	0	329	101	32	100	1323	92	0	92	648	47																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																						
July	2010	445	0	11	7	1332	0	198	0	17	2786	607	381	0	0	0	0	1694	0	0	329	27	79	100	1688	45	0	45	1107	16																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																						
August	2010	423	0	11	3	1417	0	195	0	-39	3205	574	405	0	0	0	0	2158	0	0	329	25	180	100	1547	56	0	56	1174	14																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																						
September	2547	367	0	14	20	1575	0	551	0	20	3289	578	450	0	0	0	0	2166	0	0	329	80	166	100	1606	31	0	31	1099	9																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																						
October	3302	234	0	101	3	1575	0	1368	0	21	3412	608	450	0	0	0	0	3220	0	0	329	99	49	100	1003	230	0	230	587	55																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																						
November	4019	135	0	182	112	1575	0	2014	0	0	3687	541	450	0	0	0	0	3094	0	0	329	261	106	100	1052	164	0	164	675	55																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																						
December	4603	80	0	229	131	1575	0	2588	0	0	3688	616	450	0	0	0	0	2207	0	0	329	327	234	100	1680	24	0	24	1273	6																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																						
Average	3519	305	0	109	32	1524	0	1549	0	0	3397	587	435	0	0	0	0	2409	0	0	329	128	150	100	1471	66	0	66	Average price (DKK/MWh)																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																							
Maximum	8069	2233	0	441	2422	1575	0	6053	0	1233	5239	2723	450	0	0	0	0	6602	0	0	329	3397	2394	100	2500	2500	0	2500																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																								
Minimum	1885	0	0	10	0	875	0	54	0	-2185	1702	0	250	0	0	0	0	22	0	0	329	0	0	100	0	0	0	903	398																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																							
Total for the whole year																								Million DKK																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																												
TWh/year	30.91	2.68	0.00	0.96	0.28	13.39	0.00	13.61	0.00	0.00	29.84	5.16	3.82	0.00	0.00	0.00	0.00	21.16	0.00	0.00	2.89	1.12	1.31	12.92	0.58	0.00	0.58	11672	232																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																							
FUEL BALANCE (TWh/year):																								CO2 emission (Mt):																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																												
DHP	CHP2	CHP3	Boiler2	Boiler3	PP	Geo-th.	Hydro	Elc.ly.s	Waste	CAES	Wind	Offsh.	PV	Wave	Solar.Th	Transp.	househ.	Industry	Various	Total	Imp/Exp	Corrected	Imp/Exp	Netto	Total	Netto																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																										
Coal	-	-	-	-	0.66	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.81	-	1.47	7.42	8.89	0.50	3.04																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																												
Oil	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	36.78	1.54	-	3.01	41.33	11.01	11.01	10.59																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																											
N.Gas	0.65	-	-	4.28	9.12	1.31	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.75	6.91	11.02	37.06	14.85	51.91	7.56	10.59																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																											
Biomass	0.46	0.54	0.15	1.29	1.11	0.42	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7.98	3.54	25.07	-	40.56	0.16	40.72	0.00	0.00																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																										
Renewable	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7.02	11.69	0.70	1.75	5.20	-	-	-	-	-	26.36	0.00	26.36	0.00	0.00																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																											
H2 etc.	-	0.00	0.00	0.00	0.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																											
Geothermal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																											
Total	1.11	0.54	0.15	5.57	10.23	2.39	-	-	-	-	7.02	11.69	0.70	1.75	5.20	44.76	8.83	32.79	14.03	146.77	22.43	169.20	19.08	24.65																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																												



