



AALBORG UNIVERSITY
DENMARK

Aalborg Universitet

Ingeniørforeningens Energiplan 2030

Lund, Henrik; Mathiesen, Brian Vad

Publication date:
2006

Document Version
Også kaldet Forlagets PDF

[Link to publication from Aalborg University](#)

Citation for published version (APA):
Lund, H., & Mathiesen, B. V. (2006). Ingeniørforeningens Energiplan 2030: baggrundsrapport. København: Ingeniørforeningen i Danmark, IDA.

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.



Ingeniørforeningens Energiplan 2030

Tekniske energisystemanalyser, samfundsøkonomisk
konsekvensvurdering og kvantificering af erhvervspotentialer

BAGGRUNDSRAPPORT

Ingeniørforeningens Energiplan 2030
Baggrundsrapport

Copyright © 2006 forfatterne

Omslag:
Sylvester-Hvid & Partner

Tryk:
IDAs Printcenter

ISBN:
87-87254-63-8

Udgivet af Ingeniørforeningen i Danmark, IDA
December 2006

Kalvebod Brygge 31-33
1780 København V
Telefon 33 18 48 48
Fax 33 18 48 99
E-mail: ida@ida.dk

Forfattere
Henrik Lund
Brian Vad Mathiesen

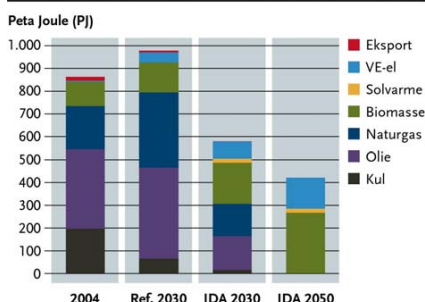
Baggrundsrapporten fremlægger tekniske energisystemanalyser, samfundsøkonomiske konsekvensvurderinger og kvantificering af erhvervspotentialer for Ingeniørforeningens Energiplan 2030. Rapporten er udarbejdet under Ingeniørforeningens Energiår 2006.

Baggrundsrapport til

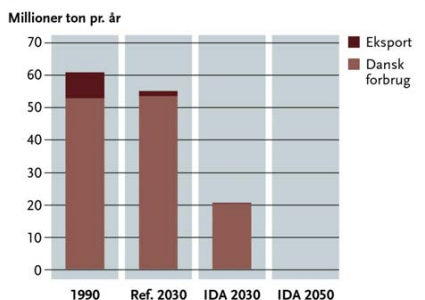
Ingeniørforeningens Energiplan 2030

tekniske energisystemanalyser,
 samfundsøkonomisk konsekvensvurdering
 og kvantificering af erhvervspotentialer

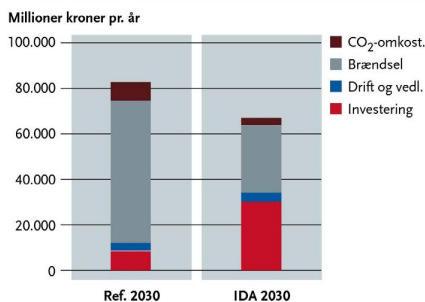
Primær energiforsyning



CO₂-emissioner

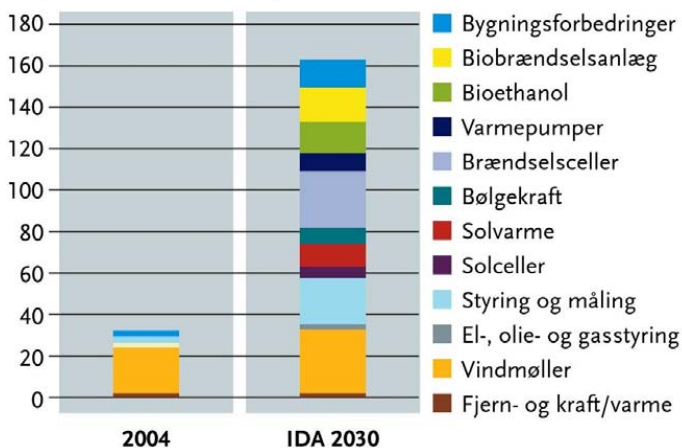


Samfundsøkonomiske omkostninger

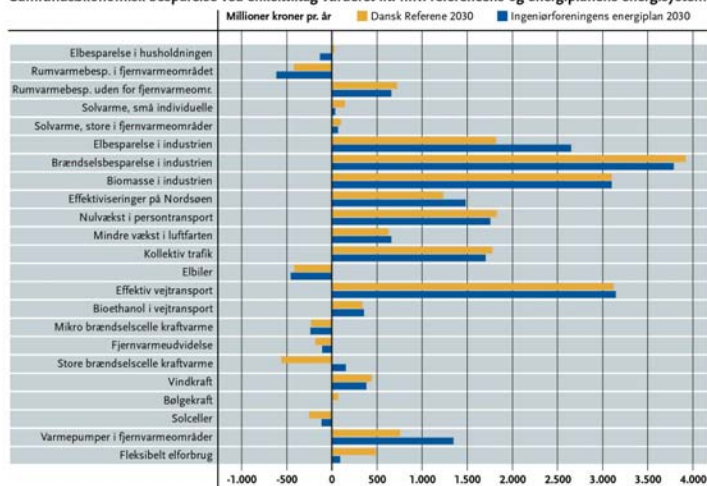


Erhvervspotentialer

Eksport i milliarder kroner pr. år



Samfundsøkonomisk besparelse ved enkelttiltag vurderet ift. hhv. referencens og energiplanens energisystem



Af Henrik Lund og Brian Vad Mathiesen,
 Aalborg Universitet, december 2006

Forord

Det har været en stor udfordring at samle trådene og stå for de sammenfattende analyser af Ingeniørforeningen i Danmark, IDAs energiplan for 2030. Det var ikke lykkedes uden stor hjælp fra medarbejderne i IDA, de aktive i de fagtekniske selskaber inden for temagrupperne samt nøglepersoner fra store dele af den danske energisektor. Derfor vil vi gerne rette en personlig tak til alle disse personer, herunder ikke mindst styregruppen for projektet.

Herudover har vi i forbindelse med udarbejdelsen af denne rapport trukket direkte på følgende personer, som vi citerer i rapporten for forskellige tekniske/økonomiske og faglige input. Vi skylder disse personer en særlig tak. Sammen har det kunnet lade sig gøre at tilvejebringe de mange input, som har været nødvendige for at foretage så omfattende analyser, som der her er tale om.

Direktør Göran Wilke	Elsparafonden
Energirådgiver Jacob Ilsøe	Birch & Krogboe A/S
Lektor Henrik Tommerup	BYG-DTU
Professor Svend Svendsen	BYG-DTU
Civilingeniør Kurt Risager	Dansk Fjernvarme
Chefkonsulent Anders Dyrelund	Rambøll
Direktør Jan Runager	Arcon solvarme
Ingeniør Per Alex Sørensen	Planenergi s/i
Ingeniør Jan Erik Nielsen	Dansk solvarme
Seniorforsker Lars Henrik Nielsen	Risø, Systemanalyse
Professor Claus Felby	Den Kongelige Veterinære Landbohøjskole
Fagkonsulent Niclas Scott Bentsen	Den Kongelige Veterinære Landbohøjskole
Miljøøkonom Kim Winther	DONG Energy
Director Business Development Helge Holm-Larsen	Topsoe Fuel Cell A/S
Director Systems Development John Bøgild Hansen	Topsoe Fuel Cell A/S
Business Development Manager Lotte Jensen-Holm	Topsoe Fuel Cell A/S
Lektor Per Homann Jespersen	Roskilde Universitetscenter
Seniorforsker Kaj Jørgensen	Risø, Systemanalyse
Professor Otto Anker Nielsen	Centre for Traffic and Transport, DTU
Ph.d. studerende Alex Landex	Centre for Traffic and Transport, DTU
Instituttleder Peter Frigaard	Aalborg Universitet, Institut for Byggeri og Anlæg
Professor Peter Karnøe	Copenhagen Business School

Endelig skylder vi tak til følgende af vore nærmeste kolleger ved Institut for Samfundsudvikling og Planlægning på Aalborg Universitet for gode input og diskussioner samt hjælp til korrektur og lay-out: Frede Hvelplund, Marie Münster, Morten Boje Blarke og Mette Reiche Sørensen.

Henrik Lund og Brian Vad Mathiesen
Aalborg den 4. december 2006

Indholdsfortegnelse

1	Indledning.....	7
2	Resumé.....	9
3	Simuleringsværktøj og analysemetode	17
3.1	Simuleringsværktøjet EnergyPLAN	17
3.2	Analysemetode.....	18
3.3	Forudsætninger for de samfundsøkonomiske konsekvensanalyser	18
4	Referenceenergisystemet - Energistyrelsens basisscenario for 2030.....	23
4.1	Tekniske forudsætninger	23
4.2	Samfundsøkonomiske forudsætninger for handel med el	24
4.3	Resultat af rekonstruktionen af referencen for 2030.....	24
5	Delmål i Ingeniørforeningens Energiplan 2030	27
5.1	Bygninger og solvarme.....	28
5.2	Industri og erhverv.....	35
5.3	Olie og gas	37
5.4	Transport og mobilitet.....	38
5.5	Biomasse, kraftvarmeværker og brændselsceller.....	44
5.6	Vind, sol og bølgekraft.....	48
6	Energisystemet i Ingeniørforeningens Energiplan 2030.....	51
7	Ingeniørforeningens vision 2050 - 100% Vedvarende energi.....	55
8	Samfundsøkonomisk vurdering af Ingeniørforeningens Energiplan 2030	59
8.1	Analyser af enkelttiltag	59
8.2	Overordnet sammenligning	62
8.3	Handel med el med nabolandene.....	65
8.4	Følsomhedsanalyse	66
9	Erhvervspotentialer i Ingeniørforeningens Energiplan 2030.....	69
	Litteraturliste.....	73
	Appendiks I – Konvertering af basissceneriet til EnergyPLAN	75
	Appendiks II – Samfundsøkonomiske nøgledata	79
	Appendiks III – Inputspecifikationer til EnergyPLAN-modellen.....	81

1 Indledning

Fra åbningskonferencen i januar til afslutningskonferencen i december er der i regi af Ingeniørforeningen IDAs Energiår 2006 afholdt omkring 40 seminarer med samlet set over 1.600 deltagere. Møderne har været organiseret i 7 temagrupper og resultaterne fra hver temagruppe er beskrevet i hovedrapporten

Denne baggrundsrapport omfatter en samlet teknisk energisystemanalyse og en samfundsøkonomisk konsekvensvurdering af temagruppernes input til Ingeniørforeningens Energiplan – IDA 2030. De tekniske energisystemanalyser omfatter en undersøgelse af, hvordan energiplanen for år 2030 kan være et skridt på vejen til en 100% vedvarende energiforsyning (VE) f.eks. i år 2050 – IDA 2050. Endvidere er der foretaget en kvantificering af energiplanens erhvervspotentialer.

Energisystemanalyserne og den samfundsøkonomiske analyse er foretaget ved at sammenligne IDA 2030 med en reference for det danske energisystem i 2030. Som reference er valgt Energistyrelsens basisscenario i Regeringens ”Energistrategi 2025” (Transport- og Energiministeriet, 2005a). Det bemærkes i øvrigt, at analyserne her inkluderer hele det danske primære energiforbrug og således også brændsel til udenrigsluftfart og energiforbruget på Nordsøen, hvilket er en af forskellene på IDA 2030 og scenarierne i Teknologirådets rapport ”Det Fremtidige Danske Energisystem – Teknologiscenarier” (Teknologirådet, 2006).

Såvel referencen som IDA 2030 samt 100% VE-visionen i år 2050 er gennemregnet time for time for et år på energisystemanalysemodellen EnergyPLAN, som er anvendt til at foretage såvel tekniske systemanalyser som samfundsøkonomiske konsekvensberegninger. De samfundsøkonomiske analyser omfatter dog ikke 100% VE-visionen.

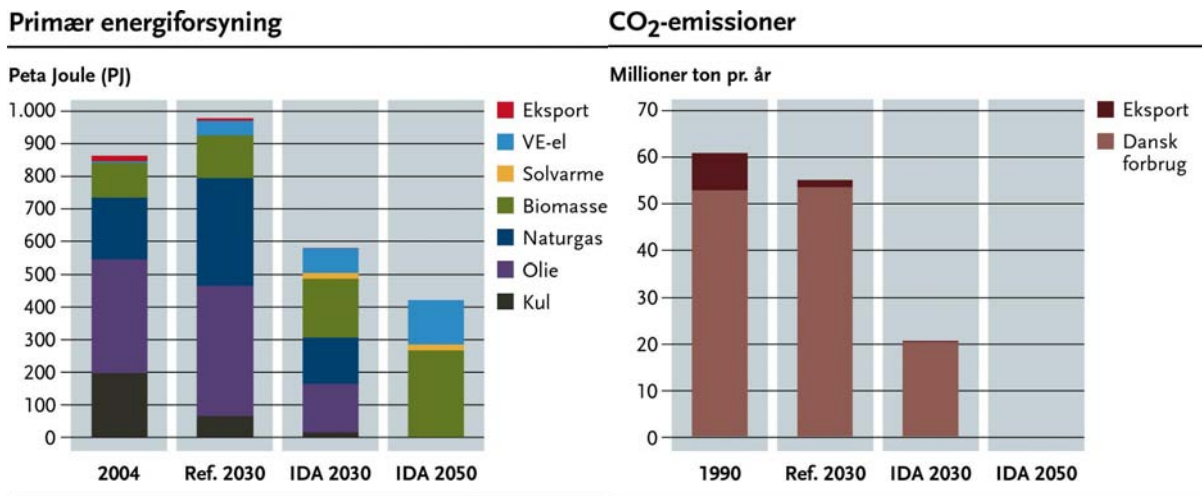
Den *tekniske energisystemanalyse* er gennemført med henblik på at sikre fleksibilitet og balance mellem el-produktion og -forbrug under hensyntagen til systemets brændseffektivitet og evne til at sikre elnet-stabiliteten. Desuden sikres en tilsvarende balance mellem fjernvarmeforbrug og varmeproduktion fra solvarmeanlæg, industriel overskudsvarme, kraftvarme, kedler, varmepumper og elpatroner. Resultatet af analysen er bl.a. et årligt brændselsforbrug og en CO₂-emission, der kan sammenlignes med en tilsvarende analyse af referencen. Balancen mellem forbrug og produktion sikres i et lukket energisystem, hvor der ikke handles med el. Herved sikres det til dels, at der etableres et energisystem, hvor den indenlandske forsyningssikkerhed er intakt, dels at man ikke er tvunget til at eksportere eller importere på tidspunkter, hvor prisen på markedet ikke er gunstig.

Den *samfundsøkonomiske konsekvensvurdering* af referencen og af IDAs Energiplan 2030 er foretaget med henblik på dels at vurdere det samlede energisystems omkostninger under forskellige forudsætninger for brændselspriser og CO₂-omkostninger, og dels at vurdere systemets evne til at tjene penge ved handel med el på Nord Pool-markedet under forskellige markedsforudsætninger, som her omfatter normalår, vådår og tørår for de norske vandkraftværker. Herudover er der foretaget en kvantificering af energiplanens *erhvervspotentiale*. Det skal understreges, at denne opgørelse er behæftet med stor usikkerhed og skal betragtes som et overslag.

2 Resumé

Fald i energiforbrug og CO₂-emissioner

Den nuværende primære energiforsyning (brændselsforbrug samt produktion af el og varme fra vedvarende energi) på ca. 800 PJ i år 2004 forventes i referencen at stige til ca. 1.000 PJ i år 2030. Gennemføres IDAs Energiplan 2030, vil energiforbruget i stedet falde til under 600 PJ og CO₂-emissionen reduceres med ca. 60% i forhold til i dag og yderligere set i forhold til 1990. Den resulterende primære energiforsyning og CO₂-emission er vist i figur 2.1. I figur 2.2 på de følgende sider er energistrømmene i energiplan IDA 2030 sammenlignet med referencen



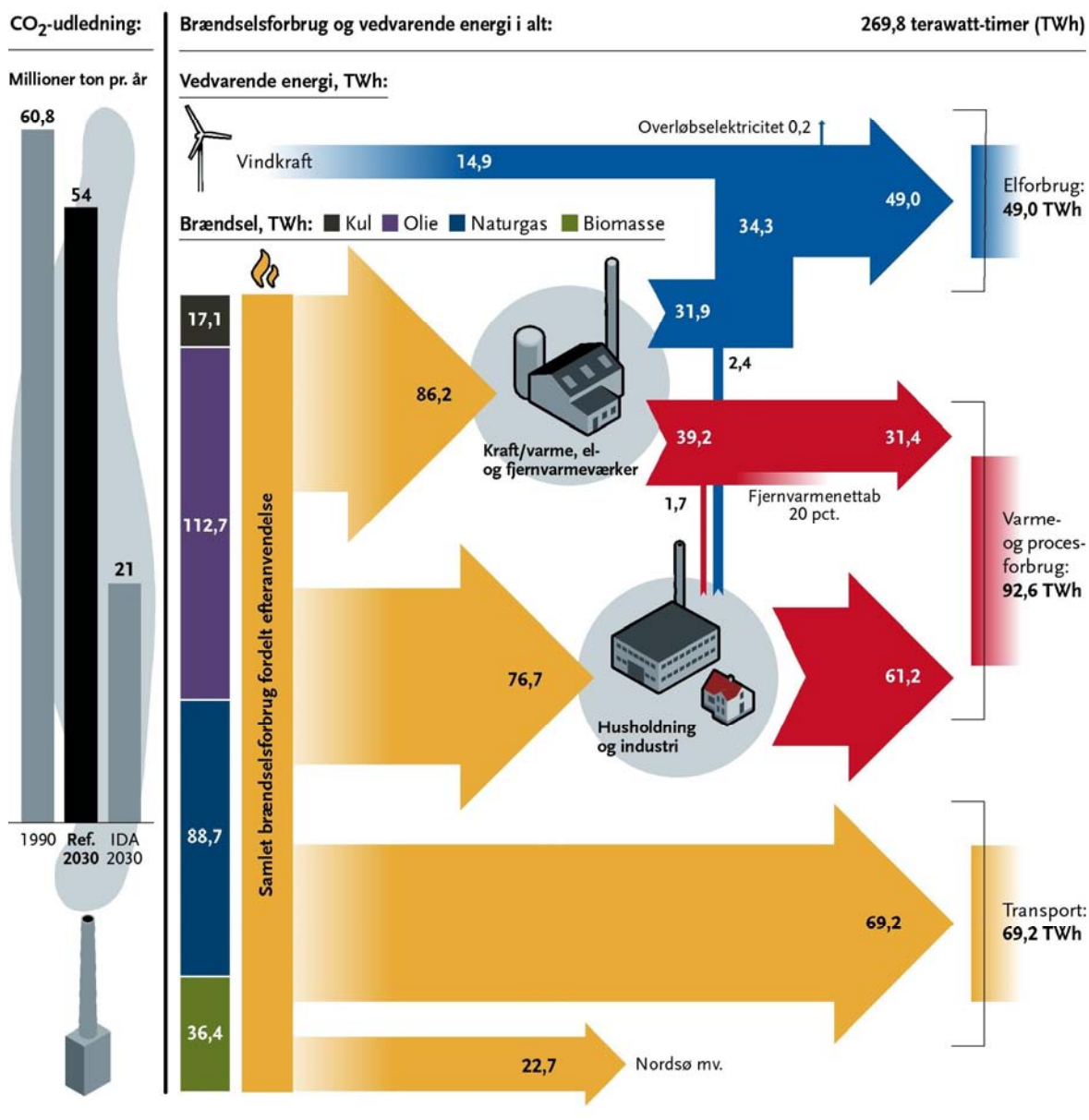
Figur 2.1: Primær energiforsyning og CO₂-emission. CO₂-emissionen er opdelt på den del af den danske CO₂-emission, der kan henføres til det danske energiforbrug, og den del, der kan henføres til nettoeksporten af el.

En samfundsøkonomisk bedre løsning

Energiplanen tænkes gennemført over en periode frem til 2030 ved løbende at erstatte udtjente anlæg, når deres levetid udløber. Som udgangspunkt er omkostningerne ved gennemførelse af energiplanen således opgjort som ekstraomkostningerne ved at etablere bedre anlæg, end man ellers ville have etableret, i takt med, at gamle anlæg under alle omstændigheder skal udskiftes.

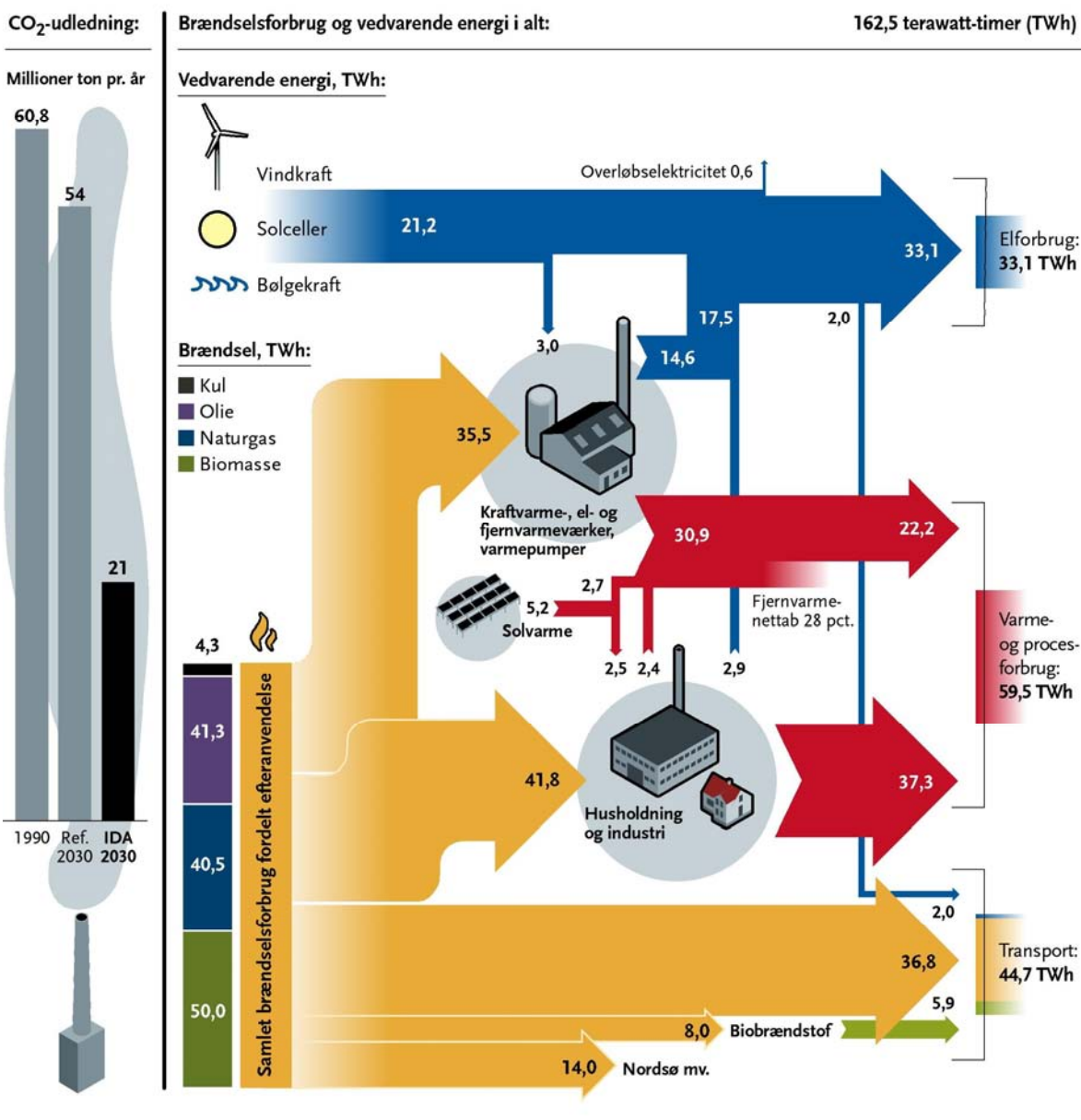
Den samfundsøkonomiske konsekvensvurdering er foretaget ved at udregne de årlige omkostninger i år 2030 ved energiplanen sammenlignet med referencen. Omkostningsopgørelsen er fordelt på omkostninger til brændsel, drifts- og vedligeholdelsesudgifter samt afskrivninger på anlæg. Ved afskrivninger på anlæg er der regnet med den enkelte investerings levetid, og der er anvendt en samfundsøkonomisk realrente på 3%. Den samfundsøkonomiske analyse er foretaget med udgangspunkt i brændselspriser angivet i Energistyrelsens notat fra juni 2006, "Forudsætninger for samfundsøkonomiske analyser på energiområdet" (Energistyrelsen, 2006a). Mht. brændselsprisernes størrelser er der anvendt tre olieprisniveauer: 68 \$/tønne svarende til de nuværende 2006 brændselspriser, lave oliepriser på 40 \$/tønne og høje oliepriser på 96 \$/tønne. I analyserne er desuden regnet med en CO₂-handelspris på henholdsvis 150 kr./ton og 300 kr./ton.

DANSK REFERENCE 2030



Analyserne viser, at IDA 2030 har lavere samfundsøkonomiske omkostninger end referencen under samtlige de nævnte oliepriser og CO₂-priser. Desuden viser analysen, at energiplanen er langt mindre følsom over for udsving i olieprisen, end referencen er. Man opnår derfor både en billigere og samtidig en væsentligt mindre følsom situation. Imidlertid vil det næppe være sådan, at verden enten oplever konstant lave eller konstant høje oliepriser. Derimod må olieprisen forventes at svinge op og ned.