	District Heating Production																RES specification														
	Gr.1				Gr.2								Gr.3								RES1	RES2	RES3	RES4	Total						
	District heating	Solar	CSHP	DHP	District heating	Solar	CSHP	CHP	HP	ELT	Boiler	EH	Storage	Balance	District heating	Solar	CSHP	CHP	HP	ELT	Boiler	EH	Storage	Balance	Wind	Offsho	Photo	Wave	I er		
MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW					
January	276	33	0	243	2001	67	0	0	700	0	1234	0	0	0	2773	18	0	0	875	0	1879	0	0	0	719	1217	11	198	2146		
February	281	71	0	211	2038	142	0	10	700	0	1186	0	2	0	2824	39	0	0	875	0	1910	0	0	0	1060	1597	34	330	3021		
March	248	80	0	168	1796	161	0	25	700	0	909	0	48	0	2488	44	0	7	875	0	1562	0	0	0	839	1391	68	247	2546		
April	209	115	0	95	1518	250	0	0	700	0	568	0	42	0	2103	69	0	0	875	0	1159	0	0	0	687	1232	99	141	2160		
May	176	138	0	38	1277	265	0	1	700	0	310	0	714	0	1769	73	0	0	875	0	821	0	0	0	697	1217	178	132	2223		
June	110	99	0	11	797	242	0	45	492	0	35	0	24833	-18	1103	66	0	18	875	0	144	0	797	0	728	1328	142	122	2320		
July	110	99	0	11	797	269	0	7	457	0	46	0	10384	17	1103	77	0	0	875	0	151	0	112	0	489	923	171	111	1694		
August	110	99	0	11	797	255	0	3	542	0	35	0	21210	-39	1103	68	0	0	875	0	160	0	75	0	698	1197	111	152	2158		
September	139	125	0	14	1010	189	0	18	700	0	82	0	11396	20	1399	53	0	2	875	0	469	0	1	0	685	1220	64	198	2166		
October	181	80	0	101	1309	122	0	3	700	0	463	0	556	21	1813	33	0	0	875	0	905	0	0	0	1154	1759	38	269	3220		
November	220	38	0	182	1593	76	0	86	700	0	730	0	215	0	2206	21	0	26	875	0	1284	0	3	0	1109	1682	30	272	3094		
December	252	22	0	229	1824	45	0	109	700	0	970	0	87	0	2527	12	0	22	875	0	1618	0	0	0	748	1232	10	217	2207		
Average	192	83	0	109	1395	174	0	26	649	0	546	0	5786	0	1932	48	0	6	875	0	1003	0	81	0	800	1331	80	199	2409		
Maximum	441	375	0	441	3198	1417	0	1039	700	0	2498	0	38369	989	4430	588	0	1383	875	0	3555	0	11668	532	3000	3000	700	500	6602		
Minimum	103	0	0	10	747	0	0	0	0	0	35	0	0	-1278	1035	0	0	0	875	0	19	0	0	-1516	0	0	0	4	22		
Total for the whole year				TWh/year	1.69	0.73	0.00	0.96	12.25	1.53	0.00	0.23	5.70	0.00	4.80	0.00	0.00	16.97	0.42	0.00	0.05	7.69	0.00	8.81	0.00	0.00	7.02	11.69	0.70	1.75	21.16