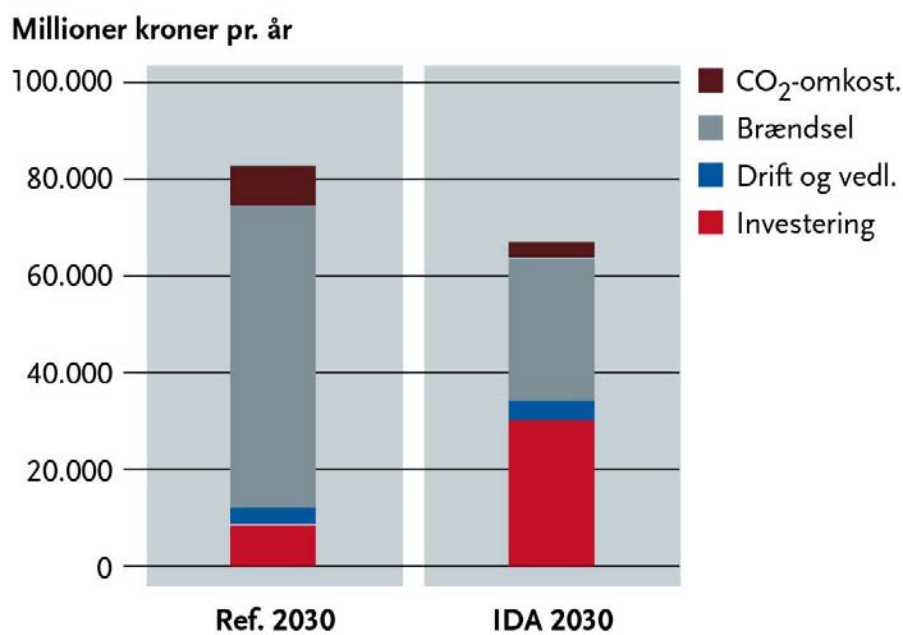
INGENIØRFORENINGENS ENERGIPLAN 2030



Figur 2.2: Energistrømme i referencen for år 2030 og for IDAs Energiplan 2030.

I figur 2.3 er vist en sammenfattende økonomisk sammenligning baseret på en kombination af den nuværende oliepris i 40% af tiden og høje henholdsvis lave oliepriser i hver 30% af tiden. Der er regnet med en CO₂-handelspris på 150 kr./ton. Det skal understreges, at denne pris ikke dækker alle de samfundsøkonomiske omkostninger ved CO₂-emissionen, såsom f.eks. risiko for oversvømmelser i lavtliggende områder og de problemer, dette medfører for befolkningerne. Indregnes disse omkostninger, vil det være til fordel for IDAs Energiplan 2030.

Samfundsøkonomiske omkostninger



Figur 2.3: Årlige samfundsøkonomiske omkostninger under forudsætning af svingende oliepriser svarende til de nuværende priser i 40% af tiden og henholdsvis høje og lave i hver 30% af tiden.

Vurdering af el-handel på Nord Pool-markedet

Der er foretaget en omfattende analyse af energisystemet i IDAs Energiplan 2030 og referenceenergisystemets evne til at tjene penge ved at handle på Nord Pool el-markedet. Analysen omfatter de tre nævnte oliepriseniveauer og to CO₂-priser i kombination med tre forskellige Nord Pool-markeder i henholdsvis normalår, tørår og vådår, hvad angår nedbør i de norske og svenske vandkraftsystemer. Analysen viser, at referencen og energiplanen kan tjene penge i alle de nævnte situationer. I nogle situationer primært ved at eksportere og i andre primært ved at importere strøm.

En sammenregning af netto-indtægterne ved handel med el er lavet med følgende sandsynligheder for de enkelte år:

- Vådår, normalår og tørår optræder i forholdet 3:3:1
- Lave, mellem og høje oliepriser optræder i forholdet 3:4:3
- Lave og høje CO₂-priser optræder i forholdet 1:1

Med disse sandsynligheder kan den gennemsnitlige handelsindtægt sammenregnes til 542 mio.kr./år for referencen og 585 mio.kr./år for energiplanen.

Der ændres ikke væsentligt på billedet, hvis der byttes lidt rundt på sandsynlighederne. Der er ikke den store forskel på el-handelsindtægterne for de to energisystemer. Alt i alt er der

tale om en difference, som er ubetydelig i sammenligning med forskellen på de samlede omkostninger, som løber op i flere mia.kr./år til fordel for IDAs Energiplan 2030.

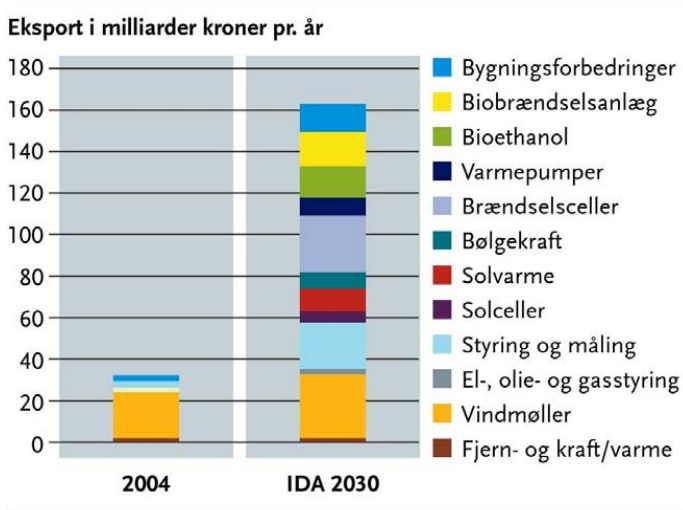
I analyserne er der regnet med en begrænsning på transmissionskapaciteten på 2.500 MW. En følsomhedsanalyse viser, at en fordobling af transmissionskapaciteten til udlandet fra 2.500 MW til 5.000 MW kun giver anledning til marginale ekstrairndtægter, hvilke slet ikke står mål med omkostningerne forbundet med en sådan kapacitetsudbygning.

Følsomhedsanalyser

Som det fremgår af det foregående, er eventuelle ændringer i evnen til handel med el ikke afgørende for sammenligningen. Den store forskel mellem referencen og energiplanen er karakteriseret ved, at IDA 2030 har store anlægsomkostninger, mens referencen har store brændselsomkostninger. Derfor er sammenligningen især følsom dels over for ændringer i brændselspriserne, som er vurderet i det forestående, og dels over for ændringer i rente og investeringsbehov. Derfor er der foretaget dels en følsomhedsanalyse, hvor anlægsomkostningerne gennemsnitligt er hævet med 50%, og dels en beregning med en samfundsøkonomisk realrente på 6% i stedet for 3%.

IDAs Energiplan 2030 har de laveste samfundsøkonomiske omkostninger selv under disse forhold. Det skal dog pointeres, at dette gælder den samlede pakke. Med ændret rente eller investeringsomfang vil flere af energiplanens enkelttiltag få en negativ samfundsøkonomi.

Erhvervspotentialer



Figur 2.4: Erhvervspotentialer i IDAs Energiplan 2030 opgjort som forventet eksport anno 2030.

Erhvervspotentialer

En systematisk satsning på teknologierne i IDA 2030 vil øge mulighederne for eksport betydeligt. Der er foretaget et overslag af størrelsen på energiplanens erhvervspotentiale, som illustreret i figur 2.4. Denne vurdering er foretaget med udgangspunkt i bl.a. den nuværende og historiske eksport af energiteknologier. Det skønnes, at energiplanen kan skabe et potentiale for eksport af energiteknologi, der stiger fra de nuværende ca. 30 mia.kr./år til over 160 mia.kr./år svarende til mere end en firdobling af det nuværende niveau.

Det skal understreges, at denne type kvantificering i sagens natur er behæftet med stor usikkerhed, og opgørelsen skal betragtes som et skøn. Imidlertid giver overslaget en god oversigt over de teknologier, inden for hvilke energiplanen skaber et potentiale for erhvervsudvikling.

Perspektiv: En 100% vedvarende energiforsyning

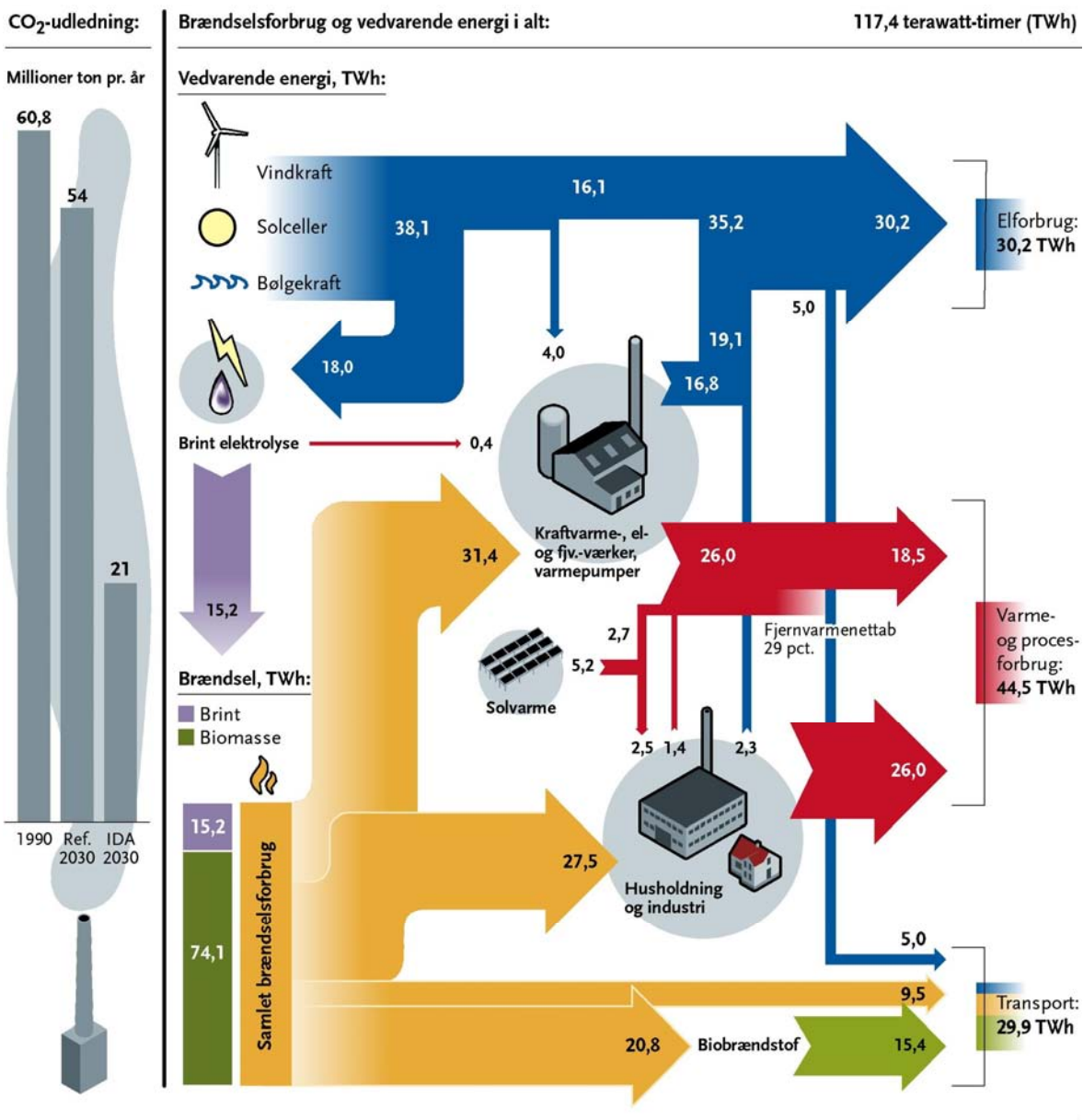
Med udgangspunkt i IDA 2030 er der konstrueret et energisystem baseret på 100% VE, dels for at sikre at energiplanen for 2030 ikke besværliggør en sådan udvikling og dels for at illustrere at Statsministerens ambitioner om 100% selvforsyning uden atomkraft, efter at olien og naturgassen slipper op i Nordsøen, er inden for rækkevidde.

Analyserne viser, at fortsætter man ad energiplanens, spor vil Danmark kunne overgå til en forsyning baseret på 100% VE f.eks. i år 2050. I forbindelse med en sådan udvikling vil Danmark skulle vælge i hvilket omfang, vi vil basere os på en øget biomasseproduktion eller på et øget bidrag fra vindkraft samt solceller og bølgekraft kombineret med brint som energibærere. En øget biomasseproduktion vil have konsekvenser i forhold til landsbrugsarealet, mens kombinationen med vindkraft, solceller, bølgekraft og brint vil mindske energieffektiviteten i det samlede system.

Her er det valgt at vise en løsning, hvor disse to muligheder kombineres, således at biomasseforbruget er på 270 PJ og VE el-bidraget er på 38 TWh. Dette kan realiseres med en installeret vindeffekt på 10.000 MW.

Konklusionen er, at IDAs Energiplan 2030 ikke står i vejen for efterfølgende at realisere et 100% VE-system. Dog viser de langsigtede analyser, at der er behov for løbende at vurdere, hvorvidt Danmark skal have mere eller mindre fjernvarme, og hvorvidt de individuelle husstande skal have små kraftvarmeværker og/eller husstandsvarmepumper. Desuden er der et behov for at afklare prioriteringen mellem på den ene side mængden af biomasseressourcer og på den anden side brint som energibærere. I figur 2.5 er energistrømmene i 100% VE-energisystemet illustreret.

100 PROCENT VEDVARENDE ENERGI



Figur 2.5: Energistrømme i 100% VE-energisystemet.

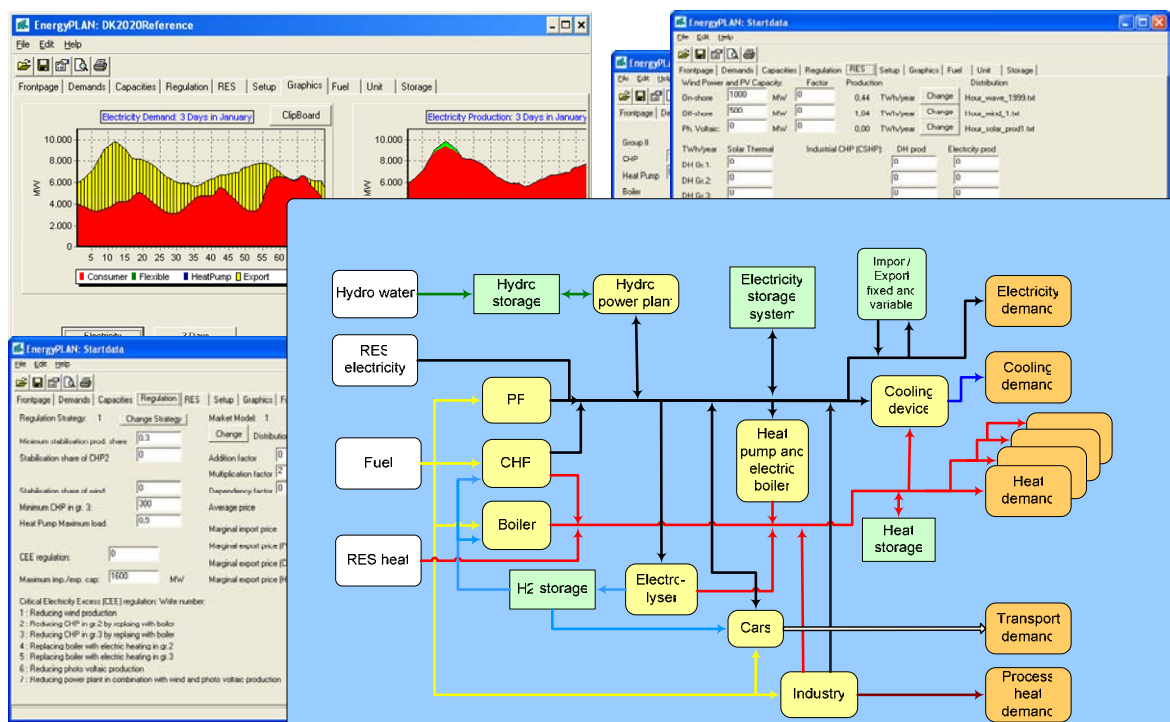
3 Simuleringsværktøj og analysemetode

I dette kapitel præsenteres de forudsætninger, der er anvendt i de tekniske og samfundsøkonomiske analyser foretaget på energisystemet i IDA 2030 og på referencen. Det anvendte simuleringsværktøj til systemanalyserne præsenteres og metoden til den samfundsøkonomiske konsekvensvurdering, herunder brændselsprisforudsætninger, gennemgås.

3.1 Simuleringsværktøjet EnergyPLAN

De tekniske analyser og den samfundsøkonomiske konsekvensvurdering er foretaget med energisystemanalysemodellen EnergyPLAN, som er udviklet på Aalborg Universitet. Den seneste version af modellen kan downloades fra hjemmesiden: www.energyplan.eu. På samme hjemmeside er der link til beskrivelser og dokumentation af modellens beregningsmetode og en række forskningsartikler, der anvender eller beskriver forskellige aspekter af modellen. I figur 3.1 er vist en oversigt over de enkelte teknologier i modellen.

EnergyPLAN er et simuleringsværktøj, hvor man som input beskriver et energisystem bl.a. ved dets anlægskapaciteter, nyttevirksomheder og reguleringsstrategi. Ud fra sådanne input kan modellen foretage en række tekniske analyser af, hvordan energisystemet kan agere time for time gennem et år. Resultatet er bl.a. beregninger af balancen mellem forbrug og produktion over året i det analyserede energisystem, samt hertil hørende årlige brændselsforbrug og CO₂-emissioner.



Figur 3.1 Illustrationer fra EnergyPLAN-modellens brugergrænseflade og et flowdiagram over sammenhængene mellem teknologierne i modellen.

Modellen kan også foretage analyser af energisystemets evne til at handle på et eksternt el-marked ved en given transmissionskapacitet. Dette kræver yderligere input i form af en beskrivelse af markedet og en række økonomiske parametre, såsom bl.a. hvordan mar-

kedsprisen ændrer sig ved en øget produktion. Herved kan de forskellige grupper af anlæg handle på markedet og optimere deres indtjening baseret på de variable produktionsomkostninger, brændselsomkostninger og bindinger i form af varmeleverancer og fluktuationer.

Endelig kan modellen beregne de samlede omkostninger ved systemet, hvilket igen kræver input i form af specifikke anlægsomkostninger, levetider, faste og variable driftsomkostninger for de forskellige anlæg samt omkostninger ved eventuelle energibesparelser eller andre ændringer af systemet.

3.2 Analysemetode

Indledningsvist er Energistyrelsens reference gennemregnet på EnergyPLAN-modellen for at sikre enighed om udgangspunktet. Som det fremgår af *kapitel 4* kommer EnergyPLAN-modellen frem til sammen årlige energiomsætning, brændselsforbrug og CO₂-emission, som Energistyrelsen, når der regnes på de samme tekniske forudsætninger.

Herefter er de enkelte tiltag i IDA 2030, som gennemgået i *kapitel 5*, alle defineret i forhold til referencen såvel hvad angår de tekniske forhold som opgørelsen af de økonomiske omkostninger. Der er foretaget marginale analyser af hvert enkelt tiltag i forhold til såvel referenceenergisystemet som energisystemet i IDA 2030. Disse analyser har i flere tilfælde ført til ændringer i tiltagene, hvor dette har været hensigtsmæssigt enten af hensyn til samfundsøkonomien eller samspillet i det samlede energisystem.

IDAs Energiplan 2030 er først gennemregnet i en "rå-udgave", hvor alle delelementerne er implementeret. Denne første udgave førte umiddelbart til et el-system med store ubalancer mellem forbrug og produktion, som kom til udtryk dels i form af et stort eloverløb, hvor energisystemet er tvunget til at eksportere, og dels i form af en nedsat evne til at tjene penge ved handel på det internationale el-marked. Derfor er der foretaget en række tekniske forbedringer af det samlede system med henblik på at skabe større fleksibilitet, som beskrevet i *kapitel 6*. Disse ændringer er herefter indarbejdet i IDAs Energiplan 2030.

For at analysere om Danmark med IDAs Energiplan 2030 kan komme hensigtsmæssigt videre i forhold til et system med 100% selvforsyning uden atomkraft, efter at olien og naturgassen slipper op i Nordsøen, er der lavet beregninger af, hvordan et sådant 100% VE-system kunne se ud i f.eks. år 2050. Princippet i beregningerne er at forsætte ad den vej, der er lagt i energiplanen. Disse skitseberegninger fremgår af *kapitel 7*.

Herefter er der lavet en overordnet samfundsøkonomisk vurdering af IDAs Energiplan 2030 ved at opgøre de samlede omkostninger og sammenligne med en tilsvarende opgørelse af referencen. Den samfundsøkonomiske konsekvensvurdering fremgår af *kapitel 8*, og de nærmere forudsætninger er beskrevet i det følgende.

3.3 Forudsætninger for de samfundsøkonomiske konsekvensanalyser

Energiplanen tænkes gennemført over en periode frem til 2030 ved løbende at erstatte ud-tjente anlæg ved udløbet af deres levetid. Som udgangspunkt er omkostningerne ved gennemførelse af energiplanen således opgjort som ekstraomkostningerne i anlægsinvestering-

ger samt drift og vedligehold ved at etablere bedre anlæg end dem i referencen, i takt med at gamle anlæg under alle omstændigheder skulle udskiftes.

Generelt er omkostninger til produktionsanlæg, herunder investeringer, faste og variable omkostninger samt levetider, opgjort med udgangspunkt i Teknologikataloget for el- og varmeproducerende anlæg (Energistyrelsen et. al, 2005a). IDAs Energiplan 2030 omfatter imidlertid en række besparelsetiltag, omlægninger mv., hvis omkostninger ikke er opgjort i Teknologikataloget. Disse er derfor opgjort særskilt som omtalt i de enkelte afsnit i kapitel 5. En oversigt over omkostningerne er givet i *appendiks II*, og en oversigt over de enkelte tiltag er givet i *appendiks III*.

I omkostningsopgørelsen er ikke medtaget anlægs- og driftsomkostninger til de dele af det samlede energisystem, som vurderes at være det samme i referencen som i Energiplanen. Det drejer sig bl.a. om el- og naturgasnettet samt store dele af fjernvarmenettet.

Den samfundsøkonomiske sammenligning er foretaget ved at udregne de årlige omkostninger i år 2030 i energiplanen sammenlignet med referencen. Omkostningsopgørelsen er fordelt på omkostninger til brændsel, drifts- og vedligeholdelsesudgifter samt afskrivninger på anlæg. Ved afskrivninger på anlæg er der regnet med den enkelte investerings levetid. Herudover er der i sammenligningen indregnet eventuelle gevinster eller tab ved el-handel med udlandet.

Den samfundsøkonomiske analyse er foretaget med udgangspunkt i brændselspriser angivet i Energistyrelsens notat af juni 2006 (Energistyrelsen, 2006a). Med hensyn til brændselsprisernes størrelser er der, som vist i tabel 3.2, anvendt tre olieprisniveauer: 68 \$/tønde svarende til de nuværende 2006 brændselspriser, samt lave oliepriser på 40 \$/tønde og høje oliepriser på 96 \$/tønde.

Tabel 3.2: Brændselspris forudsætninger

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	22,0/43,3
68 \$/tønde	70,3	15,2	47,5	49,2	87,9	93,5	22,0/43,3
96 \$/tønde	99,2	18,0	62,6	69,5	124,1	132,0	22,0/43,3

*) Halm på værker og træpiller hos individuelle forbrugere

Udover verdensmarkedsprisen er der i den samfundsøkonomiske opgørelse også medtaget transport og håndteringsomkostninger for de forskellige brændsler, som vist i tabel 3.3.

Tabel 3.3: Transport og håndteringsomkostninger for brændsler

Pristillæg (kr./GJ)	Kul	Naturgas	Fuelolie	Gasolie Diesel	Benzin JP	Biomasse *)
Til kraftværk (inkl. IBUS)	0,5	3,1	1,7			11,8
Til dec k/v, fjv og industri		6,4	13,7			7,9
Til individuelle hushold.		16,0		20,9		45,7
Til vejtransport				22,6	30,5	
Til flytransport					5,0	

*) Halm på værker og træpiller hos individuelle forbrugere

Den samfundsøkonomiske sammenligning omfatter ikke eksternaliteter såsom miljø- og sundhedsmkostninger ved udledninger af miljøskadelige stoffer. Dog anvendes der i opgørelsen en CO₂-handelspris på henholdsvis 150 kr./ton og 300 kr./ton. Denne handelspris er samtidigt anvendt til at beregne CO₂-omkostningerne, som er opgjort for energisystemernes totale emission. I praksis er kvotesystemet indrettet således, at bl.a. kraftvarmeværker får tildelt en mængde kvoter gratis. Mængden af disse kvoter er imidlertid ens i både referencen og energiplanen, hvorfor den del af omkostningerne, der vedrører gratiskvoter i det danske kvotesystem, er identisk i begge energisystemer. I tilfælde af, at man kommer under den tildelte gratiskvote, afspejler en opgørelse af omkostningerne på den totale emission, at disse kan sælges til CO₂-handelsprisen.

Det skal understreges, at denne CO₂-handelspris primært anvendes til at kunne vurdere indtægter og udgifter ved handel med el. Anvendelsen af henholdsvis 150 kr./ton og 300 kr./ton CO₂ er en handelspris for CO₂-reduktioner, og ikke en vurdering af de samfundsøkonomiske omkostninger ved CO₂-emissionen. I ExternE-rapporten, hvor Europa-Kommissionen opgør bl.a. omkostninger ved den globale opvarmning, vurderes CO₂-miljø- og sundhedsmkostningerne at ligge mellem ca. 40 kr./ton og 1.300 kr./ton CO₂ i 2005 priser, hvor 1995 priser her er opjusteret til 2005 med 25%, svarende til den gennemsnitlige inflation i EU i perioden (Europa-Kommissionen, 2002). Dette interval viser, at det ikke er muligt at fastsætte en enkelt pris, men at vi har at gøre med et risikofelt og dermed et forsikringsproblem. En del af spredningen skyldes, at man har anvendt forskellige rentesatser i ExternE-rapporten. Markedsprisen på CO₂-kvoter dækker således næppe den fulde samfundsøkonomiske omkostning.

Med hensyn til el-handelspriser og CO₂-omkostninger er der taget udgangspunkt i Energistyrelsens forventning til en pris anno 2030 på 349 DKK/MWh på Nord Pool i kombination med 150 kr./ton CO₂.

Handelen med el vil imidlertid være meget afhængig af, om der i det nordiske system er tale om et normalt år, hvad angår nedbør til de norske og svenske vandkraftsystemer, eller om der er tale om et såkaldt vådår eller et tørtår. Med udgangspunkt i metoden beskrevet i (Lund og Münster, 2006) er el-handelen vurderet i en 7 års cyklus bestående af 1 tørtår, 3 vådår og 3 normalår. Nord Pool gennemsnitspriserne på de enkelte år er modelleret, så gennemsnittet over 7 år svarer til Energistyrelsens forventning om en gennemsnitspris på 349 kr./MWh for en CO₂-omkostning på 150 kr./ton. CO₂-omkostningen forudsættes at påvirke el-prisen med 60 kr./MWh, som holdes konstant, mens den øvrige del er forudsat at have samme timefordeling som Nord Pool prisen i 2005, jf. tabel 3.4.

Tabel 3.4: Nord Pool el-marked ved CO₂-pris 150 kr./ton

DKK/MWh	Vægtning	CO ₂ -påvirkning (konstant)	Variabel Nord Pool (Timevariation 2005)	Total gennemsnitspris
Vådår	3	60	170	230
Normalår	3	60	315	374
Tørtår	1	60	572	632
7 års gns.		60	289	349

I tilfældet, hvor der regnes med en CO₂-handelspris på 300 kr./ton., forventes elprisen at blive påvirket med yderligere 60 kr./MWh, og priserne bliver som vist i tabel 3.5.

Tabel 3.5: Nord Pool el-marked ved CO₂-pris 300 kr./ton

DKK/MWh	Vægtning	CO ₂ -påvirkning (konstant)	Variabel Nord Pool (Timevariation 2005)	Total gennemsnitspris
Vådår	3	120	170	290
Normalår	3	120	315	435
Tørår	1	120	572	692
7 års gns.		120	289	409

I EnergyPLAN beregningen optimerer de enkelte grupper af anlæg deres selskabsøkonomiske indtjening ud fra de marginale produktionsomkostninger inklusiv afgifter, som er angivet i Energistyrelsens notat fra juni 2006 om forudsætninger for samfundsøkonomiske analyser på energiområdet (Energistyrelsen, 2006a). Afgifterne svarer til de nuværende, idet der for el-patroner og varmepumper i decentrale kraftvarmeverker er regnet med en afgift på 45 kr./GJ produceret varme svarende til 162 kr./MWh el for el-patronen og 567 kr./MWh el for en varmepumpe med en effektfaktor på 3,5. For kraftvarmeverker regnes med, at ca. 40% af brændslet er afgiftsbelagt. Afgifterne anvendes alene, når det bestemmes, hvad den enkelte aktør byder ind med på markedet. Afgifterne medtages ikke i den samfundsøkonomiske opgørelse.

I forhold til Energistyrelsens ”Vejledning i samfundsøkonomiske analyser på energiområdet” adskiller de her beskrevne forudsætninger sig ved valget af en lavere rente og ved udeladelsen af tab og gevinster ved skatteforvriddning (Energistyrelsen, 2005b). Der er endvidere ikke inkluderet miljø- og sundhedsmkostninger ved diverse udledninger i referencen og IDAs Energiplan 2030 i de samfundsøkonomiske sammenligninger.

Energistyrelsens vejledning anbefaler en realrente (rente minus inflation) på 6% p.a. Med en sådan rente vil alt, hvad der ligger 15-20 år ude i tiden, indgå i beregningen med en værdi tæt på nul. En så høj rente er således meget problematisk at anvende over for investeringer i en ændret infrastruktur med en levetid på op til 50 og 100 år. Derfor er det valgt her at anvende renten 3% med en følsomhedsberegning på 6%. Et valg, der synes mere rimeligt end Energistyrelsens anbefaling ud fra følgende betragtninger.

Ved de sidste 10 års gennemsnitlige inflation på ca. 2.% p.a., svarer Energistyrelsens realrente til en markedsrente på 8 %, og den realrente, der anvendes her, til en markedsrente på 5% p.a. for fastforrentede lån. Energistyrelsen begrundes anbefalingen af realrenten på 6% med, at den afspejler det mistede alternative afkast, som de investerede ressourcer antages at kunne indbringe ved investering i andre projekter. Når der her anvendes en realrente på 3% p.a. og ikke en realrente på 6%, som Energistyrelsen anbefaler, er det med følgende begrundelser:

- Der er ingen dokumentation for, at disse alternative projekter findes, som kan give et årligt realrenteafkast på 6%, eller for, hvilken type projekter der er tale om.
- Selv i de tilfælde, hvor alternativer i form af almindelige erhvervsinvesteringer skulle kunne give et realrenteafkast på 6% p.a., vil afkastet af disse være en funktion af en tilstedeværende og langtidsholdbar infrastruktur, herunder energiinfrastrukturen. Det betyder, at der ikke er uafhængighed mellem de ”alternative” projekter og investeringer i en langtidsholdbar energiinfrastruktur. Den fejl, der begås ved at forlange lige så højt et afkast af den energimæssige infrastruktur, som af almindelige erhvervsinvesteringer,

svarer til at ville investere i tog i stedet for skinner, selvom afkastet på toginvesteringen er afhængig af et velfungerende skinnesystem.

- Det er muligt for private at få 30-årige lån med en fast rente efter skat på 4.4% p.a. Det svarer ved en inflation på 2% p.a. til en realrente på 2.4 % p.a. Privatforbrug i form af køkkener, badeværelser og firehjulstrækkere kan altså finansieres med en realrente på 2.4% p.a. Derfor argumenteres der her for, at det også vil være rimeligt i energiplanlægningen at anvende en realrente, der ikke er meget højere.
- Lån med kommunal garanti og en løbetid på 25 år kan gennem Kommunekredit fås til en fast rente på ca. 4.2% før inflation og dermed en realrente på ca. 2.2% ved en gennemsnitlig inflation på 2% p.a. Kommuner vil derfor til forbedring af isoleringsstandarden i kommunale bygninger, til installation af vedvarende energianlæg m.v. kunne låne penge i Kommunekredit til en realrente på 2.2% p.a. Også dette taler for, at anvendelsen af en realrente på 3% i energiplanlægningen er mere rimelig end 6%.
- Opgørelser af miljø- og sundhedsomkostninger ved eksempelvis CO₂-emissioner anvender almindeligvis en realrente på mellem 1% og 3% p.a. Det gælder for eksempel opgørelserne i ExterneE-projektet.(Europa-Kommissionen, 2002). Idet opgørelsen af de samfundsøkonomiske omkostninger ved diverse udledninger er beregnet med en realrente på 1-3%, kan disse omkostningsopgørelser ikke anvendes ved en rente på 6%, hvilket påpeger et metodisk problem i forhold til at anvende 6% i realrente. Derfor vil en realrente på højst 3% være i overensstemmelse med den rente, der anvendes, når den samfundsøkonomiske omkostning CO₂-emission udregnes i IPPC og ExterneE sammenhæng. Som nævnt er der ikke medtaget miljø- og sundhedsomkostninger i den samfundsøkonomiske beregning her.

I Energistyrelsens vejledning anbefales det desuden, at man indregner værdien af et såkaldt skatteforvridningstab, idet man ændrer eller forstyrrer det ideelle marked. Dette er ikke medtaget her, idet energiplanen generelt ikke medfører en øget beskatning, men en skatteomlægning. Derfor vil der heller ikke være tale om skatteforvridningstab i forbindelse med eventuelle skattereformer som følge af implementeringen af IDAs Energiplan 2030. Tværtimod vil der i flere tilfælde kunne argumenteres for en forbedring af beskatningen mod en mere ideel markedstilstand, idet eksempelvis eksterne miljøomkostninger, som virksomheder og private hidtil ikke har betalt for, kommer ind i markedspriserne. Det kan for eksempel gælde, ved at CO₂-beskatte flytrafikkens brændselsforbrug og CO₂-emission, eller hvis CO₂-emissionen i Nordsøen og skibstrafikkens CO₂-emission også beskattes. Ved at lade forureneren betale for forureningsomkostningerne fjernes den markedsfejl, der ligger i, at disse faktiske omkostninger for tiden ikke indgår i markedsprisen.

Man vil også kunne sige, at en ændring af vægtafgiften og forsikringerne på biler til kilometerafgifter vil repræsentere en beskatning og forsikringspræmie, der er i bedre overensstemmelse med de omkostninger, bilerne påfører samfundet. Som det er i dag, betaler man lige så høj en vægtafgift for en bil, der det meste af tiden står i garagen, og f.eks. kun kører 5.000 km om året, som for en bil, der kører 40.000 km om året. En skatteomlægning, hvor forurenerne i højere grad betaler for forureningen, og hvor bilskatte knyttes til antal kørte kilometer på vejene i stedet for ophold i garagen, vil virke adfærdsregulerende og samtidig forbedre de økonomiske allokeringsmekanismer. Denne forbedring af de økonomiske allokeringsmekanismer er til fordel for energiplanen, men er ikke forsøgt indregnet i de økonomiske regnestykker.

4 Referenceenergisystemet - Energistyrelsens basisscenario for 2030

Som reference er valgt Energistyrelsens basisscenario, som er en "Business as usual" fremskrivning af energiproduktion og -forbrug fra "Energistrategi 2025" frem til 2030. Energisparehandlingsplanen i "Handlingsplan for en fornyet energispareindsats – Energibesparelser og marked" er ikke med i denne fremskrivning. Dette skyldes, at IDAs Energiplan 2030 indeholder en række besparelses- og effektiviseringstiltag, som er vurderet med udgangspunkt i den nuværende situation, og som derfor mest hensigtsmæssigt lader sig vurdere i forhold til "Business as usual" referencen. Ved at anvende denne som reference og udelade energisparehandlingsplanen sikres det, at den samme besparelse ikke gennemføres to gange. Mange af energiplanens delmål er således udtrykt i procent af produktion eller forbrug i forhold til referencen for 2030.

For at kunne gennemføre sammenlignende beregninger er dette referencescenario indledningsvist gennemregnet på EnergyPLAN-modellen, hvor det har været muligt at rekonstruere Energistyrelsens beregninger, under de nedenfor beskrevne forudsætninger.

Generelt er der god overensstemmelse mellem Energistyrelsens analyser og analyserne på EnergyPLAN-modellen. For samme nettoeksport af el kommer de to modeller frem til samme brændselsforbrug og energiomsætning.

4.1 Tekniske forudsætninger

Der er taget udgangspunkt i Energistyrelsens tekniske beskrivelse af energisystemet for beregningerne af scenarier i "Energistrategi 2025". I *appendiks I* er der redegjort for konverteringen fra Energistyrelsens basisfremskrivninger til EnergyPLAN-modellen for årene 2004, 2020 samt 2030. Der er regnet med en teknisk begrænsning på eksport på 2.500 MW både i referencen for 2030 og for IDA 2030. Overførselskapaciteten er reelt højere, men der er begrænsninger i det omkringliggende net, således at udvekslingen fra Jylland og nordpå maksimalt kan være 800 MW. I udvekslingen mellem Sjælland og Sverige, er det antaget at hele kapaciteten på 1.700 MW kan anvendes. I beregningen er det forudsat, at Danmark har et sammenhængende el-transmissionsnet, dvs. at der ikke er nogen lokale flaskehalse og at Storebæltsforbindelsen er etableret. Ligesom i Energistyrelsens beregninger indgår Tysklandsforbindelsen ikke i eksportkapaciteten i beregningerne, idet der ikke er et fungerende marked. Samme forudsætninger om udlandsforbindelse er anvendt ved beregningerne af energiplanen. Afslutningsvist er der dog foretaget en følsomhedsvurdering med en transmissionsforbindelse på 5.000 MW, hvilket kun har marginal betydning for resultaterne.

I analyserne er der fokus på ubalancer i elforsyningen repræsenteret ved begrebet eloverløb. Ved eloverløb forstås en ubalance mellem forbrug og produktion, hvor Danmark er tvunget til at eksportere, samt hvor kapaciteten i transmissionsnettet er til stede og nabolandene kan aftage strømmen. Kritisk eloverløb er den del af eloverløbet, der overstiger transmissionskapaciteten. Kritisk eloverløb fjernes i energisystemanalyserne her ved at nedregulere kraftvarmeproduktionen og erstatte med kedelproduktion samt, som den sidste mulighed, at stoppe for en del af vindkraftproduktionen.

I Energistyrelsens beregninger er den termiske kapacitet ca. 9.000 MW og vindmøllekapaciteten er ca. 3.100 MW i 2004. Heraf er ca. 325 MW offshore møller. I referencen udbyg-

ges denne kapacitet med ca. 2.600 MW termiske anlæg og ca. 2.400 MW offshore. I beregningerne i EnergyPLAN er den installerede aktive kraftværkskapacitet sat til 9.350 MW. I Energistyrelsens basisscenario er kraftværkskapaciteten ca. 20% større. Denne effekt forudsættes at indgå som teknisk reserve i såvel reference som i energiplanen og er ikke medtaget i analyserne.

4.2 Samfundsøkonomiske forudsætninger for handel med el

Energisystemet i Energistyrelsens basisscenario for 2030 er rekonstrueret på EnergyPLAN-modellen med udgangspunkt i brændselspriser angivet i Energistyrelsens notat fra juni 2006 "Forudsætninger for samfundsøkonomiske analyser på energiområdet" (Energistyrelsen, 2006a) og som beskrevet i kapitel 3. Her forudsættes en CO₂-pris på 150 kr./ton og en gennemsnitlig Nord Pool systempris på 349 kr/MWh. I beregningerne er en typisk Nord Pool prisvariation over et år justeret til, så det passer med den angivne gennemsnitspris, ligesom der er regnet med en vis priselasticitet jf. beskrivelserne i udgivelsen "Lokale Energimarkeder" (Lund et. al., 2004).

4.3 Resultat af rekonstruktionen af referencen for 2030

Under ovennævnte forudsætning er referencen i form af Energistyrelsens basisscenario for 2030 rekonstrueret, som vist i tabel 4.1. Referencen er gennemregnet såvel i en version med el-handel som i en version uden el-handel. Den første version er anvendt i de økonomiske konsekvensanalyser samt i vurderingen af værdien af at handle på Nord Pool, se kapitel 8. Den anden version er anvendt som udgangspunkt for de tekniske analyser i kapitel 6 og 7. Dels sikres det herved, at der etableres et energisystem, hvor den indenlandske forsyningssikkerhed er intakt, dels sikres det, at man ikke er tvungen til el-handel på tidspunkter hvor prisen på markedet ikke er gunstig.

Første kolonne viser Energistyrelsens egne data for basisscenariet. Næste kolonne viser EnergyPLAN-beregningen, hvor der er regnet med samme nettohandel på el-markedet som hos Energistyrelsen. Som det ses, er det muligt at rekonstruere Energistyrelsens beregning med el-handel under forudsætning af, at netto el-eksporten er den samme. Denne rekonstruktion forudsætter imidlertid andre brændselspriser end angivet af Energistyrelsen. Under identiske økonomiske forudsætninger er der en difference i nettoeksporten af el mellem de to modeller. Forskellen er imidlertid ikke afgørende, og vurderes ikke at have betydning for de efterfølgende analyser, hvor referencen for 2030 og IDA 2030 vurderes på samme grundlag og med samme model og metode, jf. analyserne af el-handel i afsnit 8.3. Der er også gennemført en beregning af referencen med Energistyrelsens anno 2030 prisforventninger og en fuld vurdering i henholdsvis normalår, tørår og vådår. I denne vurdering bliver den gennemsnitlige netto el-eksport i referencen i beregningerne med EnergyPLAN-modellen i en 7 års cyklus ca. 9 TWh/år.

De to sidste kolonner viser EnergyPLAN beregninger, hvor der regnes UDEN handel på el-markedet andet end tvungen handel pga. eloverløb. I den første version i kolonne tre prioriterer kraftvarmeværkerne deres produktion udelukkende efter varmebehovet (treledstariffen), mens de i den anden version i kolonne fire regulerer efter el-behovet (svarende til at de decentrale kraftvarmeværker er på el-markedet). Begge versioner er her medtaget for at illustrere, at man godt kan nedbringe eloverløbet ved at erstatte kraftvarmeproduktion med kedelproduktion, men at det går ud over brændselseffektiviteten i det samlede

system. Man må altså vælge mellem enten en dårligere udnyttelse af kraftvarmen eller et højere eloverløb.

Tabel 4.1: Rekonstruktion af referencen for 2030 på EnergyPLAN-modellen.

	Energistyrelsens basisscenario 2030	EnergyPLAN beregninger		
		MED samme el-handel	UDEN el-handel I	UDEN el-handel II
<i>Input:</i>				
Elforbrug	49,0 TWh/år	49,0 TWh/år	49,0 TWh/år	49,0 TWh/år
Fjernvarmeforbrug	39,2 TWh/år	39,2 TWh/år	39,2 TWh/år	39,2 TWh/år
Individuel opvarmning	23,1 TWh/år	23,1 TWh/år	23,1 TWh/år	23,1 TWh/år
Industri inkl. service & raff.	53,6 TWh/år	53,7 TWh/år	53,7 TWh/år	53,7 TWh/år
Transport (inkl. fly og skib)	69,2 TWh/år	69,2 TWh/år	69,2 TWh/år	69,2 TWh/år
Nordsø, tab, mv.	22,7 TWh/år	22,7 TWh/år	22,7 TWh/år	22,7 TWh/år
Gns. eff. dec. k/v (el/varme)	41% / 50%	41% / 50%	41% / 50%	41% / 50%
Gns. eff. cen. k/v (el/varme)	41% / 50%	41% / 50%	41% / 50%	41% / 50%
Gns. eff. kondensværker	52%	52%	52%	52%
<i>Primær energiforbrug</i>				
Vind, bølger, sol, vandkraft	14,9 TWh/år	14,9 TWh/år	14,9 TWh/år	14,9 TWh/år
Solvarme	0,1 TWh/år	0,0 TWh/år	0,0 TWh/år	0,0 TWh/år
Kul	20,4 TWh/år	20,4 TWh/år	18,1 TWh/år	17,1 TWh/år
Olie	112,0 TWh/år	111,4 TWh/år	111,3 TWh/år	112,7 TWh/år
Naturgas	95,4 TWh/år	95,4 TWh/år	91,7 TWh/år	88,7 TWh/år
Biomasse	<u>36,4 TWh/år</u>	<u>36,4 TWh/år</u>	<u>36,4 TWh/år</u>	<u>36,4 TWh/år</u>
Total, inkl. el-eksport	279,2 TWh/år	278,5 TWh/år	272,3 TWh/år	269,8 TWh/år
<i>Nøgletal</i>				
Nettoeksport (eloverløb)	5,7 TWh/år	5,7 TWh/år	2,5 TWh/år	0,2 TWh/år
Total korrigeret for el-eksport	269,7 TWh/år	267,5 TWh/år	267,6 TWh/år	269,5 TWh/år
Kondens-el i % af el-behov	28 %	31 %	24 %	24 %
Kedler i % af fjernvarme-behov	27 %	25 %	29 %	37 %
	56,03 Mt/år	55,1 Mt/år	54,5 Mt/år	54,0 Mt/år
CO ₂ -emission	52,31 Mt/år	53,3 Mt/år	53,3 Mt/år	53,9 Mt/år
Korrigeret CO ₂ -emission				

5 Delmål i Ingeniørforeningens Energiplan 2030

IDA Energiårets overordnede målsætninger er:

- at Danmarks selvforsyning med energi opretholdes,
- at CO₂-udslippet halveres inden 2030 i forhold til 1990, og
- at energisektorens eksport firedobles og at antallet af arbejdspladser i sektoren er fordoblet i 2030.

Under disse overordnede målsætninger er der inden for IDA Energiårets temagrupper udviklet en række delmål. I det følgende redegøres for, hvordan disse delmål konkret er implementeret vha. enkelttiltag i energisystemanalyserne. De enkelte tiltag kan karakteriseres som delelementer, der hver især bidrager til opfyldelse af de overordnede målsætninger for IDA Energiår i den samlede energiplan. I dette kapitel følger underafsnittene som udgangspunkt opdelingen i temagrupper. Der er dog enkelte undtagelser herfor. Der er som udgangspunkt kun beskrevet de enkelttiltag, der vedrører delmålene inden for pågældende tema. Dette har dog ikke været muligt i alle tilfælde, hvorfor der under nogle underafsnit er behandlet enkelttiltag for delmål fra flere af temagrupperne.

Mange af delmålene er fremkommet og fastlagt efter en iterativ proces, under hensyntagen til integrationen i energisystemet som helhed, de teknologiske muligheder, samfundsøkonomiske vurderinger, erhvervsudviklingsmuligheder m.fl.

Generelt er omkostninger til produktionsanlæg opgjort med udgangspunkt i omkostninger år 2020-30 fra Teknologikataloget for el- og varmeproducerende anlæg (Energistyrelsen et. al, 2005a), som også er anvendt af Energistyrelsen i ”Energistrategi 2025”. Energiplanen omfatter imidlertid en række besparelsetiltag mv., som ikke er beskrevet i Teknologikataloget. Disse er derfor opgjort særskilt, som omtalt i de enkelte underafsnit.

Det generelle princip er, at energisystemet i energiplanen tænkes gennemført over en periode frem til 2030 ved løbende at erstatte udtjente anlæg ved udløbet af deres levetid. Som udgangspunkt er omkostningerne ved gennemførelse af energiplanen således opgjort som ekstraomkostningerne ved at etablere bedre anlæg end referencens, i takt med at gamle anlæg under alle omstændigheder skulle udskiftes.

Hvert underafsnit indledes med en liste over delmål inden for temaet, hvorefter implementeringen af hvert delmål i EnergyPLAN-modellen beskrives systematisk. Enkelttiltagene er alle oplistet i *appendiks III*. De enkelte tiltag i IDAs Energiplan 2030, som beskrives her, danner grundlaget for det samlede energisystem i energiplanen beskrevet i kapitel 6.

5.1 Bygninger og solvarme

Delmål

- Reduktionen i bygningernes varmebehov svarende til en 50 % reduktion af energiforbruget til rumopvarmning i referencen for 2030.
- 15% solvarmedækning af nettovarmebehovet i referencen for 2030.
- 50% reduktion af elforbruget i husholdninger i referencen for 2030.

Enkelttiltagene inden for bygninger og solvarme i energisystemanalyserne er opdelt på elbesparelser samt rumvarmebesparelser og solvarme dels i fjernvarmeområderne og dels udenfor. Varmebesparelserne er her implementeret som en 50% reduktion af rumvarmebehovet, men vil i praksis også omfatte en vis reduktion i brugsvandsbehov som følge af bedre isolering af rør og bedre varmevekslere.

Elbesparelser

Husholdningernes elforbrug på 46,96 PJ reduceres med 50% svarende til en reduktion fra 13,05 TWh/år til 6,52 TWh/år. Elbesparelserne i den del af bygningsmassen, som industrien udgør, herunder servicevirksomheder og kontorer mv., er opgjort under afsnit 5.2.

Der foreligger en række opgørelser af de tekniske elsparepotentialer, der viser, at forbruget kan reduceres med 50% vha. relativt enkle forbedringer i husstandenes el-apparater, og at det kan gøres med en selskabsøkonomisk gevinst til følge. Ifølge Elsparefonden vil investeringen i den nuværende situation typisk have en selskabsøkonomisk tilbagebetalingstid på op til 4 år ved en elpris på 1,75 kr./kWh. Tilbagebetalingstiden på 4 år er udregnet som tilbagebetalingstiden på merinvesteringen for et elbesparende apparat. Investeringssomkostningerne bliver således 7 mia.kr. for en nedbringelse af elforbruget med 1 TWh/år. Den gennemsnitlige tekniske levetid af investeringen er i samråd med Elsparefonden sat til 10 år og den marginale ekstra driftsomkostning til nul kr. Fordeles investeringen over levetiden, skal der således investeres 0,7 mia.kr. om året for at elforbruget kan reduceres med 1 TWh/år.

Hvis de energieffektive teknologier bliver markedsdominerende, vil meromkostningen medføre, at disse tiltag bevæger sig fra et begrænset marked (nicheprodukter) til at være helt markedsdominerende. I en sådan situation vil meromkostningerne selvsagt være betydeligt lavere som følge af stordriftsfordele i produktion og salg. En nyligt udkommet rapport fra OECD peger på, at når el-besparende apparater først bliver markedsdominerende, reduceres ekstraomkostningen væsentligt, og der er en tendens til, at den tangerer nul kr. (OECD/IEA, 2006). Dette betyder, at den kalkulerede meromkostning reduceres som følge af storproduktion, og at markeds- og konkurrenceforhold i nogle tilfælde vil eliminere den forventede meromkostning i produkternes prisfastsættelse på markedet. På denne baggrund er den samfundsøkonomiske ekstra investeringsomkostning i scenariet, hvor den energieffektive teknologi dominerer markedet, i samråd med Elsparefonden derfor skønnet til 3,5 mia.kr. eller 0,35 mia.kr./år for hver sparet TWh/år.

I den samfundsøkonomiske analyse indgår værdien af sparet kraftværkskapacitet, som er opgjort til 1.250 MW.

Varmebehov i fjernvarmeområder

Varmebesparelserne i fjernvarmeområderne er gennemregnet i to udgaver. I den ene er referencens fjernvarmebehov på 39,18 TWh reduceret med 30% til 27,43 TWh, idet bygningernes rumvarmebehov forudsættes reduceret med 50%, og der er forudsat en fordeling med 60% rumvarme, 20% brugsvand og 20% nettab. Som følge af besparelserne ændres den relative fordeling af varmebehovet time for time, hvilket er indregnet i de distributioner, der indgår i beregningerne i EnergyPLAN. I den anden version er referencens fjernvarmebehov reduceret med 15% svarende til en 25% reduktion i rumvarmebehovet.

Omkostningerne ved energieffektiviseringer i bygninger er fremkommet vha. en opgørelse fra 2005 over de omkostninger, der er forbundet med at renovere boliger.