## ANNUAL COSTS (Million DKK)

Total Fuel = 37263

Coal = 131

FuelOil = 748

Gasoil/Diesel= 10719

Petrol/JP = 9407

Ngas = 8882

Biomass = 7376

Waste = 0

Maginal operation costs = 51

Total Electricity exchange = 8592

Import = 11672

Export = -232

Bottleneck = -2848

Fixed imp/ex= 0

Total CO2 emission costs = 51121

Total variable costs = 97027

Fixed operation costs = 4203

Annual Investment costs = 32069

TOTAL ANNUAL COSTS = 133298

**Input** ReferenceENS2030july2008

**The EnergyPLAN model 7.20**


Electricity demand (TWh/year):		Flexible demand	0.00	Group 2:		Capacities		Efficiencies		Regulation Strategy:		Market regulation NEW		Fuel Price level:		
Fixed demand	49.00	Fixed imp/exp.	0.00			MW-e	MJ/s	elec.	Ther	COP	KEOL regulation	23457	Capacities		Storage	Efficiencies
Electric heating	0.00	Transportation	0.00			CHP	1350	1647	0.41	0.50	Heat Pump	7	40	5.75		
Electric cooling	0.00	Total	49.00			Boiler					Boiler	7500	0.86			
District heating (TWh/year)	Gr.1	Gr.2	Gr.3	Sum	Group 3:											
District heating demand	2.26	14.29	22.63	39.18			CHP	2000	2440	0.41	0.50	Heat Pump	0	0	3.50	
Solar Thermal	0.02	0.00	0.00	0.02			Boiler					Condensing	11300	0.86		
Industrial CHP (CSHP)	0.00	0.00	1.73	1.73			Condensing	8000		0.52						
Demand after solar and CSHP	2.24	14.29	20.90	37.43												
Wind	3100	MW	7.26	TWh/year	0.00	Grid	Heatstorage: gr.2: 40 GWh gr.3: 10 GWh									
Offshore Wind	1952	MW	7.61	TWh/year	0.00	stabil-	Fixed Boiler: gr.2: 2.5 Per cent gr.3: 1.0 Per cent									
Photo Voltaic	0	MW	0	TWh/year	0.00	sation	Electricity prod. from CSHP Waste (TWh/year)									
Wave Power	0	MW	0	TWh/year	0.00	share	Gr.1: 0.00 0.00									
Hydro Power	0	MW	0	TWh/year			Gr.2: 0.00 0.00									
Geothermal	0	MW	0	TWh/year			Gr.3: 2.41 0.00									

**Output**

District Heating											Electricity											Exchange								
Demand	Production								Ba-	Consumption					Production					Balance				Payment	Imp	Exp				
	Distr.	Waste+	CSHP	DHP	CHP	HP	ELT	Boiler		Elec.	Flexi-	Elec-	Hydro	Tur-	Hy-	Geo-	Waste+	CSHP	CHP	PP	Stab-	Load	Imp	Exp	CEEP	EEP				
MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	%	MW	MW	MW	MW	MW	MW	Million DKK			
January	7177	1	197	413	3893	40	0	2634	0	0	6305	0	7	0	0	0	0	1535	0	0	274	3190	304	100	1261	253	0	253	346	33
February	7343	2	197	422	4012	40	0	2670	0	0	6237	0	7	0	0	0	0	2134	0	0	274	3288	269	100	824	546	0	546	217	74
March	6256	2	197	359	4058	40	0	1600	0	0	6004	0	7	0	0	0	0	1772	0	0	274	3326	354	100	771	487	0	487	222	94
April	5013	3	197	286	3981	40	0	559	0	-53	5291	0	7	0	0	0	0	1512	0	0	274	3263	286	100	408	445	0	445	113	96
May	3933	3	197	223	3338	40	0	89	0	42	5162	0	7	0	0	0	0	1511	0	0	274	2736	502	100	546	400	0	400	159	86
June	1782	3	197	100	1411	40	0	66	0	-35	5017	0	7	0	0	0	0	1616	0	0	274	1156	1617	100	772	412	0	412	227	127
July	1782	4	197	99	1385	40	0	66	0	-9	4574	0	7	0	0	0	0	1106	0	0	274	1135	1708	100	717	358	0	358	213	116
August	1782	3	197	100	1383	40	0	66	0	-7	5263	0	7	0	0	0	0	1500	0	0	274	1133	1610	100	930	178	0	178	285	52
September	2736	3	197	155	2273	40	0	66	0	2	5401	0	7	0	0	0	0	1501	0	0	274	1863	1917	100	465	612	0	612	133	183
October	4076	2	197	234	3433	40	0	145	0	24	5602	0	7	0	0	0	0	2337	0	0	274	2814	871	100	221	908	0	908	66	213
November	5347	1	197	307	4012	40	0	757	0	33	6054	0	7	0	0	0	0	2240	0	0	274	3288	880	100	405	1027	0	1027	121	229
December	6385	1	197	368	4018	40	0	1761	0	0	6056	0	7	0	0	0	0	1574	0	0	274	3293	1000	100	586	665	0	665	179	162
Average	4460	2	197	255	3097	40	0	869	0	0	5578	0	7	0	0	0	0	1692	0	0	274	2538	944	100	659	523	0	523	Average price (DKK/MWh)	
Maximum	12535	28	197	723	4088	40	0	7999	0	4107	8603	0	7	0	0	0	0	5052	0	0	274	3350	7063	100	2500	2500	0	2500		
Minimum	1561	0	197	76	549	40	0	66	0	-2668	2795	0	7	0	0	0	0	274	450	0	100	0	0	0	0	0	394	319		
Total for the whole year											TWh/year											Million DKK								