Ved implementeringen af energiplanen i EnergyPLAN indgår omkostningerne til effektiviseringer af hele bygningsmassen. For den del af bygningsmassen, der er industri og service, hvor der ikke er fjernvarme, indgår brændselsforbruget under temaet industri og proces.

I samråd med Henrik Tommerup og Svend Svendsen er omkostningerne til en nedbringelse af boligernes rumvarmebehov med 50% fastsat til 3.000 kr. i investering pr. reduceret GJ/år. Levetiden er vurderet til at være 50 år i gennemsnit. Undersøgelser viser, at det koster 155 mia. kr. i merinvesteringer for boliger at opnå 42% besparelse i energibehovet, inkl. merinvesteringer ved nybyggeri. Dette svarer til, at de eksisterende boliger opnår det samme energiforbrug som nye boliger bygget i henhold til Bygningsreglement 1995 - BR95 (Tommerup og Svendsen, 2006). Energibehovet i boliger reduceres med, hvad der svarer til 51 PJ/år, eller ca. 42% ud af 122 PJ/år til boliger. Dette svarer til ca. 3.000 kr./GJ energibesparelse, hvilket anvendes som udgangspunkt i beregningerne af omkostningerne forbundet med energibesparelser i IDAs Energiplan 2030. Disse omkostninger er fordelt på ca. 2.000 kr./GJ for de første 25% reduktion og ca. 4.000 kr./GJ for de efterfølgende 25%.

Nedbringelsen på 25% af rumvarmebehovet i fjernvarmeområderne kan principielt fremkomme på to forskellige måder. Enten ved at reducere alle boliger med 25% til en pris af 2.000 kr./GJ eller ved at reducere halvdelen af boligerne med 50% til en pris af 3.000 kr./GJ. For at markere, at målet er en 50% reduktion, men at det i det alternativ blot ikke er gennemført fuldt ud i 2030, er det valgt at regne på den "dyre" løsning. Dvs. vi forestiller os, at halvdelen af bygningerne i forbindelse med almindelig renovering foretager de ekstra-investeringer, der skal til for at nedbringe rumvarmebehovet med i gennemsnit 50% frem til år 2030, og at den anden halvdel foretager lignende investeringer i perioden efter 2030.

Gennemført alene giver begge varianter på henholdsvis 50% reduktion og 25% reduktion i rumvarmebehovet anledning til samfundsøkonomiske tab. Imidlertid viser beregningerne, at et sådant tab kan vendes til en samfundsøkonomisk gevinst, hvis fjernvarmecentralerne og fjernvarmenettene løbende tilpasses det ændrede varmebehov. Her er værdien af en sådan tilpasning medregnet i forhold til tre muligheder, nemlig:

- 1) reduceret kapacitet på spids- og reservelastkedler samt på kraftvarmeanheder,
- 2) løbende tilpasning af rørdimensioner i fjernvarmenettet, samt
- 3) marginale udvidelser af eksisterende fjernvarmeområder.

Disse tre forhold er medregnet på følgende måde. I samråd med Kurt Risager (Dansk fjernvarme) udregnes den installerede spids- og reservelastkapacitet på fjernvarmecentralerne som fjernvarmespidslasttimen ganget med en faktor 1,5. I tilfældet med 50% reduktion i rumvarmebehovet falder fjernvarmespidslasten fra 12.500 MW-th til 7.200 MW svarende til en reduktion i spidslastkedelkapacitetsbehovet på knap 8.000 MW-th. Der regnes med en anlægspris på 1 mio.kr./MW-th, en levetid på 20 år og årlige drifts- og vedligeholdelsesomkostninger (d&v) på 3% af anlægsprisen, idet der marginalt er tale om naturgas eller oliekedler. I alt spares der i størrelsesordenen 250 mio.kr./år. Der er også foretaget analyser af konsekvenserne af en marginal justering af kraftvarmeværkskapaciteten. Dette har kun en begrænset indflydelse på det samlede resultat, idet en reduceret kapacitet her også har konsekvenser for el-forsyningen samt mulighederne for at handle på el-markedet. Energisystemet er optimeret mht. handel på el-markedet, hvorved kraftvarmekapaciteten er reduceret med 750 MW.

Den løbende tilpasning af rørdimensioner tager udgangspunkt i at Anders Dyrelund, Rambøll vurderer, at skønsmæssigt 30% af det nuværende fjernvarmesystem skal udskiftes inden år 2030, og at der vil kunne spares i størrelsesordenen 10% på anlægsomkostningerne ved at udskifte med mindre rørdimensioner. Nyprisen af det samlede net er, i samråd med Kurt Risager, Dansk fjernvarme, vurderet til ca. 120 mia.kr. Denne værdi kan fremkomme såvel ved at gange antallet af tilslutninger (ca. 1,6 stk.) med en gennemsnitlig anlægspris på 60-80.000 kr. pr. tilslutning som ved at gange antallet af km rør (25.000 km) med en rørpris på 4.000 kr. plus tillæg for diverse. Under disse forudsætninger vil der kunne spares i størrelsesordenen 4 mia.kr. årligt ved en løbende tilpasning af rørdimensionerne. Hertil kommer, at der vil være et sparet nettab.

Den marginale udvidelse af det eksisterende fjernvarmeområde er baseret på følgende input fra Anders Dyrelund, Rambøll, og Kurt Risager, Dansk Fjernvarme: De nuværende fjernvarmeområder kan udvides med skønsmæssigt 10% ved blot at tilføje nye lokale ledninger, hvor lokale ledninger skal forstås som tilslutninger, der ikke kræver en udbygning i hovedledninger. Det bemærkes, at denne marginale udbygning i et vist omfang kan ske i dag, idet der i visse områder allerede i dag er ledig kapacitet i hovedledninger. Investeringen i denne marginale udvidelse vil være ca. 1.000-2.000 kr./MWh, og det marginale nettab vil være under 10%. Fjernvarmeudvidelsen skønnes at erstatte en kombination af 75% oliefyr, 15% elvarme, 5% biomasse og 5% naturgas.

Under disse forudsætninger kan ekstrainvesteringen i en udvidelse af eksisterende fjernvarmeområder på 3,13 TWh svarende til 10% udregnes til 3-6 mia.kr. Hertil kommer, at der vil være et mindre nettab.

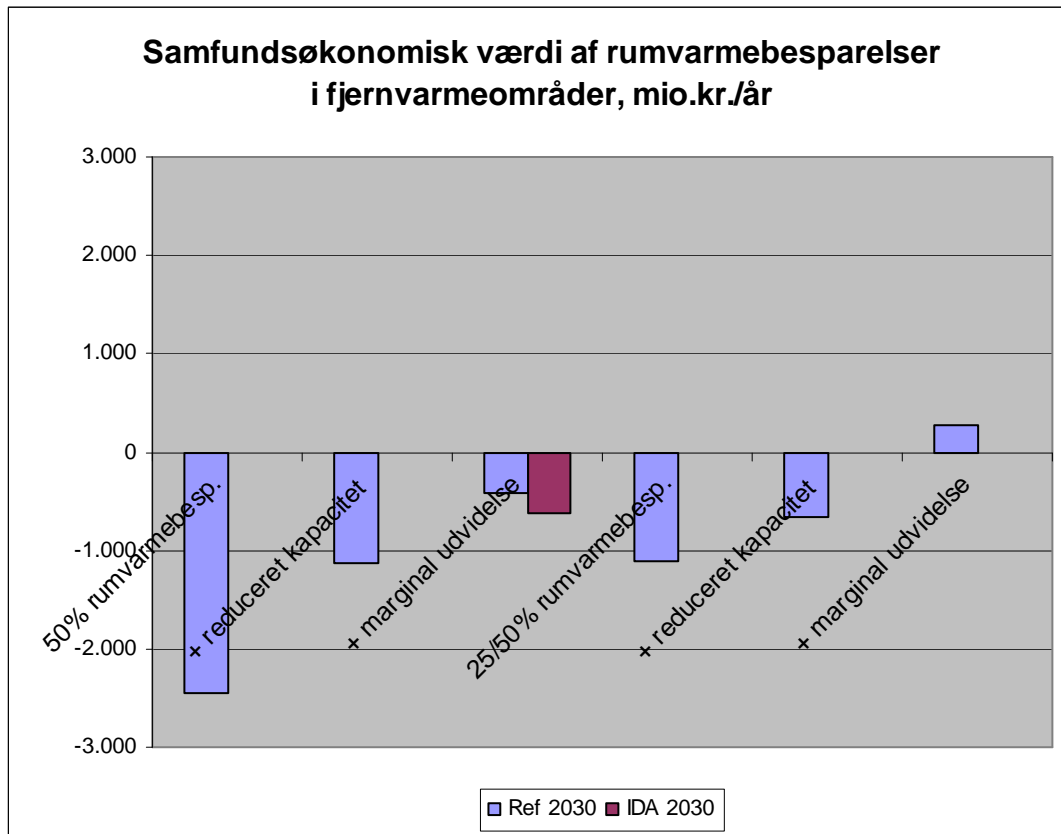
På den baggrund er det valgt at regne med, at besparelsen på mindskede rørdimensioner på ca. 4 mia.kr. modsvarer ekstraomkostningen på 3-6 mia.kr. til at øge fjernvarmeområdet. Det er vurderet, at det øgede nettab som følge af udvidelsen som minimum modsvares af de sparede nettab ved de ændrede rørdimensioner. Efter disse enkelttiltag bliver det samlede fjernvarmebehov som vist i tabel 5.1. Bemærk, at summen for både 25% og 50% reduktion i rumvarmebehovet indeholder en udvidelse med fjernvarmeforsyning med 10%, hvor bygningerne har reduceret rumvarmebehovet med 50%.

Tabel 5.1: Fjernvarmebehov efter implementering af enkelttiltag i IDAs Energiplan 2030.

TWh/år	Eksisterende fjernvarmeområder			Udvidelse i eksisterende områder		Sum inkl. 10% udvidelse i eksisterende områder	
	Reference 2030	25% reduktion	50% reduktion	+10%*)	50% reduktion	25%/50% reduktion	50% reduktion
Fjv. alene	2,26	1,92	1,58	0,18	0,11	2,03	1,69
Decentral k/v	14,29	12,14	10,00	1,14	0,71	12,85	10,71
Central k/v	22,63	19,24	15,84	1,81	1,13	20,37	16,97
Sum	39,18	33,30	27,42	3,13	1,95	35,25	29,37

*) udvidelse af fjernvarmeforbruget med 10%, ekskl. 20% nettab.

Der er foretaget en samfundsøkonomisk del-analyse af de nævnte tiltag, som vist i figur 5.2. Analysen er foretaget trinvist. I trin 1 er alene indregnet brændselsbesparelserne ved at reducere bygningernes rumvarmebehov. I trin 2 er herudover indregnet besparelsen ved reduceret spids- og reservelastkedler samt den reducerede kapacitet på kraftvarmeenhederne. Endelig, i trin 3, er indregnet en udvidelse af det eksisterende fjernvarmeområde med 10%, som beskrevet ovenfor.



Figur 5.2: Trinvis samfundsøkonomisk analyse af 50% og 25% rumvarmebesparelser i bygninger i fjernvarmeområder ved en oliepris på 68\$/tønne, en CO₂-pris på 150 kr./ton samt en gennemsnitlig Nord Pool pris på 349 kr./MWh. Den trinvis analyse er foretaget marginalt i forhold til referencen, og efter tilpasningerne af energisystemet marginalt i forhold til energiplanen.

I figur 5.2 er forløbet vist for såvel en reduktion på 50% som 25%, hvor der er i begge tilfælde er lavet udvidelser af fjernvarmeforsyningen på 10% med 50% reducerede rumvar-

mebehov. De samfundsøkonomiske konsekvenser vurderes marginalt i forhold til referencenergisystemet. Dvs. at besparelserne foretages som et enkelt tiltag, uden at der ændres på andre teknologier i referencen. Der er desuden foretaget en analyse af, hvilken samfundsøkonomisk konsekvens, der er forbundet med at tage tiltaget vedr. 50% reduktion og 10% udvidelse ud af energisystemet i energiplanen. Her er tabet større end i referencen, bl.a. fordi dette system har mere effektive kraftvarmeværker i form af store brændselsceller, og der således i udgangspunktet er tale om et mere brændselseffektivt energisystem i IDA 2030.

Som det ses, vil der selv med de relativt høje brændselspriser og en lav rente i udgangspunktet, som der er regnet med her, være tale om markante samfundsøkonomiske tab. Disse kan dog reduceres betydeligt ved at koordinere med en langsigtet strategi i forhold til de løbende investeringer i fjernvarmesystemerne. Herved kan de vendes til en samfundsøkonomisk gevinst ved at nøjes med en 25% reduktion i rumvarmebehovet.

På trods af det samfundsøkonomiske tab på ca. en halv mia. årligt, er det valgt at inkludere 50% reduktionsmålet i rumvarmeforbruget i fjernvarmeområder i IDAs Energiplan 2030 ud fra følgende betragtninger:

- Der er tale om et relativt beskedent tab, investeringens størrelse taget i betragtning. En reduktion af rumvarmebehovet på 50%, inkl. 10% udvidelse er opgjort til at koste i alt 140 mia.kr. og til at have en levetid på 50 år, svarende til en årlig investering på ca. 5,4 mia.kr. Her kan de sparede brændsler og det tilpassede fjernvarmesystem altså spare de 5 mia.kr. af denne investering.
- 50% reduktionsmålet medfører en samfundsøkonomisk gevinst for bygninger uden for fjernvarmeområder, og i forhold til virkemidler vil det være mest hensigtsmæssigt at have samme mål.
- 50% reduktionsmålet passer godt ind i det samlede system i IDAs Energiplan 2030, hvor tiltaget er med til at sikre en hensigtsmæssig balance mellem el-forbrug og varme-forbrug.

Solvarme i fjernvarmesystemer

Der er regnet med følgende større solvarmeanlæg i kollektive forsyningssystemer:

- 5 % solvarme i 50% af de centrale kraftvarmeområder. Dette svarer til 2,5% af 16,97 TWh eller 0,42 TWh, som ifølge modelberegningerne kan integreres i kraftvarmesystemet uden ekstra varmelagre.
- 25% solvarmedækning i 50% af de decentrale kraftvarmeområder. Dette svarer til 1,53 TWh, hvilket ifølge modelberegningerne kan integreres i systemerne med et varmelager under 10 GWh. Dette er mindre end de nuværende lagre, der typisk ligger på omkring en dags gennemsnitsfjernvarmebehov i 2006 svarende til ca. 1,5 dag i 2030 efter besparelser. I de 50% decentrale kraftvarmeområder, som planlægges tilføjjet solvarme, er der pt. 20 GWh varmelagre.
- 50% dækning i 90% af fjernvarmeområder uden kraftvarme. Dette svarer til 0,76 TWh. Der regnes med et lager svarende til 10 dages gennemsnitlig fjernvarmeproduktion lig 40 GWh. Denne lagerkapacitet tænkes opført som dam-lagre, hvorfor der er indregnet et lagertab på 0,01% i timen. Herved kan 0,73 TWh svarende til 96% af produktionen nyttiggøres.

I fjernvarmeområderne bliver den samlede solvarmeproduktion på 2,68 TWh/år svarende til knap 9% af det samlede fjernvarmeforbrug, inkl. nettab.

Omkostningen er i samråd med Per Alex Sørensen, PlanEnergi s/i, sat til følgende: for solvarme i fjernvarmeområder 1.500 kr./m² for 500 KWh/m², hvilket svarer til 2 kr./MWh i drift. For varmelagre i fjernvarmeområder er omkostningerne 18 mio.kr. for 30.000 m³, svarende til 1,6 GWh. For et dam-varmelager er omkostningen 250 kr./m³ for anlæg over 100.000 m².

Varmebehov uden for fjernvarmeområder

Der tages udgangspunkt i brændselsforbruget på 23,07 TWh i husholdninger uden for fjernvarmeområder i den anvendte reference for år 2030. Der skelnes ikke mellem parcelhuse og kontorbygninger. Bygningerne renoveres, så rumvarmebehovet reduceres med 50%, men vil i praksis også omfatte en mindre reduktion i brugsvandsbehovet som følge af bedre isolering af rør og bedre varmevekslere. Der er regnet med, at brugsvand i referencen udgør 25%, hvorved det samlede brændselsforbrug reduceres med 37,5% til 14,41 TWh. Ligesom i fjernvarmeområder ændres også her den relative fordeling af varmebehovet time for time, hvilket er indregnet i de distributioner, der indgår i beregningerne i EnergyPLAN. Af tabel 5.3 fremgår brændselsforbruget i referencen, samt de ændrede brændselsforbrug som følge af kedelvirkningsgraderne og det reducerede rumvarmebehov.

Tabel 5.3: Brændselsforbrug i husstande uden for fjernvarmeområder efter besparelser

TWh/år	Brændselsforbrug i ref 2030	Nyttevirkning på kedel	Nettovarmebehov	Nettovarmebehov efter besparelser	Brændselsforbrug efter besparelser
Kul *)	0,01	80	-	-	-
Olie	6,72	85	5,71	3,57	4,20
Naturgas	9,05	90	8,15	5,09	5,66
Biomasse	7,29	80	5,83	3,64	4,55
Sum	23,07		19,69	12,30	14,41

*) Kul er indregnet under olie ved gennemførslen af besparelser

I tabel 5.4 er der herefter fratrukket de husstande, der er omlagt til fjernvarme, jf. beskrivelsen ovenfor. Som det fremgår af tabellen er endnu 10% desuden overgået til nye fjernvarmeområder, hvilket beskrives nærmere i afsnit 5.5.

Tabel 5.4: Brændselsforbrug i husstande uden for fjernvarmeområder efter fjernvarmekonverteringer

TWh/år	Nettovarmebehov efter besparelser	Overgår til fjv. i eks. områder	Overgår til nyt fjernvarmeomr.	Nettovarmebehov, inkl. elvarme	Nettovarmebehov excl. elvarme *)	Brændselsforbrug efter besparelser
Elvarme *)	-	0,29	-	-0,29	-	-
Olie	3,57	1,46	-	2,10	2,10	2,47
Naturgas	5,09	0,10	1,23	3,76	3,76	4,18
Biomasse	3,64	0,10	-	3,54	3,54	4,43
Sum	12,30	1,95	1,23		9,40	11,08

*) Elvarme er indeholdt i det samlede el-forbrug, og fratrækkes her i implementeringen i modellen.

Solvarme uden for fjernvarmeområder

Der anlægges integrerede solvarmeanlæg på 90% af bygningerne, fordelt nogenlunde fifty/fifty mellem brugsvandanlæg (som dimensioneres, så de dækker 20% af det samlede behov) og brugsvand/rumvarmeanlæg (som dimensioneres, så de dækker 40% af det samlede behov). Desuden planlægges 10% af nettovarmebehovet uden for fjernvarmeområdet svarende til 1,23 TWh omlagt til naturgasfyrede mikro-brændselscelle-kraftvarmeanlæg, og yderligere 10% omlægges til fjernvarme med decentral kraftvarme. Konkret er der derfor regnet med brugsvandanlæg til 90% af biomassekedlerne samt brugsvandanlæg i den del af naturgasfyrene, der erstattes af brændselsceller. Der regnes med kombinerede brugsvand/rumvarmeanlæg til 90% af oliekedlerne og de resterende naturgasfyr. Herefter bliver der tale om en solvarmeproduktion og et resulterende brændselsforbrug, som vist i tabel 5.5.

Tabel 5.5: Brændselsforbrug i husstande uden for fjernvarmeområder efter installering af individuelle solvarmeanlæg

TWh/år	Nettovarmebehov efter besparelser	Solvarme brugsvand 20% af 90%	Solvarme rumvarme 40% af 90%	Forøget nyttevirkning i kedler i % *)	Resulterende Brændselsforbrug
Olie	2,10	-	0,76	87	1,54
Naturgas (kedler)	2,53	-	0,91	92	1,76
Naturgas (mikro)10%	1,23	0,22	-	45-el/45-th	2,24
Biomasse	3,54	0,64	-	82	3,54
Sum	9,40	0,86	1,67		9,08

*) Nytttevirkningen forøges pga. et mindre tomgangstab om sommeren som følge af den installerede solvarme

Ifølge EnergyPLAN modelberegningerne vil solvarmen fra brugsvandsanlæggene kunne opbevares med et varmelager i størrelsesordenen 0,3 dages gennemsnitsvarmebehov. For et hus med et varmebehov på 15.000 kWh svarer det således til et lager på 12 kWh eller ca. 200 liter. For rumvarme/brugsvandanlæg vil solvarmen kunne opbevares med et varmelager i størrelsesordenen 20 dages gennemsnitsvarmebehov. For et hus med et varmebehov på 15.000 kWh svarer det således til et lager på 800 kWh eller ca. 15 m³.

Solvarmeanlæg vil reducere tomgangstabet på kedler om sommeren. Der er regnet med et tab på 300 kWh/år pr. kedel svarende til 2-3% af nettovarmebehovet for en bolig med et varmebehov på 10-15.000 kWh/år. Dette er i EnergyPLAN modelberegningerne indregnet ved at øge nyttevirkningerne på kedlerne med 2% point til henholdsvis 82, 87 og 92% for biomasse, olie og naturgas. Herved bliver de resulterende brændselsforbrug yderligere mindsket.

Med hensyn til omkostningerne til integreret individuel solvarme er der taget udgangspunkt i prisen for et nyt anlæg på 10 m² og en 500 liters lagerbeholder inkl. installation og montering. Monteret på et eksisterende hus anno 2006 vil et sådant anlæg kunne producere 5 MWh/år og vil ifølge solvarmefabrikanten Arcon koste i alt 45.000 kr. fordelt på 30.000 for solfanger inkl. montering og 15.000 kr. for lager inkl. varmeveksler og tilkobling. Udskifter man alligevel kedlen (som følge af forudsætningen om løbende udskiftning i perioden frem til år 2030), reduceres den nuværende pris til 35.000 kr. og med indregning af skalafordel med et marked i den skitserede størrelse vil prisen ifølge Arcon kunne forventes at være 25.000 kr. i perioden 2015-2030. Drifts- og vedligeholdelsesomkostninger er sat til 1% svarende til en ekstraomkostning på 250 kr./år for solvarmeanlægget. Levetiden for et anlæg er regnet til 20 år. Alle priser er ekskl. moms.

Dansk Solvarmeforening har vurderet denne forventede pris i forhold til de prisreduktioner, der er opnået i perioden 1986 til 2006. Sammenligningen indikerer, at Arcons forventninger er realistiske.

I alt dækker solvarmen i områder både i og uden for fjernvarmeområder således henholdsvis 2,53 TWh og 2,68 TWh svarende til i alt 5,2 TWh/år af et samlet nettovarmebehov på 31,5 TWh/år svarende til 16-17%.

5.2 Industri og erhverv

Delmål

- 40 % reduktion i brændselsforbruget i referencen for 2030
- 30 % reduktion i elforbruget i referencen for 2030
- 20 % større el-produktion fra industriel kraftvarme i referencen for 2030
- 79 PJ omlægning til biobrændsler i referencen for 2030

Brændselsforbruget i referencen reduceres med 40% i industri og erhverv inkl. raffinaderier, service og landbrug. Elforbruget reduceres desuden med 30% og el-produktionen fra industriel kraftvarme øges med 20%. Disse tiltag er implementeret i IDA 2030 på følgende måde.

Ved reduktionen af brændselsforbruget med 40% reduceres referencens el-produktion fra industriel kraftvarme på 2,41 TWh/år ligeledes med 40%. Herpå fordobles el-produktionen, så den samlede ekstraproduktion er 20% over produktionen i referencen, dvs. 2,89 TWh. Den øgede el-produktion sker dels ved at hæve effekt og virkningsgrad på eksisterende anlæg og dels ved at tilføje nye anlæg. I begge tilfælde kan brændselsforbruget udregnes marginalt på procesvarmeanlæg og sættes lig anlæggenes total-virkningsgrad, som her er forudsat at være 80%. Brændselsforbruget i industrien øges herved med 0,60 TWh/år. Som et sidste skridt i implementeringen af tiltagene i IDA 2030 omlægges 79 PJ af brændselsforbruget i industrien til at anvende biomasse og biobrændsler, hvilket beskrives nærmere i afsnit 5.5.

I tabel 5.6 er de beskrevne ændringer oplistet. Fjernvarmeproduktionen forbliver uændret i forhold til referencen, bl.a. pga. det reducerede brændselsforbrug ved effektiviseringer, som reducerer mængden af tilgængelig overskudsvarme fra industrien.

Omkostningerne er vurderet ud fra, at de 40% brændselsbesparelser kan gennemføres med en selskabsøkonomisk tilbagebetalingstid på 6 år. Med fordeling på brændselstyper i referencen og 2006 brændselspriser, inkl. energiafgifter for industrien, kan den årligt sparede brændselsudgift anslås til 4,8 mia.kr. Med en tilbagebetalingstid på 6 år og en realrente på 5-10% svarer det til en investering på ca. 20 mia.kr. Der er regnet med en levetid på 30 år på besparelserne og en ekstra driftsomkostning på nul kr. Kraftvarmen udvides med 100 MW med en benyttelsestid på ca. 5.000 timer. Prisen for kraftvarmeanlægget er 4 mio.kr./MW, altså i alt en investering på 400 mio.kr. Levetiden på disse anlæg er 20 år og d&v er 25 mio.kr./år svarende til 5 øre/kWh.