FUEL BALANCE (TWh/year):																			Imp/Exp Corrected			CO2 emission (Mt):						
DHP	CHP2	CHP3	Boiler2	Boiler3	PP	Geo-th.	Hydro	Elc.ly.s	Waste	CAES	Wind	Offsh.	PV	Wave	Solar.Th	Transp.	househ.	Industry	Various	Total	Imp/Exp	Netto	Total	Netto				
Coal	0.04	2.53	3.57	0.04	0.08	5.85	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.01	3.37	-	15.49	0.85	16.34	5.30	5.59		
Oil	0.83	0.56	0.80	0.91	1.78	0.44	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	69.20	6.72	26.92	3.01	111.17	0.06	111.24	29.62	29.63	
N.Gas	0.67	11.71	16.53	0.73	1.42	9.42	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9.05	18.19	19.73	87.46	1.37	88.82	17.85	18.13		
Biomass	1.06	7.35	11.37	1.65	2.26	0.20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7.29	5.18	-	36.36	0.02	36.38	0.00	0.00		
Renewable	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.02	-	-	-	-	14.89	0.00	14.89	0.00	0.00
H2 etc.	-	0.00	0.00	0.00	0.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		
Geothermal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		
Total	2.60	22.16	32.27	3.33	5.54	15.91	-	-	-	-	-	7.26	7.61	-	-	0.02	69.20	23.07	53.66	22.74	265.36	2.30	267.66	52.76	53.35			

# Output specifications

# ReferenceENS2030july2008

# The EnergyPLAN model 7.20



	District Heating Production																		RES specification										
	Gr.1				Gr.2								Gr.3																
	District heating	Solar	CSHP	DHP	District heating	Solar	CSHP	CHP	HP	ELT	Boiler	EH	Storage	Balance	District heating	Solar	CSHP	CHP	HP	ELT	Boiler	EH	Storage	Balance	RES1	RES2	RES3	RES4 Total	
	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW			
January	414	1	0	413	2618	0	0	1579	40	0	999	0	0	0	4146	0	197	2314	0	0	1635	0	0	0	743	792	0	0	1535
February	424	2	0	422	2678	0	0	1643	40	0	995	0	0	0	4241	0	197	2370	0	0	1675	0	0	0	1095	1039	0	0	2134
March	361	2	0	359	2282	0	0	1645	40	0	597	0	1	0	3614	0	197	2413	0	0	1003	0	0	0	867	905	0	0	1772
April	289	3	0	286	1829	0	0	1617	40	0	214	0	8939	-42	2896	0	197	2365	0	0	345	0	2393	-11	710	802	0	0	1512
May	227	3	0	223	1435	0	0	1319	40	0	41	0	20807	34	2272	0	197	2019	0	0	49	0	4124	8	720	792	0	0	1511
June	103	3	0	100	650	0	0	593	40	0	41	0	8324	-24	1030	0	197	818	0	0	26	0	4546	-11	752	864	0	0	1616
July	103	4	0	99	650	0	0	578	40	0	41	0	26896	-9	1030	0	197	807	0	0	26	0	10000	0	505	600	0	0	1106
August	103	3	0	100	650	0	0	576	40	0	41	0	29881	-7	1030	0	197	807	0	0	26	0	10000	0	721	779	0	0	1500
September	158	3	0	155	998	0	0	917	40	0	41	0	25681	0	1581	0	197	1356	0	0	26	0	9415	2	707	794	0	0	1501
October	235	2	0	234	1486	0	0	1393	40	0	41	0	31214	13	2354	0	197	2041	0	0	105	0	4512	12	1192	1145	0	0	2337
November	308	1	0	307	1950	0	0	1646	40	0	231	0	3942	33	3089	0	197	2366	0	0	525	0	963	0	1146	1095	0	0	2240
December	368	1	0	368	2329	0	0	1640	40	0	648	0	2	0	3688	0	197	2378	0	0	1113	0	0	0	773	802	0	0	1574
Average	257	2	0	255	1627	0	0	1261	40	0	326	0	13058	0	2576	0	197	1836	0	0	543	0	3845	0	826	866	0	0	1692
Maximum	723	28	0	723	4572	0	0	1647	40	0	3360	0	40000	2115	7240	0	197	2440	0	0	4665	0	10000	2268	3100	1952	0	0	5052
Minimum	90	0	0	76	569	0	0	0	40	0	41	0	0	-1126	902	0	197	549	0	0	26	0	0	-1607	0	0	0	0	0
Total for the whole year																													
TWh/year	2.26	0.02	0.00	2.24	14.29	0.00	0.00	11.07	0.35	0.00	2.86	0.00	0.00		22.63	0.00	1.73	16.13	0.00	0.00	4.77	0.00	0.00		7.26	7.61	0.00	0.00	14.87

## ANNUAL COSTS (Million DKK)

Total Fuel = 81442

Coal = 1389

FuelOil = 10248

Gasoil/Diesel= 17992

Petrol/JP = 23135

Ngas = 21101

Biomass = 7578

Waste = 0

Maginal operation costs = 580

Total Electricity exchange = 713

Import = 2280

Export = -1464

Bottleneck = -103

Fixed imp/ex= 0

Total CO2 emission costs = 9234

Total variable costs = 91969

Fixed operation costs = 3347

Annual Investment costs = 13442

TOTAL ANNUAL COSTS = 108757

# Input VisionIDA2030july2008

# The EnergyPLAN model 7.20



Electricity demand (TWh/year):	Flexible demand	4.18	Capacities MW-e MJ/s elec. Ther COP CHP 1200 1039 0.48 0.42 Heat Pump 200 700 3.50 Boiler 4800 0.86 Condensing 4500 0.55	Regulation Strategy:	Market regulation NEW	Fuel Price level:
Fixed demand	29.84	Fixed imp/exp.	0.00	KEOL regulation	23457	Capacities Storage Efficiencies MW-e GWh elec. Ther.
Electric heating	0.00	Transportation	0.98	Minimum Stabilisation share	0.00	Hydro Pump: 0 0 0.40
Electric cooling	0.00	Total	35.00	Stabilisation share of CHP	0.00	Hydro Turbine: 0 0 0.40
District heating (TWh/year)	Gr.1	Gr.2	Gr.3	Sum	Minimum CHP gr 3 load	0 MW
District heating demand	1.69	12.25	16.97	30.91	Heat Pump maximum share	0.50
Solar Thermal	0.73	1.53	0.42	3.50	Maximum import/export	2500 MW
Industrial CHP (CSHP)	0.00	0.00	0.00	0.00	Distr. Name :	Price_DKV_2005.txt
Demand after solar and CSHP	0.96	10.72	16.55	28.20	Addition factor	70.00 DKK/MWh
Wind	3000 MW	7.02	TWh/year	0.00	Multiplication factor	1.07
Offshore Wind	3000 MW	11.69	TWh/year	0.00	Dependency factor	0.02 DKK/MWh pr. MW
Photo Voltaic	700 MW	0.7	TWh/year	0.00	Average Market Price	367 DKK/MWh
Wave Power	500 MW	1.75	TWh/year	0.00	(Twh/year) Coal Oil Ngas Biomass	
Hydro Power	0 MW	0	TWh/year	share	Transport	0.00 36.78 0.00 7.98
Geothermal	0 MW	0	TWh/year		Household	0.00 2.41 2.75 4.32