Table 5.6: Brændsels- og elforbrug i industrien, samt produktion af el og varme og om-lægning til biomasse

TWh	Reference 2030	IDA 2030 Efter brændselsbesparelser	IDA 2030 Øget el-produktion fra kraftvarme	IDA 2030 Omlægning til biomasse
Kul	3,37	2,02	2,02	0,81
Olie	26,92	16,15	16,15	0,00
Naturgas	18,19	10,91	11,51	6,91
Biomasse	5,18	3,11	3,11	25,07
Sum	53,66	32,19	32,79	32,79
Elforbrug	32,06	22,44	22,44	22,44
El-produktion	2,41	1,45	2,89	2,89
Fjernvarmeproduktion	1,73	1,73	1,73	1,73

Der er i industrien et besparelspotentiale svarende til 30% af elforbruget, hvilket kan gennemføres med en selskabsøkonomisk tilbagebetalingstid på i gennemsnit 5 år. Anlægsomkostningen er sat til 1,5 mia.kr./TWh ud fra en betragtning om, at elprisen anno 2006 er ca. 40 øre/kWh og en rente på 10 %. Der er regnet med en samlet besparelse på 9,62 TWh med en ekstraomkostning på 14,4 mia.kr. Der er ingen ekstra d&v omkostninger, og der er regnet med en levetid på 15 år. Nogle investeringer vil have en kortere levetid end de 15 år, pga. f.eks. tilpasning af produktion til nye produkter. Der vil dog også være andre investeringer, som har mere strukturel karakter og derfor har længere levetid. Tilsvarende elbesparelser i husholdningerne reducerer kraftværkskapaciteten på kondensværker i forhold til det maksimale forbrug i en time, svarende til 1.850 MW.

Omkostninger til omlægning fra kul, olie og naturgas til biomasse er opgjort til 15 kr./GJ i ekstraomkostningerne ved biomassekedler i forhold til oliekedler i henhold til Teknologikataloget, beregnet vha. følgende betragtninger. I Teknologikataloget koster biomassekedler mellem 0,25-0,6 mio. €/MW mod 0,05-0,1 mio. €/MW for en gaskedel. Prisen for oliekedler er ikke opgivet i Teknologikataloget. I beregningerne her er oliekedler repræsenteret ved at vælge den høje pris for gaskedlen. De årlige driftsomkostninger er for både gas- og oliekedler sat til ca. 3% af investeringen. Der er desuden regnet med en benyttelsestid på 5.000 timer, en levetid på 20 år, en rente på 5%. Ud fra disse betragtninger bliver anlægsprisforskellen herved 2,4 mio.kr./MW svarende til årligt 190.000 kr./år. Hertil kommer driftsomkostninger på 70.000 kr./år. Med en benyttelsestid på 4.500 timer, en nyttevirkning på 90% bliver brændselskonverteringen 18.000 GJ pr. år svarende til en udgift i størrelsesordenen 15 kr./GJ. Omkostningerne ved omlægning fra kul er mindre, til gengæld vil en vis del af omlægningen være kraftvarme, hvilket er forbundet med højere omkostninger.

5.3 Olie og gas

Delmål

45 % reduktion i CO₂-emissionen fra Nordsøen i 2030 i forhold til Energistyrelsens prognose for referencen 2030 gennem:

- 100 % reduktion i produktionsflaring.
- 0 % reduktion i emergency flaring.
- 25 % besparelser i energitjenesterne gennem reduceret energibehov og bedre energiudnyttelse.
- 25 % gennem effektivisering på energiproduktionsanlæggene

I den anvendte reference forventes det nuværende energiforbrug i Nordsøen på ca. 30 PJ at stige til ca. 70 PJ i år 2030. I forhold til referencen for år 2030 er målet i IDA 2030 at reducere CO₂-emission og brændselsforbrug med ca. 45%, svarende til at stigningen i forhold til 2004 reduceres fra ca. 130% til ca. 30%.

Implementering i EnergyPLAN modellen

Brændselsforbruget på Nordsøen var i 2004 ca. 30 PJ, hvoraf 10 PJ var flaring. Brændselsforbruget på Nordsøen i referencen år 2030 er ca. 70 PJ, hvoraf 5 PJ (svarende til 1,39 TWh) forudsættes at være produktionsflaring, som helt fjernes, og 5 PJ at være emergency flaring, som bibeholdes. Det resterende forbrug på ca. 60 PJ (16,74 TWh) reduceres med 25% i form af besparelser i energitjenesterne i kombination med en 25% øget energieffektivitet. Den øgede energieffektivitet implementeres gennem nybygning ved at vælge anlæg med gennemsnitligt 30% større effektivitet (f.eks. combined cycle-anlæg frem for de nuværende gasturbiner) for den største del af sektoren.

Anlægsomkostningen ved 25% energibesparelser forudsættes gennemført med en tilbagebetalingstid på 6 år på samme måde som tilsvarende investeringer i energibesparelser i industrien generelt, dvs. ca. 1 mia.kr. pr. sparet TWh brændsel. Denne omkostning er her tillagt 30% som følge af øgede offshore omkostninger. Forbruget reduceres med 15 PJ (4,18 TWh) svarende til en investering på i alt 5,4 mia.kr.

Anlægsomkostningen ved øget effektivisering af produktionsanlæggene er vurderet med udgangspunkt i en 24 MW gasturbine til en pris på 70 mio.kr. sammenlignet med et 31,2 MW CC-anlæg til en pris på 130 mio.kr. Ekstraomkostningen er således opgjort til 1,25 mio.kr. pr. MW. Med en benyttelsestid på 4.500 timer/år og en virkningsgrad på CC-anlægget på 60% svarer det til en anlægsomkostning på 2 mio.kr. pr. 4.500 MWh el produceret svarende til et brændselsforbrug på henholdsvis 7.500 MWh på CC-anlægget og 10.714 MWh på gasturbinen. Dette resulterer i en besparelse på 30%. Dette svarer således til en omkostning på 1,25 mio.kr. pr. 2.500 MWh sparet brændsel eller ca. 390 mio.kr./TWh. Hertil kommer driftsomkostninger på årligt 5% af ekstrainvesteringen. (svarende til at driftsomkostninger i begge type anlæg sættes til 5% af investeringen). Disse investerings- og driftsomkostninger er anvendt for hele reduktionen inkl. flaring, dog er der tillagt 30% på investeringsomkostningerne, pga. øgede udgifter forbundet med at installere mere effektive anlæg off-shore. I alt er merinvesteringerne 506 mio.kr. pr. sparet TWh brændsel.

Samlet kan omkostningerne opgøres på følgende måde:

- 100% reduktion i produktionsflaring svarende til 1,39 TWh á 506 mio.kr. svarende til 0,7 mia.kr. med en levetid på 25 år og d&v på 5%
- 25% reduktion i energiforbrug svarende til 4,18 TWh sparet brændsel á 1,3 mia.kr. svarende til 5,4 mia.kr. med en levetid 30 år og ingen øgede d&v.
- 25% forbedret effektivitet i produktion svarende til 3,14 TWh sparet brændsel á 506 mio.kr./TWh svarende til 2,0 mia.kr. med en levetid på 25 år og d&v på 5%.

I alt er der tale om en samlet reduktion på 8,71 TWh/år fra 19,52 TWh/år til 10,81 TWh/år. I disse betragtninger er det forudsat, at udvindingsgraden fortsat er den samme som den anvendte reference. CO₂-emissionen er ca. 130% større i 2030 i referencen i forhold til i dag. CO₂-emissionen falder i IDA 2030 med ca. 45% i forhold til referencen for 2030, mens CO₂-emissionen stiger med ca. 30% i forhold til i dag.

5.4 Transport og mobilitet

Delmål

- Persontransportarbejdet i biler, tog og på cykler er sammenlagt uændret i forhold til 2004 i 2030.
- Luftfartens stigningstakt i perioden 2004-2030 reduceres fra 50% til 30%.
- 20 % omlægning fra vej til bane, skib og cykel i 2030, herunder
 - 5% omlægning af godstransportarbejdet fra vej til tog og 5% til skib
 - 5% omlægning til tog og 5% til cyklisme.
- 30 % energieffektivisering af energiforbruget til transport i 2030 ved uændret persontransportarbejde i biler og tog i forhold til 2004.
- 20 % biobrændsler i vejtransporten og 20 % el i vejtransporten i 2030.

Inden for temaet transport er der flere delmål med en række tilhørende tiltag, som tilsammen kan resultere i mere end en halvering af CO₂-emissionen fra transportsektoren. Delmålet om omlægning af 20% af vejtransporten til bane, skib og cykel tager udgangspunkt i investeringerne i "Miljøet i fokus"-scenariet i rapporten "Fremtidsscenarier for transport i Danmark", som Center for Trafik og Transport har lavet for Ingeniøren (Nielsen et. al, 2006). Her er fokus fremkommelighed og nedbringelse af CO₂-emissionen ved overflytning af vejtransport til kollektiv trafik. Dette forslag er her indarbejdet som en del af IDA 2030.

Der skal iværksættes initiativer på alle transportformer, både mht. at fastholde transportarbejdet på det nuværende niveau, og mht. at fremme de beskrevne omlægnings. I beregningerne er disse mål operationaliseret vha. følgende betragtninger.

Konstant persontransportarbejde – trin 1

Det samlede persontransportarbejde i biler og tog holdes konstant fra 2004 til 2030. I implementeringen i IDA 2030 er persontransportarbejdet sat lig med benzinbaseret vejtransport samt togtransport. I forhold til referencen reduceres persontransportarbejdet på veje

med ca. 13% i år 2030. For togtransport betyder et konstant transportarbejde, at der ikke skal ske et fald i transportarbejdet, som forudsat i referencen. Der er ikke regnet med nogen banegodstransport af betydning i referencen, så når persontransporten skal være konstant, er hele togtransporten konstant. Mht. godstransport, bibeholdes væksten i godstransportarbejdet her ved at anvende stigningstaksten forudsat for dieselbaseret vejtransport og skibstransport i referencen. (se trin 1 i tabel 5.7)

De samfundsøkonomiske omkostninger forbundet med fastholdelse af persontransportarbejdet i bil og tog vurderes at være neutrale, men dette forudsætter, at der sker omlægninger i skatter og afgifter. Ved en provenuneutral omlægning af alle bilskatter til en kilometerafgift kan persontransportarbejdet i biler reduceres med op til 15%. Med dette virkemiddel kan vi således opnå, at persontransportarbejdet i biler og tog i 2030 er fastholdt på det nuværende niveau. (Per Homann Jespersen, RUC, 2006)

Mindre stigning i luftfarten

Brændselsforbruget til luftfart stiger i referencen med ca. 50%. Denne stigningstakst forudsettes reduceret til 30%. (se trin 1 i tabel 5.7)

Den reducerede stigning i luftfarten forudsætter, at der gennemføres internationale tiltag, så f.eks. luftfarten bærer flere af de samfundsøkonomiske omkostninger forbundet med CO₂ samt andre stoffer, der påvirker klimaet, såsom partikler, der fortætter vanddamp, ozon samt cirrus-skyer. På EU-plan arbejder man med en vækst på 4% pr. år i årene 2008 til 2012, hvis intet foretages. Samtidigt vurderes i Kommissionen, at denne vækst kan halveres, hvis luftfarten underlægges CO₂-kvoter (Wit, et, al.). Væksten i udenrigsluftfarten fra Danmark har været over 2% pr. år fra 1990. I Energistyrelsens basisscenario er væksten i luftfarten ca. 1,5% pr. år frem til 2030. En mere moderat vækst på 30% i stedet for 50% frem til 2030 betyder, at væksten nedbringes til ca. 1% pr. år. Det vurderes, at dette kan opnås, såfremt der laves en separat ordning for handel med CO₂ og andre stoffer, der påvirker klimaet inden for luftfarten. Disse stoffer betyder mellem to og fem gange større drivhuseffekt end effekten fra selve CO₂-emissionen. Den reducerede stigningstakst inden for luftfart er forudsat at være samfundsøkonomisk omkostningsneutral.

Overflytning af transport til kollektiv transport og cykler – trin 2

5% af persontransportarbejdet på veje flyttes til togtransport og 5% til cykler. Det er forudsat, at hovedjernbanenettet elektrificeres og udbygges, samt at der udbygges med nærbaner, letbaner, S-tog og metro. Det ændrede brændselsforbrug pga. elektrificering af hovedjernbanenettet er opgjort på baggrund af opgørelser om banetransport fra 2006 til 2014 fra Trafikstyrelsen (Trafikstyrelsen, 2003).

I beregningerne er det forudsat, at persontransportarbejdet er 5 gange så effektivt pr. energienhed med el-baseret bane som med biler i 2030. I dag er dette forhold ca. en til tre pga. den store mængde dieseltog. (Kaj Jørgensen, Risø, 2006)

Mht. godstransportarbejdet overflyttes 5% til togtransport og 5% til skibstransport. Godstransportarbejdet på jernbaner er 10 gange så energieffektiv som lastbiltransport allerede i dag (Kaj Jørgensen, Risø, 2006). Dette forhold anvendes også på overflytningen til togtransport i IDA 2030. Skibstransport af gods er ligeledes 10 gange så energieffektiv som vejtransport.

Tabel 5.7: Brændselsforbrug i transport og implementering af IDAs Energiplan 2030.

Transporttype	2004	% stigning	Ref 2030	% re- duktion	Trin 1	Trin2	Trin 3	Trin 4
	PJ		PJ		PJ	PJ	PJ	PJ
Vej	161,17	19	192,22	7	178,70	142,96	131,91	106,34
- diesel	72,25	24	89,78	0	89,78	71,91	71,91	59,13
- benzin	88,92	15	102,44	13	88,92	71,05	56,84	22,78
- bioethanol	0,00		0,00		0,00			21,27
- el	0,00		0,00		0,00		3,16	3,16
Jernbaner	3,82	-6	3,60	10	3,23	5,61	5,61	5,61
- diesel	2,74	0	2,73	56	1,21	1,21	1,21	1,21
- el	1,08	-19	0,87	-132	2,02	4,40	4,40	4,40
Indenrigsluftfart, JP4	1,36	48	2,02	12	1,77	1,77	1,77	1,77
Udenrigsluftfart, JP4	30,84	48	45,68	12	40,09	40,09	40,09	40,09
Søfart	5,01	-3	4,84	0	4,84	5,73	5,73	5,73
- spildolie	1,82	0	1,82	0	1,82	1,82	1,82	1,82
- diesel	3,19	-5	3,02	0	3,02	3,91	3,91	3,91
Forsvaret	1,66	0	1,66	0	1,66	1,66	1,66	1,66
Cykel	0,00	-	0,00	-	0,00	0,00	0,00	0,00
SUM	203,87	-	250,03	8	230,30	197,83	186,78	161,21

Der er regnet med overflytning til eltog, både mht. person- og godstransport. Den øgede gods- og persontransport i togtransport og elektrificeringen betyder, at dieselforbruget i tog falder fra 2,74 PJ til 1,21 PJ. Til gengæld stiger elforbruget til tog fra 1,08 PJ til 2,02 PJ. Benzin- og dieselforbruget til vejtransporten falder begge med 17,87 PJ, og dieselforbruget til skibe stiger med 0,89 PJ. (se trin 2 i tabel 5.7)

Med udgangspunkt i investeringerne i jernbanenet, metrolinier og letbaner kan omlægningen af 20% af vejtransporten ske ved en investering på i alt 200 mia.kr. gennem en opgradering af jernbanenettet til højere hastighed, flere regionalbaner, samt i nærbaner, letbaner, S-tog og metro, herunder en elektrificering af hovedjernbanenettet og cykelinfrastruktur, bedre godsfaciliteter m.m. (Otto Anker Nielsen, DTU, 2006). Dertil kommer en investering på 3 mia. kr. i cykelinfrastruktur og parker og rejsefaciliteter til både cykler og biler. Omlægningen til højhastighedsjernbanenet (200 km/t) kræver nybygninger på København-Ringsted over Køge, opgradering af Kastrup st., og kapacitetsudvidelse på Kastrupbanen, Køge-Femern (ny bane + opgradering af eksisterende), overhalingsspor Odense-Fredericia, Vejle/Jordbroen (genvej, inkl. tilhørende nyanlæg af baner), ny bane (genvej) Hatting til Skanderborg, ny bane Århus-Randers, opgradering af banen Randers-Aalborg, ny bane Vejle-Billund (Lufthavn)-Herning. Elektrificering af primærjernbanenettet, herunder elektrificering af Roskilde-Kalundborg, elektrificering og kapacitetsudvidelser Fredericia-Aalborg (ud over højhastighedsbanen), elektrificering og kapacitetsudvidelser Kolding-Esbjerg; elektrificering Ringsted-Næstved (regionaltog). Desuden udbygges bl.a. med ny regionalbane fra Århus til Silkeborg og videre herfra til Billund, og samtlige signalanlæg opgraderes. Disse opgraderinger og nybygninger vil reducere rejsetiden mellem landsdele markant.

Levetiden for investeringerne i kollektiv transport vurderes at være 100 år for tracéanlæg, som udgør 50% af investeringen, og 30 år for resten. Med en samfundsøkonomisk realrente på 3% svarer det til en årlig afskrivning på 8,38 mia.kr. Ovennævnte investeringer vur-

deres at medføre en fordobling af den kollektive trafiks markedsandel af såvel gods- som persontransport (Alex Landex, DTU, 2006) svarende til de 20% omlægning i IDA 2030.

Omlægningen har omvendt den gevinst, at der dels er sparet tid som følge af mindre trængsel og dels er sparet energi. Værdien af den sparede tid er opgjort til 5,7 mia.kr./år som et konservativt skøn og for København alene og allerede på nuværende tidspunkt (COWI, 2004). Differencen i omkostningerne er på 2,69 mia.kr. pr. år, som er medtaget i IDA 2030 som omkostningen ved omlægningen. Konkret er omkostningen indregnet som en investering på 53 mia.kr. med en levetid på 30 år.

Overflytning af vejtransport til elbiler – trin 3

Yderligere overflyttes 20% af persontransportarbejdet på veje til elbiler. I dag er elbilernes virkningsgrad på 75% mod bilernes 18%. I 2030 vil elbilernes virkningsgrad være 90% fra strøm ab grid?. Og hvis udviklingen i forbrændingsmotoren fortsætter som hidtil, vil virkningsgraden være 20% eller 17,9 km/l benzin i 2030 med en forbedring på 15% i forhold til i dag (Kaj Jørgensen, Risø, 2006). I beregningerne antages det, at der er det samme antal personer i bilerne, og at det udelukkende er benziner, der overflyttes. Hvis 20 % af persontransportarbejdet skal overflyttes, betyder det, at der skal anvendes 3,16 PJ el (0,87 TWh) til at erstatte 20 % af 71,05 PJ benzin, svarende til en reduktion fra 71,13 PJ til 56,84 PJ. (se trin 3 i tabel 5.7)

Omlægningen af 20% af persontransporten til elbiler kræver ca. 80% ekstrainvestering i forhold til en almindelig bil med forbrændingsmotorer. Heri er indregnet, at der ikke sker en udskiftning af litium-batteriet i løbet af bilens 15-årige levetid, men ikke, at der kan ske en væsentlig udvikling og effektivisering i produktionen af elbilen som sådan (Kaj Jørgensen, Risø, 2006). De samfundsøkonomiske omkostninger ved anskaffelse af en personbil er ca. 80.000 kr. for en gennemsnitlig bil. Ved omlægning af 20% af bilparken, dvs. ca. 400.000 stk., bliver de samfundsøkonomiske omkostninger 16% større end de nuværende investeringer om året på ca. 13 mia. kr. for anskaffelse af bilerne. En omlægning til 20% elbiler er altså forbundet med en samfundsøkonomisk ekstraomkostning på ca. 2 mia.kr. om året. Elbilerne er forudsat at have en levetid på 15 år og koster 25,6 mia. kr. i ekstrainvesteringer at anskaffe. Elforbruget til opladningen af elbilerne forudsættes i IDA 2030 at være fleksibelt i den periode, hvor der ikke er noget transportbehov.

Mere effektiv vejtransport – trin 4

30% højere samlet energieffektivitet opnås via overflytning af vejtransport og via en stabilisering af persontransportarbejdet på veje og i tog. Energieffektiviseringen på 30% er set i forhold til energiforbruget til transport i 2030 ved uændret persontransportarbejde i biler og tog i forhold til 2004, efter trin 1. De 231 PJ til transport skal i 2030 reduceres til 162 PJ, hvilket medvirker, at vejtransporten skal effektiviseres til at anvende 106 PJ. Efter 20% af transportarbejdet er flyttet fra vejtransporten og 20% af persontransportarbejdet er overflyttet til elbiler, jf. trin 2 og 3, skal de tilbageværende personbiler og lastbiler baseret på flydende brændsler have forbedret deres virkningsgrad med omkring 25% for at udføre det samme transportarbejde.

Nyindregistrerede personbiler kører anno 2005 15,6 km/liter i gennemsnit (Danmarks Statistik, 2005). Bilerne er ca. 15% mere effektive i 2030, dvs. at de kører 17,9 km/l, som her tages som udgangspunkt for gennemsnittet i referencen for 2030 i vejtransport baseret på

flydende brændsler. Effektiviseringen på ca. 30% af bil- og lastbilparken baseret på flydende brændsler kan ske ved omlægninger fra benzin til dieslbiler, ved omlægning til hybridbiler, og ved evt. omlægning til brændselscellebiler. Denne omlægning er principielt omkostningsneutral, dels idet der allerede i dag findes almindelige personbiler på markedet, som kører mere end 23 km/l, hvilket er 30% mere effektive end de 17,9 km/l i referencen, og dels idet lastbiltog bliver større og dermed mere effektive. I beregningerne her er 1% af personbilparken omlagt til hybridbiler og 1% omlagt til brændselscellebiler svarende til i alt 40.000 biler. Omkostningerne ved hybridbiler er ca. 20% større og brændselscellebiler ca. 100% større end alm. biler i 2030 (Kaj Jørgensen, Risø, 2006).

Der er indregnet en ekstraomkostning på 20% af 20.000 stk. hybrid biler i 2030, svarende til en ekstraomkostning på ca. 320 mio. kr. i forhold til almindelige personbiler. For de 20.000 stk. brændselscellebiler er der indlagt en ekstraomkostning på 100% i forhold til en almindelig personbil, svarende til 1,6 mia. Både hybridbilerne og brændselscellebilerne er forudsat at have en levetid på 15 år. I alt betyder disse hybrid- og brændselscellebiler en ekstraomkostning på omkring 160 mio. kr. om året, svarende til godt 1% af den samlede investering i bilparken i referencen. Anvendelsen af benzin og diesel er som nævnt forudsat effektiviseret, så det samlede brændselsforbrug i vejtransporten når målet på 106 PJ. Derudover tages udgangspunkt i, at fordelingen mellem benzin- og dieselforbruget er identisk med fordelingen i trin 3. (se trin 4 i tabel 5.7)

Ovennævnte forbedringer af energieffektiviteten kræver, at den gennemsnitlige personbil i 2030 kører 22,5 km/liter. Det bemærkes i øvrigt, at hvis 20% virkningsgrad i personbiler, svarer til 17,9 km/liter, svarer 90% virkningsgrad i elbiler til 80,7 km/liter eller 8,1 km/kWh.

Biobrændsler til vejtransport – trin 4

Bioethanolandelen fastsættes som 20% af det reducerede samlede energiforbrug i vejtransporten, dvs. 21,16 PJ. Mht. til omlægningen, er der regnet med en omlægning af 30% af bilparken til biler drevet på mindst 85% bioethanol, hvilket er forbundet med en ekstraomkostning på ca. 10% pr. bil. Dette svarer til, at ca. 470.000 biler skal kunne køre på 85% bioethanol, hvilket er forbundet med ekstraomkostninger på 3,74 mia. kr. Med en levetid på 15 år betyder dette en årlig ekstrainvestering på ca. 300 mio. kr. ved en realrente på 3%, svarende til godt 2% af den samlede investering i bilparken i referencen. Resten af bioethanolforbruget anvendes i den resterende del af bilparken.

Biomasseforbrug og omkostninger er vurderet med udgangspunkt i oplysninger fra Kim Winther, DONG Energy, Lars Henrik Nielsen, Risø, og Niclas Scott Bentsen, KVL om et IBUS-anlæg anno 2006 med følgende data: Et energiinput på 2.320 TJ halm, 36 GWh el samt 497 TJ damp/varme omsættes til 948 TJ ethanol, 1064 TJ biobrændsel samt 38 t foder (melasse 70% tørstof). Brændværdien i foderet kan opgøres til 295 TJ, hvilket her ses i forhold til de anvendte biomasse mængder.

Det antages, at anlægget placeres i tilknytning til et eksisterende udtagsværk, der anvender biobrændsel som supplerende brændsel, og som kan producere den nødvendige damp og varme med en marginal nyttevirkning på 167%. Biobrændslet udregnes som det marginale ekstra brændsel, der skal tilføres det samlede anlæg, dvs. 2320 TJ halm minus (1.064+295) TJ biobrændsel, lig med netto 961 TJ biomasse minus den mængde ekstra biobrændsel, der

skal til for at producere damp og varme: $497 \text{ TJ} / 1,67 = 298 \text{ TJ}$. I alt skal der anvendes netto 1.259 TJ for at producere 948 TJ ethanol, svarende til en omsætningsfaktor på 1,3 enheder biomasse pr. enhed ethanol. Hertil kommer et elforbrug på 36 GWh.

IBUS-anlægget er oplyst til at koste 590 mio.kr., og vil have driftsudgifter udover energi på ca. 30 mio.kr./år. Der regnes med en levetid på 20 år. Hertil kommer købet af enzymer, som er vanskeligt at prissætte, fordi der ikke p.t. findes et kommercielt marked. Dog skønnes enzymer på basis af udmeldinger fra Novozymes at koste 0,95 DKK/liter ethanol i år 2006, faldende til 0,16 DKK/liter i år 2030. Disse priser er med anvendelse af en nedre brændværdi på 21 MJ/liter omregnet til 43 mio.kr./år i år 2006 faldende til ca. 7 mio.kr./år i år 2030.

Et fremtidigt anlæg anno 2015-2030 vil formodentlig ikke kunne producere mere ethanol, men fremstillingsprocessen vurderes i fremtiden at kunne effektiviseres med lavere varme og el-forbrug samt lavere drifts- og anlægsomkostninger til følge. Disse er i tabellen herunder vurderet til en besparelse på 20% på varme/damp og 30% på elforbrug samt ca. 15% på anlæg og drift. Imidlertid vil den nødvendige damp ikke nødvendigvis (i IDA 2030) kunne produceres med en virkningsgrad på 167%, idet der ikke altid vil være kondensdrift på alle tidspunkter. Derfor er virkningsgraden her sat til 130%, svarende til kondensdrift i halvdelen af tiden og kedeldrift i den øvrige halvdel ($497 \text{ TJ} - 20\% = 398 \text{ TJ} / 1,3 = 305 \text{ TJ}$). Til produktion af 21,16 PJ bioethanol i IDA 2030 skal der netto anvendes 28,56 PJ biomasse samt i alt 0,56 TWh el. Samlet anlægspris er 11 mia. kr., levetiden er 20 år og d&v 6%. Resultatet er vist i tabel 5.8.

Tabel 5.8: Opgørelse af data vedr. IBUS anlæg som anvendes til opgørelse af biomasse forbrug i IDA 2030.

	IBUS 2006	IBUS 2015-30
Halm	2320 TJ	2320 TJ
Biobrændsel (inkl. foder)	- 1359 TJ	- 1359 TJ
Brændsel til damp/varme	+ 298 TJ	+ 305 TJ
Netto Biomasseforbrug	1259 TJ	1266 TJ
Ethanol	948 TJ	948 TJ
Faktor (Biomasse/Ethanol)	1,30	1,35
Anlægsomkostning	590 mio.kr.	500 mio.kr.
Drifts og vedligeholdelse	30 mio.kr./år	25 mio.kr./år
Køb af enzymer	43 mio.kr./år	7 mio.kr./år
Elforbrug	36 GWh	25 GWh

Opsummering af transport og mobilitet

I tabel 5.9 er trin 4 omsat til input data i EnergyPLAN modellen ligesom de øvrige tiltag under transport opdelt på brændselstyper for henholdsvis referencen og IDA 2030. Det bemærkes, at bioethanol til transporten er tillagt 35%, idet en del af biomassen skal anvendes til fremstillingen af biobrændslerne, jf. beskrivelsen ovenfor.

Tabel 5.9: Resulterende brændselsforbrug inden for transport i IDA 2030.

TWh/år	Reference 2030	IDA 2030
JP4 (til luftfart)	13,25	11,63
Diesel	27,50	18,82
Benzin	28,46	6,33
Biomasse til ethanol	-	7,98
El	0,24	2,10
Sum	69,45	46,85

5.5 Biomasse, kraftvarmeværker og brændselsceller

Delmål

- 10% af varmemeforbruget i 2030 i fritliggende bygninger omlægges til naturgasbaserede brændselscelle-kraftvarme med 45% el og 45% varmenyttetvirkning.
- 10% af varmemeforbruget i fritliggende bygninger i 2030 omlægges til kraftvarme via fjernvarme
- Det samlede biomasseforbrug øges til 180 TJ, svarende til ca. 30 % af primærenergiforbruget i 2030.

Fra 2015 indføres nye brændselscelle-kraftvarmeværker, som forventes at udgøre knap 35-40% af bestanden i 2030:

- Kraftværker med en nyttevirkning på 66%,
- Centrale kraftvarmeværker med virkningsgrad på 66% el, 24% varme, og
- Decentrale værker med 56% el og 34% varme.

10%, eller i alt 1,23 TWh af de fritliggende bygninger omlægges til naturgasbaseret mikrobrændselscelle-kraftvarme med 45% el- og 45% varmenyttetvirkning.

Mikro-brændselscelle-kraftvarmeanlæg erstatter naturgasfyr, og i den økonomiske beregning er der således sat fokus på ekstraomkostningen ved et brændselscelleanlæg sammenlignet med et naturgasfyr. I fremtidige lavenergiboliger er der taget udgangspunkt i, at et 5 kWe, svarende til i alt 10-15 kW-th inkl. spidslastkedel, hvilket betyder, brændselscelleanlægget erstatter et 10-15 kW-th naturgasfyr. For sådanne brændselscelleanlæg har Topsoe Fuel Cell angivet følgende priser: Pris for alm. kedel installeret + 800 €/kWe + 200 € for dyrere installation. På den baggrund er der regnet med en samlet anlægspris på 70.000 kr. for et 5 kWe brændselscelleanlæg, sammenlignet med en pris på 30.000 kr. for et naturgasfyr. For drift og vedligehold (uden brændselsforbrug, men inkl. udskiftning af katalysator og stak) er de forventede omkostninger angivet til vedligehold af alm. kedel + 89 €/kW. På den baggrund er der regnet med en vedligeholdelsesomkostning for 5 kW-e brændselscelleanlægget på 4.200 kr./år, sammenlignet med naturgasfyret på 900 kr./år. Sammenfattende er der således regnet med følgende: Anlægspris: 14 Mkr/MW-e, levetid 20 år, og d&v 6% af anlægsomkostning. Til sammenligning med naturgasfyret: Anlægspris 2 Mkr/MW-th, levetid 20 år, og d&v 3% af anlægsomkostning.

Fra 2015 indføres følgende nye brændselscelleværker, herunder kraftværker med en nytte-virkning på 66%, centrale kraftvarmeværker med en virkningsgrad på 66% el og 24% varme, og decentrale værker med 56% el og 34% varme. De større centrale kraftvarmeværker er forudsat kombineret med gasturbiner, for at opnå den højere virkningsgrad. Værkerne forventes at udgøre 37% af kraftværksstanden i år 2030.

Samtidigt med, at der gradvist indføres brændselscelleværker, reduceres kraftværksbestanden også pga. af det reducerede elbehov. El-timespidslasten i referencen udgør 8.603 MW svarende til 8-9% aktiv reservekapacitet med 9.350 MW kraftværker. I IDA 2030 er el-timespidslasten reduceret til 5.206 MW. Reduktionen skyldes en kombination af el-besparelser og fleksibelt elforbrug, som omtales senere. På den baggrund er den samlede kraftværkskapacitet reduceret til 5.700 MW svarende til en tilsvarende reservemargin på 9%. Hertil kommer som tidligere nævnt en passiv reserve, som er den samme som i referencen.

De 5.700 MW er fordelt på 1.200 MW decentrale værker og resten som centrale værker. Brændselscelleværkerne indføres på halvdelen af de decentrale kraftvarmeværker, svarende til 600 MW og på en tredjedel af de centrale værker, svarende til 1.500 MW. Dvs. i alt 2.100 MW brændselscelle-kraftvarmeværker ud af en samlet bestand på 5.700 MW. De gennemsnitlige virkningsgrader på værkerne bliver herved:

- Kraftværker: 54,9%,
- Centrale kraftvarmeværker: 53,5% el og 37,0% varme,
- Decentrale kraftvarmeværker: 48,5% el og 42,0% varme.

Omkostningerne er opgjort med udgangspunkt i følgende forventede priser oplyst af Topsoe Fuel Cell: Decentralt kraftvarmeværk med ovennævnte virkningsgrader, anlægspris 800 €/kWe og samme levetid som andre kraftvarmeværker. Årlige omkostninger inkl. udskiftning af stak og katalysator på 100 €/kW-e.

På baggrund af disse oplysninger er der anvendt følgende omkostninger:

- For decentral kraftvarmeanlæg er anlægsprisen sat til 6 Mkr./MWe, levetid 20 år og en driftsomkostning på ca. 750.000 kr./MWe fordelt på en fast omkostning på 10% af anlægsprisen og en variable omkostning på 20 kr./MWh-el.
- For centrale kraft- og kraftvarmeværker er der anvendt en kombination af prisen for en gasturbine og en brændselscelle, her udmøntet som 6 Mkr./MWe og driftsomkostninger på ca. 450 kr./MW-e fordelt på en fast omkostning på 6% af anlægsprisen og en variabel på henholdsvis 20 kr./MWh-el for kraftvarme og 15 kr./MWh-el for kraftværket. Levetiderne er fastsat til 30 år.

Udover udbygningen med mikro-kraftvarme udbygges med fjernvarmebaseret kraftvarme. En 10% udvidelse med fjernvarmebaseret kraftvarme er beregnet med følgende forudsætninger. En gennemsnitlig anno 2006 fjernvarmekunde har et behov på ca. 13 MWh/år og koster 60-80.000 kr. i samlede fjernvarmenet omkostninger, svarende til 4-6.000 kr./MWh. Udbygges der for lavenergiboliger og optimeres fjernvarmesystemet hertil, vil et lavenergihus på 5-8 MWh/år ifølge Svend Svendsen, DTU-byg, kunne tilsluttes for ca. 37.000 kr. inkl. fjernvarmeunit, svarende til 4-7 kr./MWh. På denne baggrund er fjernvarmenettet sat til at koste 5.000 kr. pr. tilsluttet MWh/år nettovarmebehov svarende til en samlet omkostning på 6 mia.kr. for at tilslutte 1,23 TWh/år. Der tillægges et nettab på 25%, så der netto

tilsluttes 1,54 TWh. Af tabel 5.10 fremgår de resulterende fjernvarmeforbrug. For yderligere beskrivelser af fjernvarmeområder se afsnit 5.1.

Tabel 5.10: Fjernvarmebehov efter udvidelse med nyt fjernvarmeområde.

TWh/år	Eksisterende fjernvarmeområder			Udvidelse i eksisterende områder		Udvidelse med nyt fjv. område	Sum inkl. 10% udvidelse i eksisterende områder + 1,23 TWh	
	Ref 2030	25% reduktion	50% reduktion	+10% *)	50% reduktion		25%/50% reduktion	50% reduktion
Fjernvarmeområde						+ 1,23 TWh (**)		
Fjv alene	2,26	1,92	1,58	0,18	0,11	-	2,03	1,69
Decentral k/v	14,29	12,14	10,00	1,14	0,71	1,54	14,39	12,25
Central k/v	22,63	19,24	15,84	1,81	1,13	-	20,37	16,97
Sum	39,18	33,30	27,42	3,13	1,95	1,54	36,79	30,91

*) udvidelse af fjernvarmeforbruget med 10%, ekskl. 20% nettab.

**) omlægning af 1,23 TWh/år af varmebehovet uden for fjernvarmeområder, inkl. 20% nettab.

Biomasse og biobrændsler

I IDA 2030 øges det samlede biomasseforbrug til 180 TJ (50 TWh) ved at erstatte kul og olie i industrien samt på kraft- og kraftvarmeverkerne. Generelt fastholdes et forhold på gennemsnitligt 40% biomasse og 60% naturgas i kraftvarmeverkerne. På store centrale værker dog kun 40% naturgas og det resterende behov dækkes af 20% kul.

Energistyrelsen (ENS) har i 2006 opgjort det samlede biomassepotentiale til ca. 165 PJ ekskl. plastikfraktionen i affald (Energistyrelsen, 2006b). Energistyrelsens opgørelse er baseret på, at der skal være tale om restprodukter. Den nationale biomasseressource kan imidlertid øges væsentligt ved afgrødeomlægninger. Dette kan i princippet gøres uden nedgang i fødevarerproduktionen. Her er taget udgangspunkt i en opgørelse på i alt 417 PJ, hvilket dog kræver en væsentlig forøget mængde energiafgrøder, samt anvendelse af fiberprodukter fra gylle (Claus Felby, KVL, 2006). Opgørelsen er vist sammen med Energistyrelsens opgørelse i tabel 5.11.

Tabel 5.11: Opgørelser af biomassepotentialer, samt biomasseforbrug i 2004, i referencen for 2030, samt i IDA 2030.

PJ	Potentiale 2004 (ENS)	Forbrug 2005	Andel udnyttet i dag	Forbrug ref 2030	Potentiale (Claus Felby)	Forbrug IDA 2030
Halm	55	18	32,5%	27	55	25
Træ	40	38,3	95,8%	45	40	40
Gylle biogas	40	4	9,3%	6,5	40	32
Gylle fiberfraktion	0	0	0,0%	0	108	0
Energiafgrøder - majs, roer	0	0	0,0%	0	144	54
Affald, brændbart	30	30	99,7%	52	30	30
I alt	165	89,5	54,3%	131	417	180

Energiafgrøder såsom majs eller roer kan dyrkes uden, at det går ud over landbrugsproduktionen, dels pga. at der samproduceres foder, flydende biobrændsler, fast brændsel og foder, som så ikke skal dyrkes andre steder, dels vha. inddragelse af brakmarker. Under forudsætning af, at balancen i den nuværende landbrugsproduktion opretholdes, kan ca. 20 % (500.000 ha) af det danske landbrugsareal omlægges til dyrkning af energiafgrøder, som eksempelvis majs. Derved vil den danske biomasseressource øges betragteligt. Hvis maj-

sen anvendes til kombineret produktion af flydende biobrændsler, fast brændsel og foder, er nettoarealbehovet til en energiproduktion på 144 PJ ca. 330.000 ha eller omkring 15% af landbrugsarealet (Claus Felby, KVL, 2006). Dette svare til ca. 5% af landsbrugsarealet i IDA 2030.

I IDA 2030 skal der anvendes ca. 52 PJ som bruttoinput til bioethanolprocessen. Energistyrelsen vurderer, at kun 25 PJ af halmpotentialet på 55 PJ er realistisk at fremskaffe pga. dyrkningsmæssige hensyn. Derfor bliver 27 PJ af bruttoinputtet til bioethanolproduktion fremskaffet ved at anvende energiafgrøder såsom majs og roer. I IDA 2030 anvendes 54 PJ biomasse fra energiafgrøder, hvoraf 27 PJ er til transportformål. Ved den marginale betragtning af anvendelsen af biomasse i kraftværker kombineret med bioethanolproduktion anvendes ca. 29 PJ direkte til bioethanolproduktionen, mens de resterende 14 PJ anvendes på kraftvarmeværket.

Det er ikke realistisk at kunne anvende hele biogaspotentialet inden 2030. Det vurderes, at det er muligt at opnå en anvendelse på 75% af biogaspotentialet, svarende til 32 PJ. Den resterende biomasseanvendelse i IDA 2030 er ikke nærmere specificeret her. Pga. af usikkerheder vedr. energiindholdet i fiberfraktionen i gylle er denne fraktion ikke medtaget i IDA 2030. I tabel 5.12 er anvendelsen af biomasse i IDA 2030 opdelt i sektorer.

Det skal bemærkes, at det ikke inden for dette projekts rammer har været muligt at angive præcist, hvor biogasanlæg, affaldsforbrændingsanlæg, IBUS-anlæg mv. rent fysisk er placeret i energisystemet. Men det er sikret, at de biomassetyper, der kan anvendes i IBUS-anlæg, samt den anvendte biomasse i det øvrige energisystem mængdemæssigt passer sammen som vist i tabel 5.12.

Tabel 5.12: Anvendelsen af biomasse i IDA 2030 opdelt i sektorer

PJ	IDA 2030
I alt	180
Transport	29
Individuel opvarmning	13
Industri	88
Fjernvarmeværk	2
Decentral CHP	17
Central CHP	31

Med hensyn til anvendelse af halm, træ, affald og energiafgrøder er investeringsudgifterne og drifts- og vedligeholdelsesudgifterne dels opgjort under afsnittet vedr. brændselsprisforudsætningerne dels under ekstraomkostninger for anlæg i de respektive temabeskrivelser. Investeringer og drift af biogasanlæg beskrives her.

Af Teknologikataloget fremgår det, at transportomkostningerne for gylle fra landbrug til biogasanlæggene er omkring 16 kr. pr. GJ. Hertil kommer d&v af biogasanlæggene. I 2030 vil d&v omkostningerne være ca. 20 kr. pr. GJ på små anlæg og ca. 15 kr. pr. GJ på store biogafællesanlæg. Der er altså d&v omkostninger på i alt ca. 33 kr. pr. GJ. I beregningerne her er der anvendt d&v omkostninger svarende til omkostningerne opgjort under afsnittet vedr. brændselsprisforudsætninger. Af Teknologikataloget fremgår det, at investerings-

omkostningerne ved store biogasfællesanlæg med en kapacitet på 800 m³ biomasse om dagen er 55 mio. kr. Den daglige produktion er knap 500 GJ, når der er taget hensyn til, at mængden af industriprodukter er begrænset ved storskalaproduktion. Den samlede investering i biogasanlæg i IDA 2030 er opgjort til 10 mia. kr. og en levetid på 30 år. Drifts- og vedligeholdelsesomkostningerne er som redegjort for ovenfor. Hertil kommer et ekstra elforbrug på 0,2 TWh/år og et ekstra varmeforbrug på 1,8 TWh/år.

5.6 Vind, sol og bølgekraft

Delmål

- 6.000 MW i år 2030 svarende til en fordobling af den nuværende kapacitet på ca. 3.000 MW. Fordelt på 3.000 MW til lands og 3.000 MW offshore.
- 1,75 TWh Bølgekraft svarende til 5 % af elforbruget i 2030.
- 0,7 TWh bygningsintegrerede solceller svarende til 2 % af elforbruget i 2030.

Når de forskellige elementer af IDA2030 indregnes, kan el-forbruget fastlægges til 35 TWh inkl. nettab samt el til transport mv., som vist i tabel 5.13.

Tabel 5.13: El-forbrug i IDA2030.

TWh elforbrug	Reference 2030	IDA 2030	Difference
Husholdninger	13,1	6,5	-6,6
Elvarme	0,5	0,0	-0,5
Industri, inkl. raf.	32,1	22,4	-9,6
Transport, vej	0,0	0,9	0,9
Transport, bane	0,2	1,2	1,0
IBUS	0,0	0,6	0,6
Biogas	0,0	0,2	0,2
Øvrige+nettab	3,2	3,2	0,0
SUM	49,0	35,0	-14,0

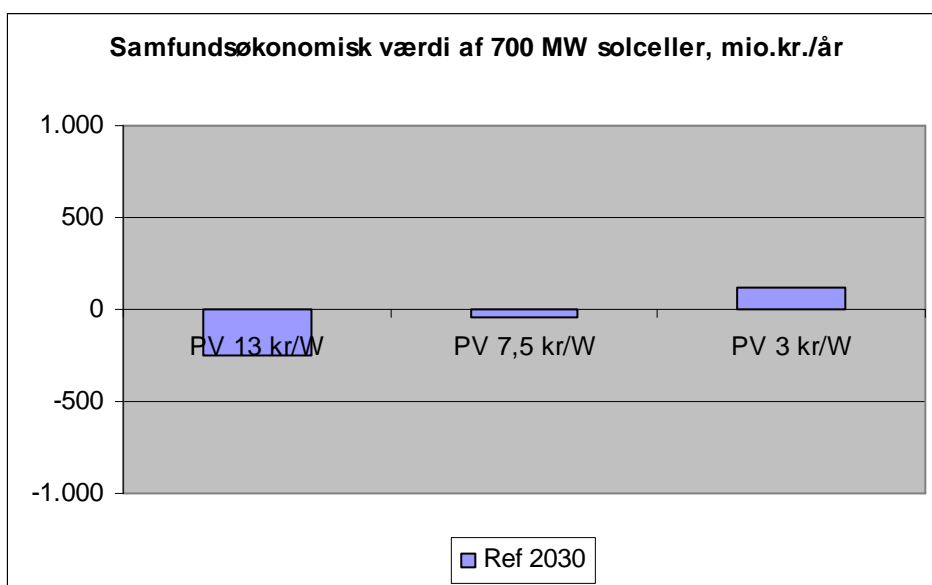
Referencens 3.100 MWe vindmøller med 30% fuldlasttimer på land og 1950 MW offshore med ca. 45% fuldlasttimer erstattes med 6.000 MW fordelt på 3.000 MW til lands og 3.000 MW offshore. Der anvendes samme fuldlasttimer som i referencen, hvorved den resulterende produktion bliver 18,7 TWh, svarende til 55-60% af elforbruget. Prisen på vindkraft er med udgangspunkt i Teknologikataloget sat til 4 mio.kr./MW med en levetid på 20 år, samt d&v på 0,5% for vindmøller til land og 8 mio.kr./MW med en levetid på 25 år samt d&v 1,46% for offshore vindmøller.

Antallet af fuldlasttimer for bølgekraft vil komme til at ligge på 40-45% (Peter B. Frigaard, AAU, 2006). Med 40% fuldlasttimer skal der i 2030 være installeret ca. 500 MWe bølgekraft for at kunne producere 1,75 TWh. Med udgangspunkt i Teknologikataloget er der regnet med en pris på 14 mio.kr./MW med en levetid på 30 år og d&v på 1,13%. Det skal understreges, at priserne på bølgekraft er forbundet med stor usikkerhed. Skulle priserne vise sig at være helt anderledes end her forudsat, vil IDA 2030 imidlertid kunne gennemføres ved blot at erstatte med lidt mere vindkraft.

For solceller regnes med 10% fuldlasttimer og en installeret effekt på 700 MW. Solcelleanlæg er i 2006 relativt dyre anlæg. Men som beskrevet i hovedrapporten, kan man baseret på "Learning curves" over de seneste 30 års udvikling inden for solcelleudviklingen konstatere et prisfald på gennemsnitligt 20%. Denne udvikling må forventes at flade ud, efterhånden som markedet når en vis størrelse. Et estimat for prisudviklingen i Danmark er, at man i 2016 kan have et installeret anlægsprisniveau på 7.500 kr./kW og i 2030 sandsynligvis en anlægspris på 3.000 kr./kW. I Danmark forventes et solcelleanlæg opsat på et hus-tag at have en levetid på 25 år.

Det nævnte prisfald har stor betydning for samfundsøkonomien, som illustreret i figur 5.14 for tre forskellige anlægspriser ved udbygning i referencen. Med de nuværende priser vil en udbygning med solceller været forbundet med et samfundsøkonomisk tab, mens det med de forventede priser anno 2030 vil give en økonomisk gevinst. Af hensyn til erhvervspotentialet bør der imidlertid udbygges med solceller, allerede inden de bliver samfundsøkonomiske.

På den baggrund er det valgt i IDA 2030 at udbygge med 700 MW solceller og at indregne en gennemsnitlig omkostning svarende til prisniveauet år 2015 på 7.500 kr./kW med en levetid på 25 år samt d&v på 0,25%.



Figur 5.14: Samfundsøkonomisk konsekvensberegning af 700 MW solceller med 3 forskellige anlægspriser: 13 kr./W (nuværende), 7,5 kr./W (forventet anno 2015) og 3 kr./W (forventet anno 2030)

6 Energisystemet i Ingeniørforeningens Energiplan 2030

Med udgangspunkt i referencen, er energisystemet i IDA 2030 gennemregnet som summen af de enkelttiltag, der er gennemgået i kapitel 5. Umiddelbart vil disse tiltag føre til et el-system med store ubalancer mellem forbrug og produktion, som kommer til udtryk i form af et betydeligt eloverløb, hvor energisystemet er tvunget til at eksportere. Desuden medfører dette, at der er en nedsat mulighed for at tjene penge ved handel på det internationale el-marked. Derfor er der foretaget en række tekniske systemforbedringer af det samlede system med henblik på at skabe større fleksibilitet. Disse ændringer er herefter indarbejdet i IDAs Energiplan 2030. I tabel 6.1 er resultaterne af de tekniske systemanalyser af energisystemet vist trin for trin.

Tabel 6.1. Resultater af de tekniske systemanalyser.

TWh/år	Ref 2030	IDA (1)	IDA (2) Markeds- regulering	IDA (3) + 450 MWe varme- pumper	IDA (4) Brændsels- celle- regulering	IDA (5) Fleksibelt elforbrug
<i>Input:</i>						
Elforbrug	49,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0
Fjernvarmeforbrug	39,2	30,9	30,9	30,9	30,9	30,9
Individuel opvarmning	23,1	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0
Industri inkl. service & raff.	53,7	32,8	32,8	32,8	32,8	32,8
Transport (inkl. fly og skib)	69,2	44,8	44,8	44,8	44,8	44,8
Nordsø, tab, mv.	22,7	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0
Gns. eff. dec. k/v (el/varme)	41%/50%	49%/42%	49%/42%	49%/42%	49%/42%	49%/42%
Gns. eff. cen. k/v (el/varme)	41%/50%	54%/37%	54%/37%	54%/37%	54%/37%	54%/37%
Gns. eff. kondensværker	52%	55%	55%	55%	55%	55%
<i>Primær energiforbrug</i>						
Vind, bølger, sol, vandkraft	14,9	21,1	21,1	21,1	21,1	21,1
Solvarme	0,0	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2
Kul	18,1	8,2	4,6	5,5	4,8	4,3
Olie	111,3	41,3	41,3	41,3	41,3	41,3
Naturgas	91,7	57,3	51,9	42,1	41,7	41,7
Biomasse	36,4	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0
Total, inkl. el-eksport	272,3	183,2	174,2	165,2	164,2	162,5
<i>Nøgletal</i>						
Nettoeksport (eloverløb)	2,5	11,9	3,6	2,6	1,7	0,6
Total korrigeret for el-eksport	267,6	161,5	167,7	160,5	161,1	161,4
Kondens-el i % af el-behov	24 %	2 %	1 %	4 %	3 %	2 %
Kedler i % af fjv-behov	29 %	38 %	58 %	23 %	25 %	26 %
CO ₂ emission - Mt/år	54,5	25,5	23,2	21,5	21,2	20,7
Korr. CO ₂ -emission - Mt/år	53,3	20,1	21,6	20,3	20,4	20,5

Trin 1: Udgangspunkt

Som det ses af tabel 6.1, nedbringes brændselsforbruget fra 272 TWh/år til 183 TWh/år som følge af besparelser og effektiviseringer samt udbygning med vindkraft. Til gengæld øges eloverløbet markant fra 2,5 TWh/år til 11,9 TWh/år. Bl.a. er det nødvendigt at fjerne kritisk eloverløb ved at nedregulere kraftvarmeverker, anvende el-patroner og i sidste omgang nedregulere vindkraftanlæg. Ud af i alt 18,71 TWh vindkraft nyttiggøres 3,39 TWh

ved at nedregulere produktionen på kraftvarmeværkerne (erstatte med kedel) og 0,08 TWh anvendes i el-patroner.

Trin 2: Bedre regulering

I udgangspunktet er der ikke regnet med, at kraftvarmeværkerne regulerer deres el-produktion efter vindkraften (eller markedet). I trin 2 er kraftvarmeværkerne sat til at regulere deres el-produktion i forhold til vindproduktion. Som det ses, mindskes eloverløbet markant fra 11,9 til 3,6 TWh/år. Til gengæld øges kedelproduktionen på kraftvarmeværkerne, hvorved brændselseffektiviteten mindskes i det samlede energisystem. Dette ses blandt andet ved, at brændselsforbruget korrigeret for el-eksport i tabel 6.1 vokser fra 161,5 til 167,7 TWh/år.