## Output

District Heating										Electricity												Exchange								
Demand	Production									Ba-	Consumption					Production					Balance				Payment	Imp	Exp			
	Distr.	Solar	Waste+	CSPH	DHP	CHP	HP	ELT	Boiler		Elec.	Flexi-	Elec-	Hydro	Tur-	Hy-	Geo-	Waste+	CSPH	CHP	PP	Stab-	Load	Imp	Exp	CEEP	EEP			
MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	%	MW	MW	MW	MW	Million DKK				
January	5050	119	0	243	1515	1575	0	1598	0	0	3839	560	450	0	0	0	0	2146	0	0	329	2113	16	100	593	347	0	347	120	57
February	5143	252	0	211	1475	1575	0	1632	0	0	3798	588	450	0	0	0	0	3021	0	0	329	2066	29	100	145	754	0	754	28	124
March	4531	285	0	168	1821	1575	0	683	0	0	3656	615	450	0	0	0	0	2546	0	0	329	2528	62	100	48	792	0	792	11	160
April	3831	434	0	95	1589	1569	0	225	0	-82	3222	592	448	0	0	0	0	2160	0	0	329	2236	44	100	193	699	0	699	50	149
May	3222	476	0	38	1100	1476	0	54	0	78	3144	601	422	0	0	0	0	2223	0	0	329	1587	69	100	415	455	0	455	113	111
June	2010	407	0	11	686	888	0	54	0	-37	3055	568	254	0	0	0	0	2320	0	0	329	997	375	100	413	558	0	558	106	161
July	2010	445	0	11	764	746	0	55	0	-10	2786	607	213	0	0	0	0	1694	0	0	329	1104	403	100	573	498	0	498	162	148
August	2010	423	0	11	628	920	0	54	0	-26	3205	574	263	0	0	0	0	2158	0	0	329	926	387	100	549	308	0	308	154	89
September	2547	367	0	14	1092	1045	0	54	0	-25	3289	578	298	0	0	0	0	2166	0	0	329	1582	571	100	275	759	0	759	71	219
October	3302	234	0	101	1360	1464	0	68	0	75	3412	608	418	0	0	0	0	3220	0	0	329	1927	143	100	113	1293	0	1293	30	295
November	4019	135	0	182	1776	1575	0	398	0	-48	3687	541	450	0	0	0	0	3094	0	0	329	2463	163	100	45	1416	0	1416	10	297
December	4603	80	0	229	2090	1575	0	560	0	69	3688	616	450	0	0	0	0	2207	0	0	329	2887	306	100	81	1056	0	1056	21	250
Average	3519	305	0	109	1324	1331	0	449	0	0	3397	587	380	0	0	0	0	2409	0	0	329	1867	214	100	288	743	0	743	Average price (DKK/MWh)	
Maximum	8069	2233	0	441	2422	1575	0	4865	0	2410	5239	2723	450	0	0	0	0	6602	0	0	329	3397	3527	100	2500	2500	0	2500		
Minimum	1885	0	0	10	0	0	0	54	0	-2440	1702	0	0	0	0	0	0	22	0	0	329	0	0	100	0	0	0	0	346	315
Total for the whole year																						Million DKK								
TWh/year	30.91	2.68	0.00	0.96	11.63	11.69	0.00	3.95	0.00	0.00	29.84	5.16	3.34	0.00	0.00	0.00	0.00	21.16	0.00	0.00	2.89	16.40	1.88	2.53	6.53	0.00	6.53	876	2059	
FUEL BALANCE (TWh/year):																						CO2 emission (Mt):								
DHP	CHP2	CHP3	Boiler2	Boiler3	PP	Geo-th.	Hydro	Elc.ly.s	Waste	CAES	Wind	Offsh.	PV	Wave	Solar.Th	Transp.	househ.	Industry	Various	Total	Imp/Exp	Corrected	Total	Netto	Total	Netto				
Coal	-	-	5.69	-	-	1.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.81	-	7.51	-2.41	5.10	2.57	1.74					
Oil	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	36.78	1.54	-	3.01	41.33	11.01	11.01	11.01				
N.Gas	0.65	3.33	11.39	1.57	0.62	2.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.33	6.91	11.02	40.82	-4.81	36.01	8.33	7.35				
Biomass	0.46	3.25	6.88	1.29	1.11	0.42	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7.98	3.54	25.07	-	50.00	-0.05	49.95	0.00	0.00			
Renewable	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7.02	11.69	0.70	1.75	5.20	-	-	-	-	-	-	26.36	0.00	26.36	0.00	0.00	0.00	0.00		
H2 etc.	-	0.00	0.00	0.00	0.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00			
Geothermal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00			
Total	1.11	6.58	23.96	2.86	1.73	3.42	-	-	-	-	7.02	11.69	0.70	1.75	5.20	44.76	8.41	32.79	14.03	166.02	-7.27	158.76	21.91	20.10						