Trin 3: Varmepumper

I trin 3 er der tilføjet 450 MWe varmepumpeeffekt i kraftvarmesystemerne. Deres indvirkning er at overtage kedelproduktionen og øge reguleringsevnen. Som det ses, reduceres såvel eloverløbet som brændselsforbruget. Dette tiltag er indregnet i IDA 2030 med en investering i varmepumper på 20 mio.kr. pr. MWe, en levetid på 20 år og en driftsomkostning på 0,2%. Denne omkostning inkluderer investeringen i anlæg til supplerende varmeoptag for dele af varmepumpekapaciteten. For yderligere information om disse varmepumper, se i bilagene til hovedrapporten.

Trin 4: Brændselsceller som regulerkraft

I referencen regnes der med, at de store dampturbineværker skal holdes på en samlet minimumsproduktion på 450 MW for at kunne indgå i den løbende regulering. Sådanne tekniske begrænsninger gør sig imidlertid ikke gældende for brændselscellekraftvarmeværkerne i IDA 2030. Sådanne værker kan dels gå ned til nul, og dels kan de ændre produktion langt hurtigere end dampturbinerne. Derfor er dette krav reduceret, og som det ses, vil såvel eloverløbet som brændselsforbruget herved kunne nedbringes yderligere.

Trin 5: El-biler og fleksibelt elforbrug

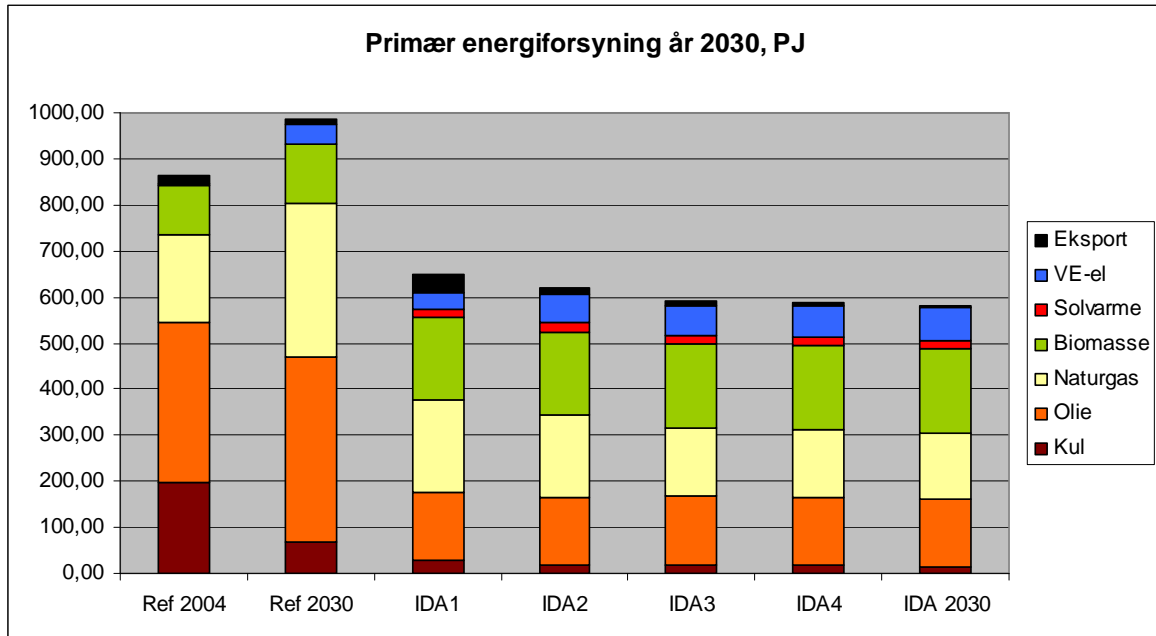
Desuden er der regnet med at inddrage fleksibelt elforbrug i indreguleringen. I trin 5 er 10% af det samlede elforbrug gjort fleksibelt, 5% inden for et døgn og 5% inden for en uge. Opladning af el-biler er tilsvarende gjort fleksibel. Herved fjernes eloverløbet stort set, jf. trin 5 i tabel 6.1.

Det har ikke været muligt inden for dette projekts rammer at foretage en detaljeret opgørelse over de samfundsøkonomiske omkostninger ved fleksibelt elforbrug. Omkostningerne er derfor indregnet i IDA 2030 med en investering skønsmæssigt sat til 500 mio.kr. med en levetid på 20 år og med 1% i ekstra driftsomkostninger. Med fleksibelt elforbrug reduceres behovet for kraftværkskapacitet med 550 MW. Værdien heraf er medtaget i de samfundsøkonomiske beregninger.

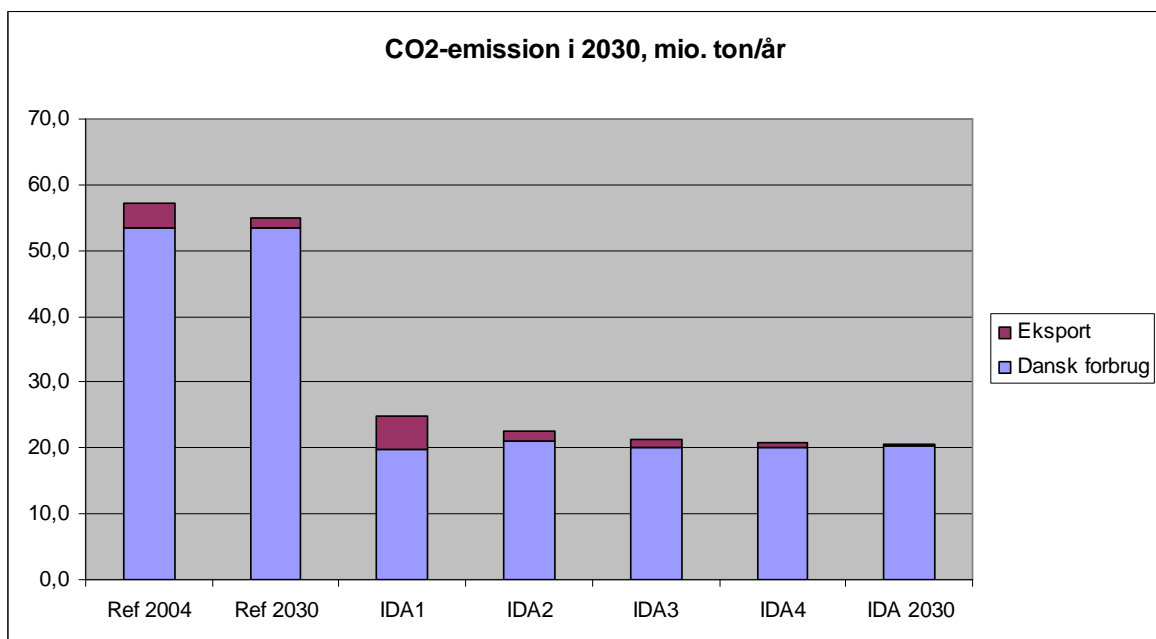
Af figur 6.2 fremgår det primære energiforbrug og af figur 6.3 fremgår CO₂-emissionerne i de beregnede trin samt i referencerne for 2004 og 2030.

Varmepumperne, det fleksible elforbrug og de øvrige tiltag er herefter indarbejdet som en del af IDA 2030 energisystemet. Som det ses af figur 6.2, har dette energisystem gode egenskaber mht. at skabe balance mellem forbrug og produktion. Det er de samme egen-

skaber, der er vigtige i forbindelse med at kunne tjene penge ved el-handel på Nord Pool, som nærmere gennemgået i kapitel 8.



Figur 6.2: Primær energiforsyning i de tekniske systemanalysers beregnede trin.



Figur 6.3: CO₂-emission i de tekniske systemanalysers beregnede trin.

7 Ingeniørforeningens vision 2050 - 100% Vedvarende energi

For at analysere om Danmark med IDA 2030 kan komme hensigtsmæssigt videre i forhold til Statsministerens ambitioner om 100% selvforsyning uden atomkraft, efter at olien og naturgassen slipper op i Nordsøen, er der her lavet tekniske beregninger af, hvordan energisystemet i en vision for et sådant 100% VE-system kunne se ud i år 2050. Princippet i beregningerne er at forsætte ad den vej, der er lagt i IDA 2030.

I forhold til IDA 2030 er der foretaget følgende ændringer:

0. Afgrænsning

- Nordsøens egetforbrug af fossilt brændsel indregnes ikke.

1. Yderligere besparelser

- Energibehovet i bygningerne samt fjernvarmenettabene reduceres med yderligere 20%.
- Industriens brændselsforbrug reduceres med yderligere 20%.
- Det samlede el-forbrug reduceres med yderligere 10%.
- Transportarbejdet holdes konstant på IDA 2030-niveauet.

2. Systemomlægninger

- Fjernvarmeområdet udvides med yderligere 10%.
- Naturgasområdet med mikro-brændselscelleanlæg udvides med 10% og overgår til H₂-forsyning.
- Øvrige bygninger uden for fjernvarmeområder forsynes fifty/fifty med varmepumper og biomassekedler.
- 50% af godstransporten overgår til transport via jernbaner.
- Det tilbageværende olieforbrug til transport erstattes af el, brint og biobrændsler.
- 3 TWh af industriens varmeproduktion omlægges til 1 TWh el-forbrug i varmepumper.

3. Bedre kraftvarmeværker

- Alle kraft- og kraftvarmeværker er erstattet med brændselscelle-kraftvarmeværker baseret på biomasse enten i form af biogas eller i form af forgasset biomasse. Herved reduceres el-nyttevirkningen med 2 % til 64% el og tilsvarende øges varmenyttevirkningen med 2 % til 26% på store brændselscelle-kraftvarmeværker og 54% el-nyttevirkning og 36% varmenyttevirkning på mindre værker.
- Biomassekedelvirkningsgraden øges til 90%.
- Varmepumpekapaciteten i kraftvarmesystemerne øges fra 450 til 500 MW-e.

4. Mere VE

- Solvarme forsyner 40% af alle fritliggende bygninger og forsyningen i fjernvarmeområderne beholdes.
- El-produktionen fra bølgekraft forøges fra 1,75 TWh i 2030 til 3 TWh/år
- El-produktionen fra solceller forøges fra ca. 0,7 TWh i år 2030 til 1,5 TWh/år.

Implementering i EnergyPLAN-modellen

Fjernvarmebehovet udvides fra 30,91 TWh i 2030 med 1,23 TWh nettovarmebehov plus 20% nettab, dvs. 1,54 TWh til i alt 32,45 TWh. Herefter reduceres varmebehovet yderligere 20%, hvorved det samlede varmebehov i fjernvarmeområder er reduceret til 25.96 TWh/år.

Mikro-brændselscelleanlæggenes forsyning af bygninger uden for fjernvarmeområder udvides til 2,46 TWh/år fratrukket varmebesparelserne på 20% svarende til, at 1,97 TWh/år forsynes med brint. Dog dækkes 40% af varmebehovet med solvarme.

Det resterende varmebehov uden for fjernvarmeområder på 5,58 TWh ($9,27 - 2,46 - 1,23$) fratrækkes besparelsen på 20% og reduceres til 4,46 TWh. Disse forsynes 40% fra solvarme og resten lige dele fra biomassekedler og varmepumper med en årsgennemsnitseffekt-faktor på 2.5 (COP).

Industriens brændselsbehov reduceres fra 32,79 TWh med 20% til 26,23 TWh. 3 TWh omlægges til varmepumpe og erstattes af et el-forbrug på 1 TWh, idet der regnes med en virkningsgrad på 85% på biomasse-kedlerne og en gennemsnitlig effektfaktor på 2,6 (COP). Resten omlægges til 23,23 TWh biomasse. El-produktionen på 2,89 TWh reduceres tilsvarende med 20% til 2,31 TWh/år.

Det samlede el-forbrug på 35 TWh reduceres med 3,5 TWh svarende til 10%.

Transportens samlede brændselsforbrug i IDA 2030 er på 1,86 TWh el, 5,87 TWh bioethanol samt 36,78 TWh benzin/diesel, heraf henhører 11,14 TWh JP til udenrigsluftfart. Af disse omlægges 50% af godstransporten, svarende til et dieselforbrug på 8,21 TWh til togtransport, hvorved el-forbruget til tog øges med 0,82 TWh. I alt bliver elforbruget til togtransport på 1,80 TWh/år. Olieforbruget reduceres ved omlægningen af godstransporten fra 36,78 TWh til 28,57 TWh. For det resterende olieforbrugs vedkommende erstattes transportarbejdet af lige dele el, brint og flydende biomasse, dvs. at tre gange 9,52 TWh olie erstattes af henholdsvis 2,10 TWh el, 9,52 TWh brint og 12,86 TWh biomasse. I alt bliver transportens energiforbrug på 20,78 TWh biomasse, 9,52 TWh brint og 4,78 TWh el, fordelt på 2,98 TWh til el-biler og 1,80 TWh til togtransport.

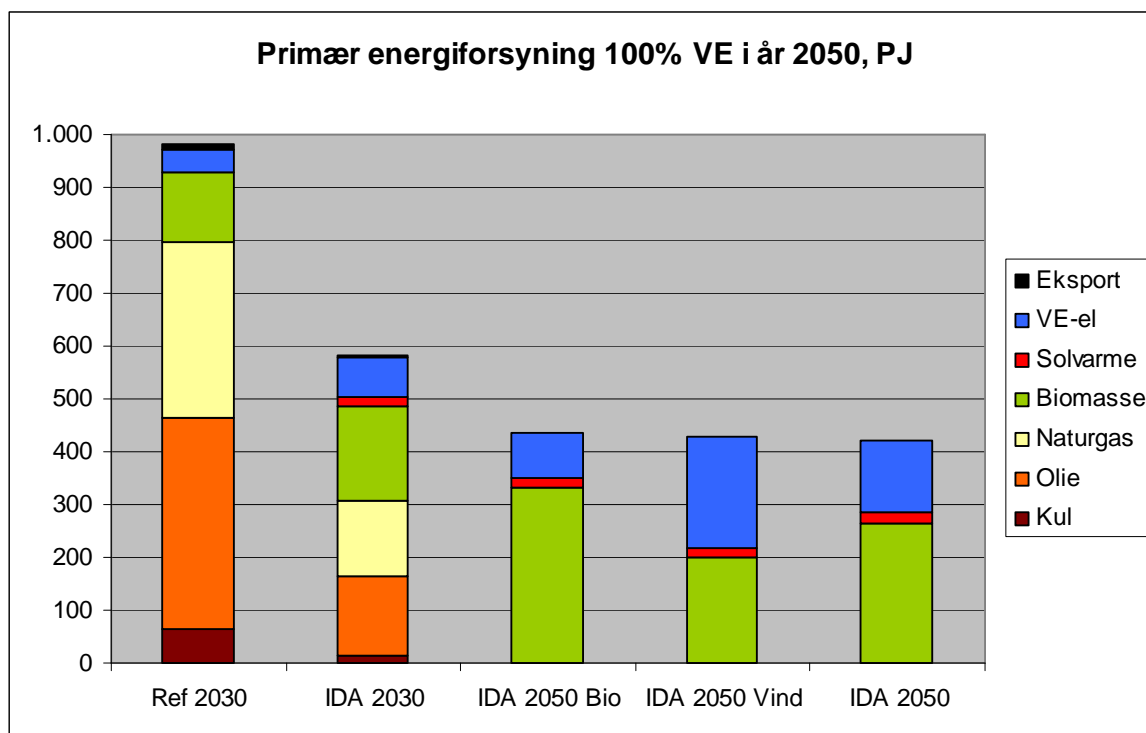
Brint til transport og mikro-brændselscellekraftvarme er forudsat produceret på elektrolyseanlæg med en samlet virkningsgrad inkl. tab i forbindelse med lagring på 85%.

Forøgelsen af andelen af biomasse til transportformål i visionen for år 2050 kræver en eller flere af tre initiativer. Enten skal der anvendes mere halm, sås flere energiafgrøder, eller udvikles teknologier til anvendelse af fiberfraktionen i gylle. Bruttobiomasseforbruget er i alt knap 190 PJ til produktionen af bioethanol. Den forøgede anvendelse af biomasse til transportformål er afhængig af omlægningen fra naturgas til biomassekraftvarmeværker.

Resultater

Resultatet af en umiddelbar gennemregning af ovenstående vision for 2050 giver et 100% VE-system med et biomasseforbrug på 333 PJ samt 19 PJ solvarme og VE-elektricitet fra bølge, sol og vind på 23,2 TWh. Dette gælder for en IDA 2030 vindkrafteffekt på 6.000

MW. Ved at øge vindkrafteffekten og supplere med brint som energibærer kan biomasseforbruget nedbringes til 200 PJ. VE-elektricitetsbidraget øges til 58 TWh, hvilket vil kræve en vindkrafteffekt på 15.000 MW. Denne mulighed kræver imidlertid en omfattende udbygning med elektrolyseanlæg og brintlagre. Her er det valgt at vise en mellemløsning med et biomasseforbrug på 270 PJ og et VE-el bidrag på 38 TWh, hvilket kan realiseres med en installeret vindeffekt på 10.000 MW. Alle disse tre varianter er vist i figur 7.1.



Figur 7.1: Primær energiforsyning for 3 varianter af 100% VE sammenlignet med referencen og IDA 2030.

Der er foretaget yderligere beregninger på tre systemændringer, som alle går ud på at omlægge til varmepumper i individuelle boliger. I den ene omlægges H₂-mikrobrændselscelle-kraftvarmeanlæggene, i den anden biomassekedlerne og i den sidste 20% fjernvarmeudvidelsen. Alle disse omlægninger giver anledning til et mindre biobrændselsforbrug i det samlede system for den samme mængde solvarme og VE-elektricitet. Tilsammen kan disse ændringer nedbringe biobrændselsforbruget fra 270 PJ til 255 PJ. Beregningerne er behæftet med en vis usikkerhed og kan være følsomme over for de anvendte virkningsgrader mv.

Konklusionen er, at IDA 2030 ikke står i vejen for efterfølgende at realisere et 100% VE-system. I et sådant system vil Danmark under alle omstændigheder skulle foretage et valg mellem mængden af biomasse og vindkraft, hvilket vil have konsekvenser for landbrugsarealet samt for placeringen af vindmøller i landskabet og til havs. Dog anbefales det, at der foretages en nærmere sammenlignende analyse for at vurdere den mest hensigtsmæssige udbygning og prioritering mellem fjernvarme, mikro-kraftvarmeværker, biomassekedler og varmepumper.

8 Samfundsøkonomisk vurdering af Ingeniørforeningens Energiplan 2030

Den samfundsøkonomiske konsekvensvurdering af IDA 2030 omfatter dels en vurdering af enkelttiltagene og dels en samlet vurdering. Herudover er der foretaget en analyse af systemets evne til at tjene penge på handel med el på Nord Pool under forskellige markedsforudsætninger. Endelig er der foretaget en følsomhedsanalyse. De generelle forudsætninger er beskrevet i kapitel 3.

8.1 Analyser af enkelttiltag

Indledningsvist er der foretaget en samfundsøkonomisk vurdering af hvert enkelt tiltag i IDA 2030, som det ville se ud, hvis det blev gennemført alene. Værdien er i visse tilfælde afhængig af, hvordan det øvrige energisystem ser ud. Derfor er den marginale samfundsøkonomiske værdi vurderet såvel i forhold til referencens energisystem som i forhold til IDA 2030's energisystem. I begge tilfælde er der anvendt de nuværende brændselspriser på 68 \$/tønne samt energistyrelsens forventning om en gennemsnitlig Nord Pool el-markedspris på 349 kr./MWh samt en CO₂-handelspris på 150 kr./ton. Tilsvarende er hvert enkelt tiltags CO₂-reduktion beregnet. Resultaterne er vist i figur 8.1.

Som det ses af figur 8.1 er der tale om ”gynger og karruseller”. Ikke alle enkelttiltagene er forbundet med lige store samfundsøkonomiske gevinster. Disse tiltag har dog andre fordele i relation til brændsels- og CO₂-reduktioner samt erhvervspotentialer og er således vigtige i relation til at opfylde det samlede sæt af målsætninger. Yderligere har disse enkelttiltag betydning for mulighederne for at videreudvikle det danske energisystem til et 100% VE-system.

Til de enkelte tiltag kan knyttes følgende bemærkninger.

El-besparelser og rumvarmebesparelser

El-besparelser i husholdningerne og reduktion i bygningernes varmebehov er vigtige tiltag til at nedbringe brændselsforbruget og CO₂-emissionen. Især på længere sigt i relation til målet om 100% VE er det vigtigt at nedbringe bygningernes energiforbrug. Investeringerne i bygningsforbedringer er imidlertid meget omfattende og levetiden lang, og derfor er der en tilbøjelighed til, at samfundsøkonomien er dårlig, især for bygningsforbedringer inden for eksisterende fjernvarmeområder med kraftvarme. Derfor er der i IDA 2030 foreslået en løsning, hvor bygningernes varmebehov nedbringes over en længere periode, i takt med at fjernvarmesystemerne tilpasses det ændrede behov og fjernvarmeområderne udvides marginalt. Med denne kombination er der skabt en samfundsøkonomisk fornuftig løsning.

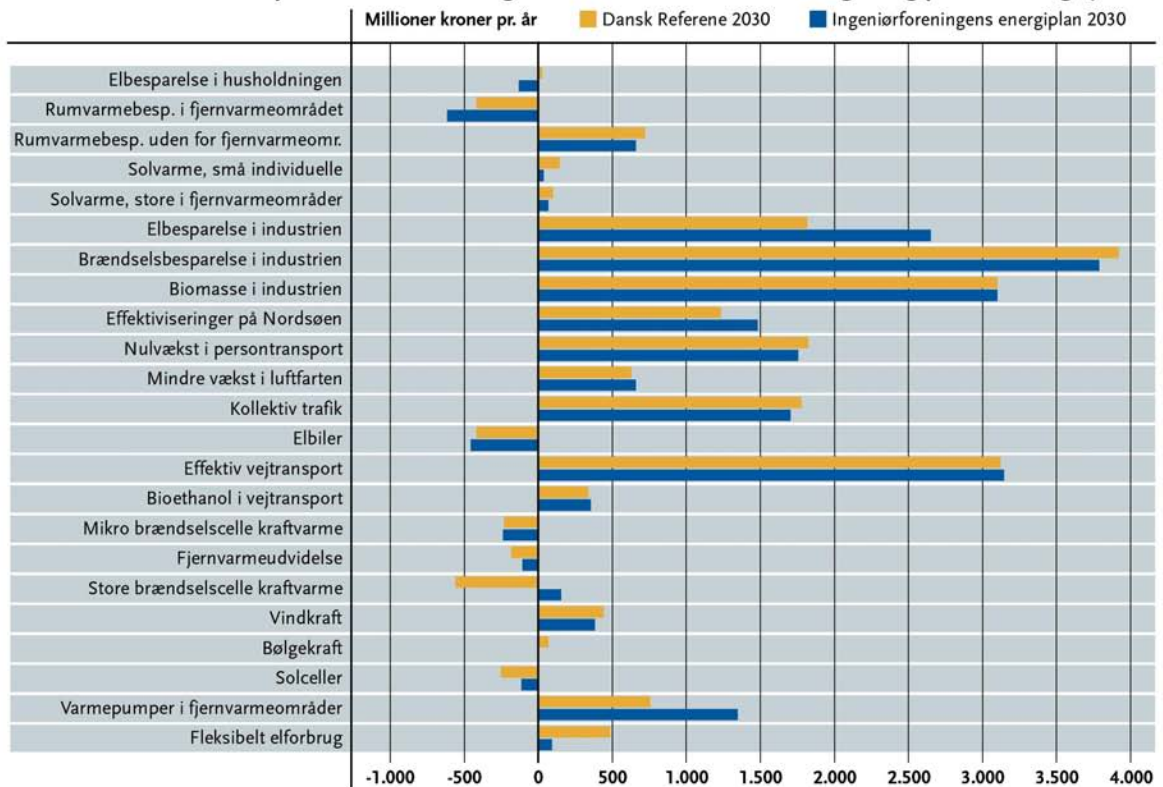
Besparelser i industrien og Nordsøen

Besparelser i industrien og på Nordsøen er vigtige elementer i nedbringelsen af forbruget af fossile brændsler og CO₂-emissionen. Samtidig er det tiltag, der er forbundet med store samfundsøkonomiske gevinster. Udfordringen ligger i at implementere disse tiltag.

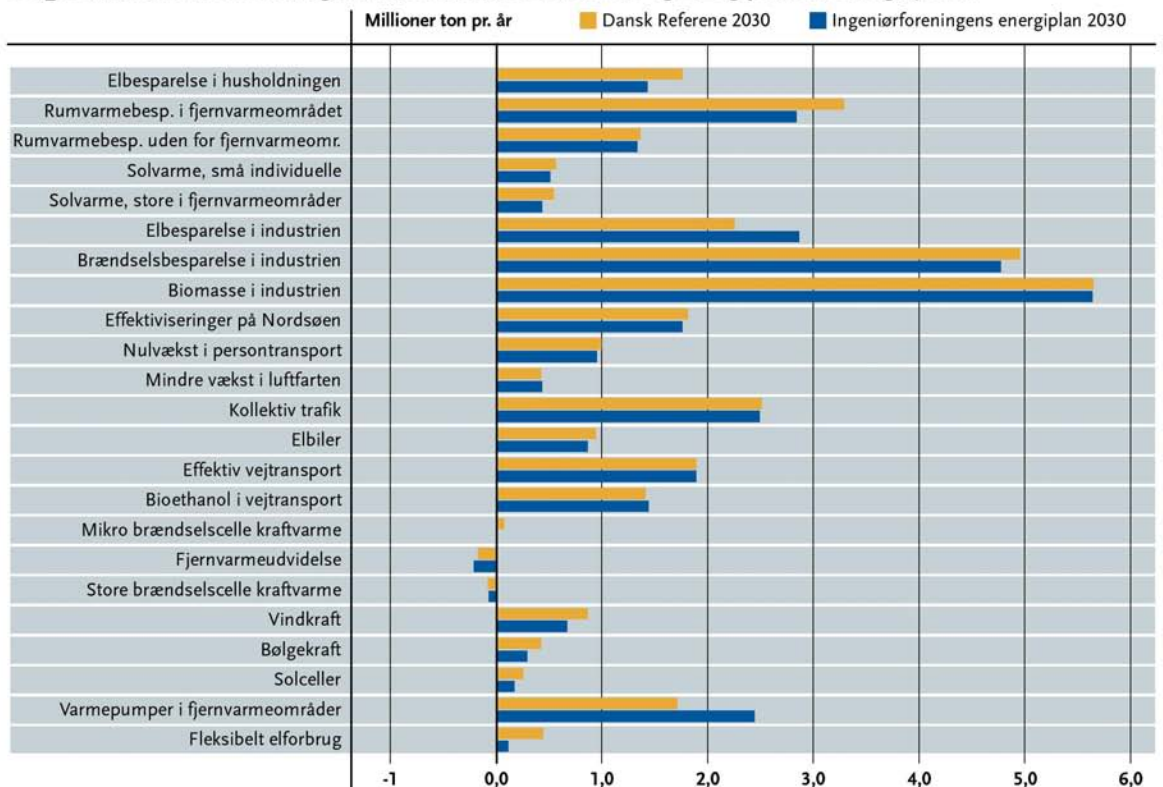
Solvarme

Solvarme såvel i individuelle bygninger som i fjernvarmeområder hænger kun lige akkurat samfundsøkonomisk sammen. Til gengæld bidrager solvarmen til CO₂-reduktionen, ligesom området vurderes at have et betydeligt erhvervspotentiale. Herudover vurderes solvarme som en vigtig teknologi i relation til et fremtidigt 100% VE-system.