	District Heating Production																RES specification														
	Gr.1				Gr.2								Gr.3								RES1	RES2	RES3	RES4	Total						
	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	DHP MW	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Storage MW	Balance MW	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Storage MW	Balance MW	Wind MW	Offsho MW	Photo MW	Wave I MW	Wind MW		
January	276	33	0	243	2001	67	0	296	700	0	938	0	31	0	2773	18	0	1219	875	0	660	0	0	0	719	1217	11	198	2146		
February	281	71	0	211	2038	142	0	280	700	0	916	0	119	0	2824	39	0	1194	875	0	716	0	27	0	1060	1597	34	330	3021		
March	248	80	0	168	1796	161	0	455	700	0	479	0	1557	0	2488	44	0	1365	875	0	203	0	716	0	839	1391	68	247	2546		
April	209	115	0	95	1518	250	0	407	696	0	194	0	6707	-29	2103	69	0	1182	873	0	31	0	11148	-53	687	1232	99	141	2160		
May	176	138	0	38	1277	265	0	277	672	0	35	0	19783	27	1769	73	0	823	804	0	19	0	17150	50	697	1217	178	132	2223		
June	110	99	0	11	797	242	0	79	459	0	35	0	5127	-18	1103	66	0	607	430	0	19	0	4650	-19	728	1328	142	122	2320		
July	110	99	0	11	797	269	0	92	394	0	35	0	9490	7	1103	77	0	672	352	0	20	0	23257	-17	489	923	171	111	1694		
August	110	99	0	11	797	255	0	37	484	0	35	0	10812	-14	1103	68	0	592	436	0	19	0	29040	-12	698	1197	111	152	2158		
September	139	125	0	14	1010	189	0	191	620	0	35	0	27932	-27	1399	53	0	901	424	0	19	0	32151	2	685	1220	64	198	2166		
October	181	80	0	101	1309	122	0	394	692	0	49	0	28724	52	1813	33	0	966	771	0	19	0	31900	24	1154	1759	38	269	3220		
November	220	38	0	182	1593	76	0	536	700	0	303	0	7789	-23	2206	21	0	1240	875	0	95	0	10324	-25	1109	1682	30	272	3094		
December	252	22	0	229	1824	45	0	729	700	0	328	0	9831	22	2527	12	0	1361	875	0	232	0	7897	47	748	1232	10	217	2207		
Average	192	83	0	109	1395	174	0	315	626	0	280	0	10703	0	1932	48	0	1009	705	0	170	0	14092	0	800	1331	80	199	2409		
Maximum	441	375	0	441	3198	1417	0	1039	700	0	2169	0	40000	1387	4430	588	0	1383	875	0	2865	0	40000	1521	3000	3000	700	500	6602		
Minimum	103	0	0	10	747	0	0	0	0	0	35	0	0	-1368	1035	0	0	0	0	0	19	0	0	-1460	0	0	0	0	4	22	
Total for the whole year				TWh/year	1.69	0.73	0.00	0.96	12.25	1.53	0.00	2.77	5.50	0.00	2.46	0.00	0.00	16.97	0.42	0.00	8.87	6.19	0.00	1.49	0.00	0.00	7.02	11.69	0.70	1.75	21.16

## ANNUAL COSTS (Million DKK)

Total Fuel = 40269

Coal = 677

FuelOil = 748

Gasoil/Diesel= 10719

Petrol/JP = 9407

Ngas = 9740

Biomass = 8979

Waste = 0

Marginal operation costs = 367

Total Electricity exchange = -1259

Import = 876

Export = -2059

Bottleneck = -76

Fixed imp/ex= 0

Total CO2 emission costs = 3834

Total variable costs = 43211

Fixed operation costs = 4203

Annual Investment costs = 44467

TOTAL ANNUAL COSTS = 91882