Samfundsøkonomisk besparelse ved enkelttiltag vurderet ift. hhv. referensens og energiplanens energisystem



CO₂-reduktion ved enkelttiltag vurderet ift. hhv. referensens og energiplanens energisystem



Figur 8.1: Samfundsøkonomisk værdi og CO₂-reduktion af energiplanens enkelttiltag.

Stabilisering og effektivisering af transportarbejdet

Fastholdelse af persontransportarbejdet på nuværende niveau samt reduktion i væksten i udenrigsluftfart fra 50% til 30% er her forudsat at kunne gennemføres omkostningsneutralt. Derfor har disse tiltag stor samfundsøkonomisk værdi, også selvom effektiviseringen af bilerne er forbundet med visse samfundsøkonomiske omkostninger.

Omlægning til jernbanetransport mv.

IDA 2030 indeholder en omlægning fra vejtransport til skib, tog og cykel. Ud over energibesparelser er hovedhensynet i denne omlægning at få et bedre transportsystem, herunder at undgå forøget trængsel på vejene. Den samlede investering er opgjort til 203 mia.kr., og værdien af den sparede tid er opgjort til 5,7 mia.kr./år. Den del af investeringen, der ikke kan forrentes af værdien af den sparede tid, er her medregnet, og resultatet er et pænt samfundsøkonomisk overskud.

Bioethanolproduktion

Bioethanolproduktion er væsentlig, fordi det er den mest umiddelbare måde at nedbringe brugen af olie i transportsektoren på. Tiltaget har en god samfundsøkonomi og vurderes at have et betydeligt erhvervspotentiale. Begrænsningen er mængden af biomasse. Derfor bør dette tiltag kombineres med andre løsninger på længere sigt.

Omlægning til el-biler

Omlægning til el-biler er umiddelbart forbundet med et mindre samfundsøkonomisk tab. Til gengæld har denne omlægning stor betydning for brændseffektiviteten og CO₂-reduktionen. På længere sigt vil denne teknologi formodentlig være nødvendig for at kunne overgå til et 100% VE-system. Desuden er der tale om en teknologi, hvor Danmark vil kunne udvikle et erhvervspotentiale i forbindelse med opladning og sammenhæng med regulering af el-nettet.

Brændselscellekraftværker

Brændselscellekraftværker øger effektiviteten i det samlede system og er derfor vigtige for CO₂-reduktionen og mulighederne for på længere sigt at udvikle en 100% VE-forsyning. Desuden indebærer brændselscelleteknologien store muligheder for at regulere sin produktion hurtigt, og derfor vil den være god i forhold til indregulering af vindkraft. Når netto-CO₂-reduktionen i diagrammet er ubetydelig, skyldes det, at dette tiltag i analysen øger konkurrenceevnen på Nord Pool el-markedet og dermed fører til øget el-handel. Samfundsøkonomien er på mellemlangt sigt knap så god, idet kraftværkerne er forbundet med betydelige driftsomkostninger til udskiftning af brændselscellestakke. Til gengæld vurderes dette tiltag at have et meget stort erhvervspotentiale.

Vind-, sol- og bølgekraft

En øget udbygning af vindkraft giver et mindre samfundsøkonomisk overskud, mens bølgekraft og solceller balancerer eller giver et mindre samfundsøkonomisk underskud. Af hensyn til CO₂-reduktionerne samt hensynet til at kunne komme videre med et 100% VE-system er alle disse energiformer vigtige. Hertil kommer, at disse energianlæg har et væsentligt erhvervspotentiale.

Store varmepumper

Store varmepumpeanlæg er afgørende for at få systemet til at hænge sammen og udviser såvel i referencen som i IDA 2030 særdeles god samfundsøkonomi. Tiltaget har en positiv virkning på CO₂-reduktionen og medfører et væsentligt erhvervspotentiale.

Fleksibelt elforbrug

Fleksibelt elforbrug har en positiv virkning på systemet og en positiv samfundsøkonomi. Det skal dog bemærkes, at der for anlægsomkostningernes vedkommende er tale om et skøn behæftet med stor usikkerhed.

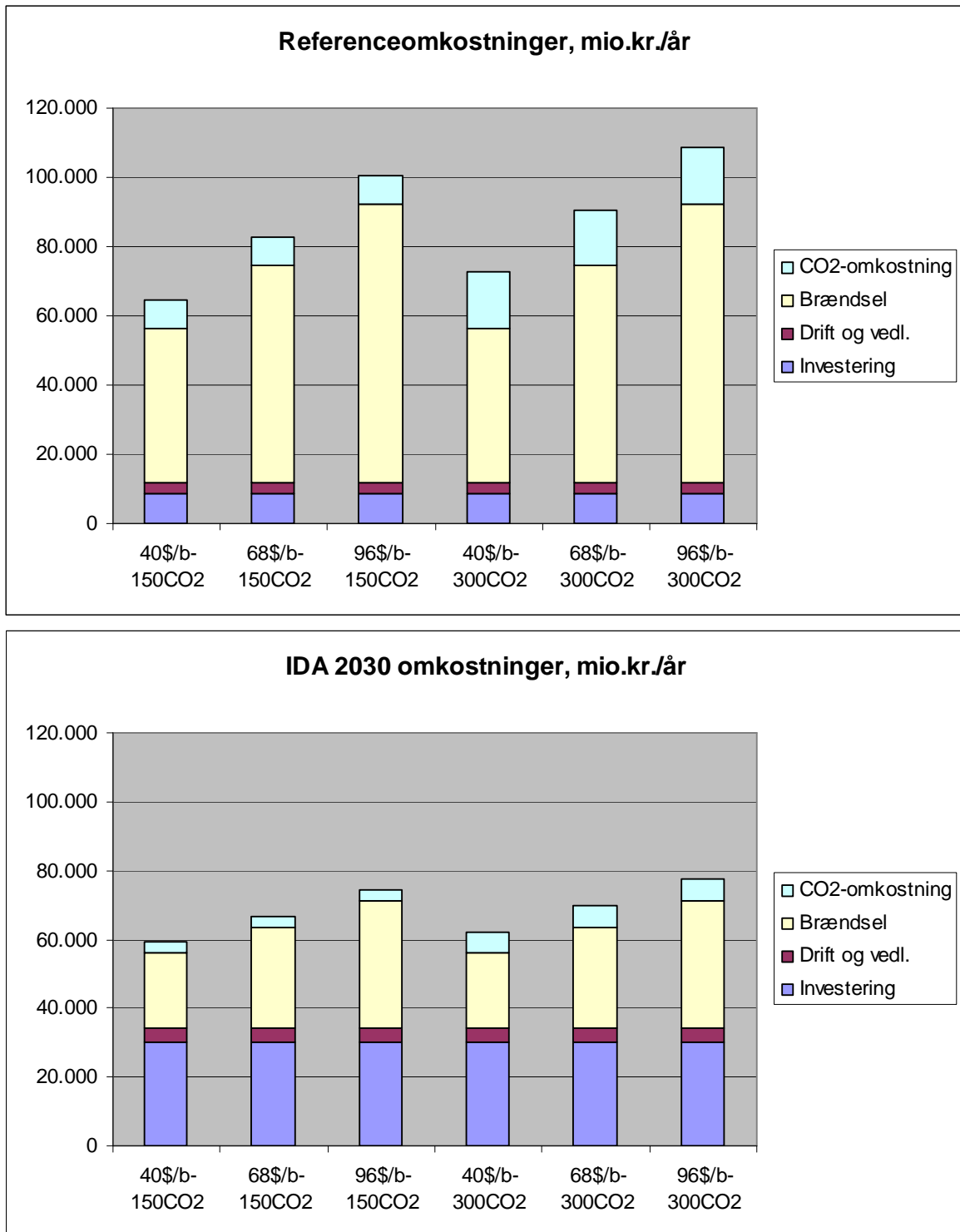
8.2 Overordnet sammenligning

Referencens samlede samfundsøkonomiske omkostninger er opgjort og sammenlignet med IDA 2030 for de tre brændselsprisniveauer samt for de to CO₂-omkostninger, og er illustreret i figur 8.2.

Omkostningsopgørelsen er i første omgang vist for et lukket system uden handel eller udveksling med el til Nord Pool. Dette er gjort for at kunne vise nettoværdien af at handle med el under forskellige relevante forudsætninger.

Det generelle billede er, at Danmark med IDA 2030 opnår en væsentligt bedre økonomi end i referencen. Desuden opnår man en mere robust situation, idet de samlede omkostninger til energi er mindre følsomme over for udsving i oliepriser og CO₂-omkostninger.

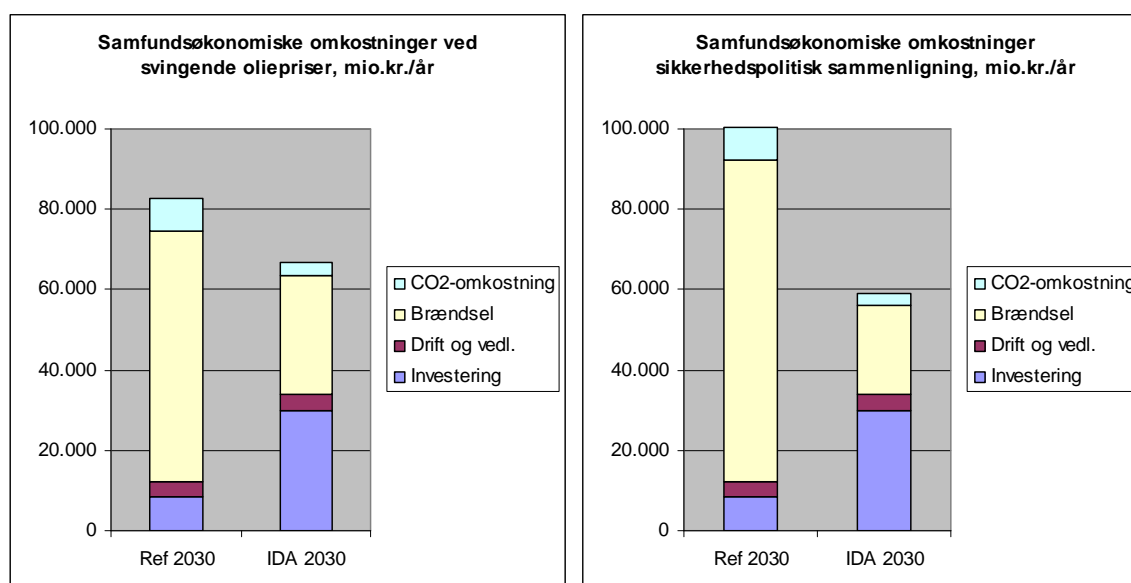
I det følgende er de forskellige brændselspriser regnet sammen til en simpel sammenligning med to søjler ud fra to forskellige måder at sammenligne på: ”svingende oliepriser” og ”sikkerhedspolitisk sammenligning”.



Figur 8.2: Samlede omkostninger i mio.kr. pr. år for henholdsvis referencen og IDA 2030.

Svingende oliepriser

Rationalet i denne analyse er at betragte Danmark som et lille land, der ikke har indflydelse på oliepriserne og oliemarkedet i verden. I denne betragtningssmåde vil vi skulle indstille os på svingende oliepriser og ikke konstante hverken lave eller høje priser i 20 års perioder. I nogle år vil priserne være lave, og i andre år vil de være høje, og priserne vil svinge hurtigere, end vi kan nå at ændre vore bygninger og kraftværker. Her gælder det altså om at have et fleksibelt energi-system, som kan klare sig under høje såvel som lave oliepriser. I denne situation er det relevant at sammenligne referencen og IDA 2030 i en kombination af høje, middel og lave oliepriser. I figur 8.3 (til venstre) er der lavet en sådan sammenligning af middel oliepriser i 40% af tiden i kombination med høje og lave oliepriser i hver 30% af tiden.



Figur 8.3: Samfundsøkonomisk sammenligning under henholdsvis "svingende oliepriser" og "sikkerhedspolitisk sammenligning".

Sikkerhedspolitisk sammenligning

Rationalet her er at betragte Danmarks satsning på IDA 2030 som en del af en samlet satsning i Europa, USA og eventuelt andre olieforbrugende dele af verden. Ved at reducere efterspørgslen på fossile brændsler kan man sammen tage trykket af oliemarkedet og derved opnå lave oliepriser. Hvorimod man må forudse høje oliepriser, hvis alle fortsætter med at øge efterspørgslen. Set i denne sammenhæng er det relevant at sammenligne **IDA 2030 og lave oliepriser** med **referencen og høje oliepriser**. En sådan sammenligning er lavet i figur 8.3 (til højre).

Som det ses, kan man med IDA 2030 opnå de laveste omkostninger allerede i situationen, hvor Danmark går enegang. I situationen hvor Danmark går sammen med andre lande, er gevinsten endog meget betydelig.

Opmærksomheden skal dog henledes på den afgørende pointe, at den virkeligt store gevinst med **lave energiomkostninger for samfundet** næppe lader sig realisere, medmindre

man sikrer sig, at *forbrugerne oplever høje energipriser*, hvilket i vid udstrækning vil være grundlaget for gennemførelsen af mange af IDA 2030's besparelser og effektiviseringer.

Der skal altså føres en aktiv skatte-, afgifts- og tilskudspolitik for at realisere den store samfundsøkonomiske gevinst.

8.3 Handel med el med nabolandene

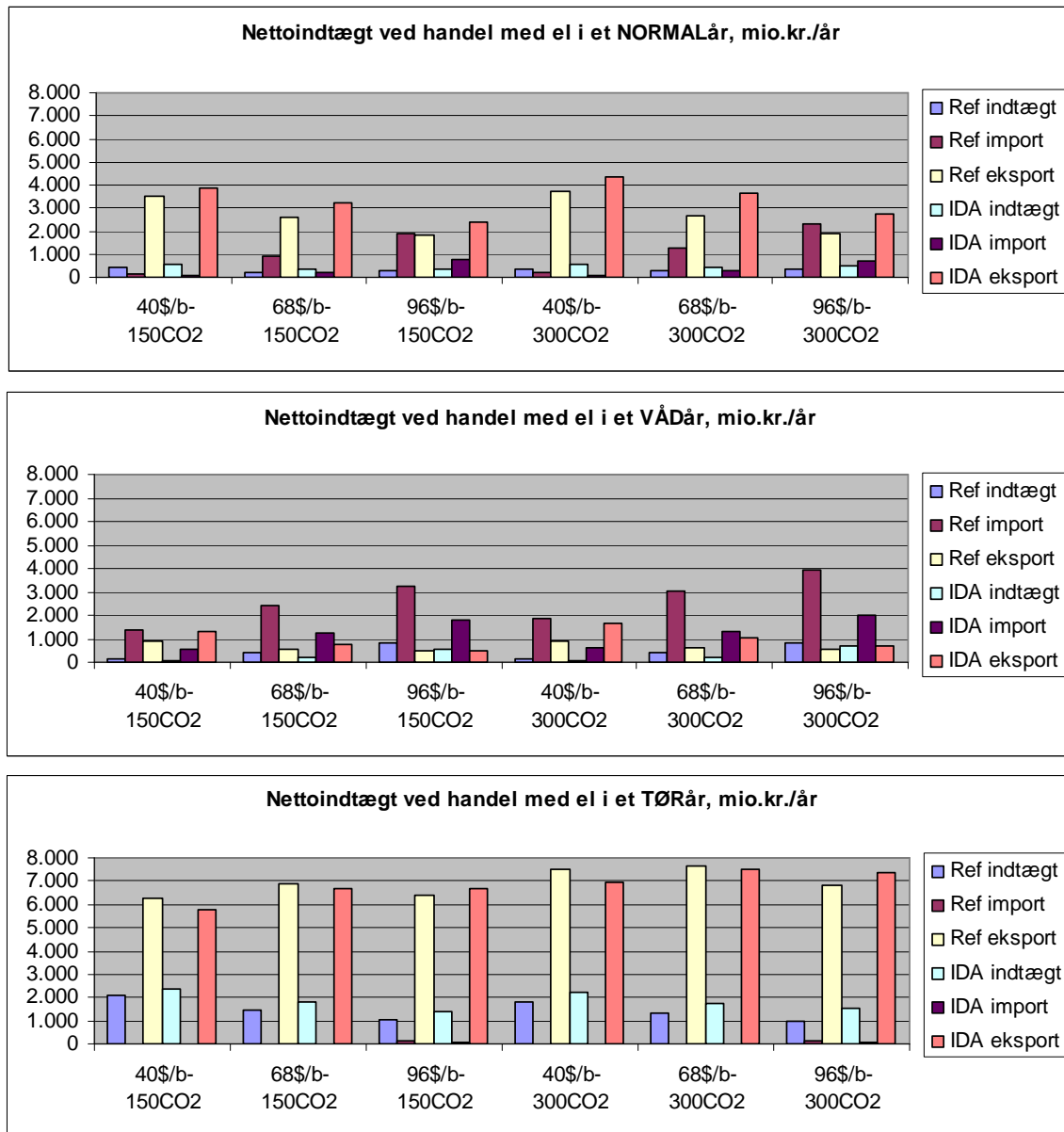
Som nævnt, er ovennævnte en opgørelse af de samfundsøkonomiske omkostninger i et lukket system uden handel med el med udlandet.

I de tre grafer i figur 8.4 er nettoindtægten ved handel vist i henholdsvis et normalår, et tørtår og et vådtår. Nettoindtægten er en sammenregning af import-/eksportindtægter inkl. flaskehalsindtægter og forskellige CO₂- og brændselsomkostninger. I figur 8.4 er desuden vist henholdsvis el-eksportindtægter og el-importudgifter. Som det ses, vil såvel referencen som IDA 2030 kunne tjene penge på handel med el i alle de viste tilfælde. Nettoindtægten ligger typisk i størrelsesordenen 500-1.000 mio.kr./år. I situationer med lave brændselspriser og høje el-markedspriser tjenes der primært penge på eksport, mens der i tilfælde med høje brændselspriser og lave el-markedspriser primært tjenes penge på import. Det skal bemærkes, at ikke alle kombinationer er lige sandsynlige, idet el-markedsprisen må formodes i et vist omfang at følge brændselspriseniveauet.

En sammenregning af nettoindtægterne ved handel med el er udregnet for følgende sandsynligheder:

- Vådår, normalår og tørtår optræder i forholdet 3:3:1
- Lave, mellem og høje oliepriser optræder i forholdet 3:4:3
- Lave og høje CO₂-priser optræder i forholdet 1:1

Med disse sandsynligheder kan den gennemsnitlige handelsindtægt sammenregnes til 542 mio.kr./år for referencen og 585 mio.kr./år for IDA 2030. Der ændres ikke væsentligt på billedet, hvis der byttes lidt rundt på sandsynlighederne. Der er ikke den store forskel på el-handelsindtægterne for de to energisystemer. Alt i alt er der tale om en difference, som er ubetydelig i sammenligning med forskellen på de samlede omkostninger, som løber op i flere mia.kr./år til IDA 2030s fordel. I både referencen og IDA 2030 giver en forøgelse af transmissionskapaciteten til udlandet fra 2.500 MW til 5.000 MW kun anledning til marginale ekstraindtægter, hvilke slet ikke står mål med omkostninger forbundet med denne kapacitets udbygning.

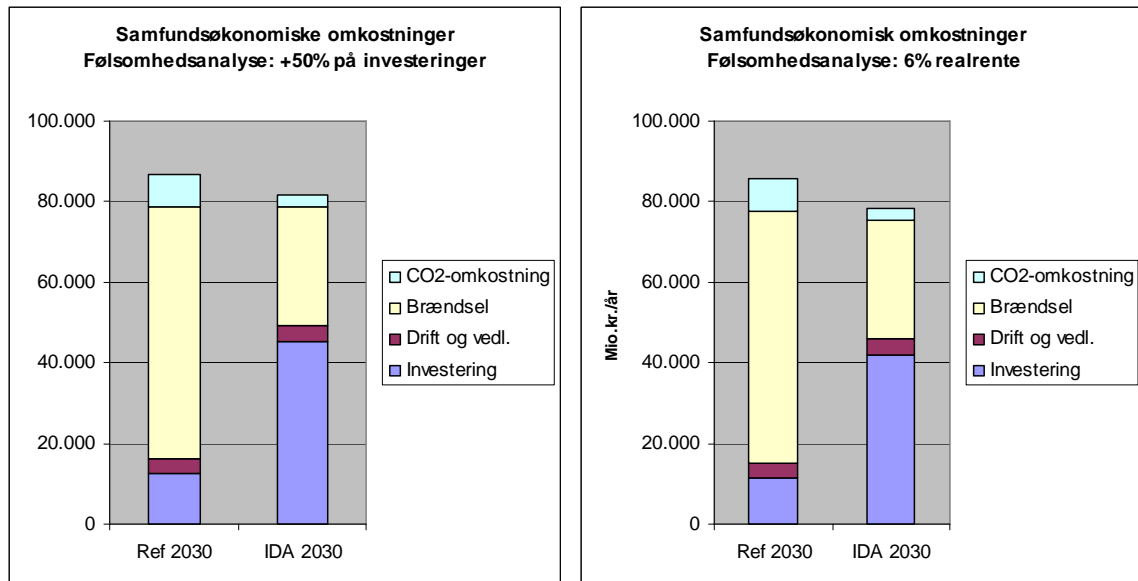


Figur 8.4: Vurdering af indtægter ved handel med el i under forskellige brændsels- og CO₂-priser.

8.4 Følsomhedsanalyse

Som det fremgår af det foregående, er eventuelle ændringer i evnen til handel med el ikke afgørende for sammenligningen. Den store forskel mellem referencen og IDA 2030 er karakteriseret ved, at IDA 2030 har store anlægsomkostninger, mens referencen har store brændselsomkostninger. Derfor er sammenligningen især følsom over for dels ændringer i brændselspriserne, som er vurderet i det forestående, og dels ændringer i rente og investeringsbehov.

Derfor er der foretaget dels en følsomhedsanalyse, hvor anlægsomkostningerne gennemsnitligt er hævet med 50%, og dels en beregning med en samfundsøkonomisk realrente på 6% i stedet for 3%.



Figur 8.5: Følsomhedsanalyse med 50% ekstra investeringsomkostninger og med 6% i realrente.

Resultaterne af følsomhedsanalyserne er vist i figur 8.5 med udgangspunkt i opgørelsen af de samfundsøkonomiske omkostninger i ”svingende oliepriser”, jf. afsnit 8.3. Som det ses, har IDA 2030 de laveste samfundsøkonomiske omkostninger selv under disse forhold. Det skal dog pointeres, at dette gælder den samlede pakke. Med ændret rente eller investeringsomfang vil flere af enkelttiltagene i IDA 2030 få en negativ samfundsøkonomi.

9 Erhvervspotentialer i Ingeniørforeningens Energiplan 2030

Et af de overordnede mål med IDAs Energiår er at øge eksporten af energiteknologi. I dette kapitel vurderes eksportpotentialer ved implementering af IDAs Energiplan 2030.

Den danske eksport af energiteknologi og rådgivning udgjorde i 2004 32,5 mia.kr. med vindmøller som den absolut dominerende teknologi. En systematisk satsning på IDA 2030 teknologier vil øge mulighederne for eksport betydeligt. I det følgende er der foretaget et overslag over størrelsesordenen. **Det skal understreges, at denne type kvantificering i sagens natur er behæftet med stor usikkerhed, og opgørelsen skal betragtes som et skøn.** I tabel 9.1 er vist en oversigt over de væsentligste investeringer i besparelser og systemombygninger i IDA 2030.

	Investering mio.kr.	Levetid år	Årlig d&v % af inv.	Årlig inv. Mkr/år
Brændselbesparelser i industrien	20.000	30	0	1.020
Ekstraomkostninger til Biogas	10.000	30	0	510
IDA transportvision	53.000	30	0	2.704
Besparelser i Nordsøen	5.400	30	0	276
<i>Delsum 1</i>	<i>88.400</i>	<i>30</i>	<i>0</i>	<i>4.510</i>
Nyt fjernvarmenet til 1,23 TWh	6.000	50	0	233
Bygningsforbedringer i fjv	148.000	50	0	5.752
Bygningsforbedringer i indv.	59.000	50	0	2.293
<i>Delsum 2</i>	<i>213.000</i>	<i>50</i>	<i>0</i>	<i>8.278</i>
IBUS-anlæg	11.000	20	6	1.399
Industrielt k/v-udvidelse	400	20	6	51
<i>Delsum 3</i>	<i>11.400</i>	<i>20</i>	<i>6</i>	<i>1.450</i>
<i>Omlægning til biomasse</i>				<i>1.185</i>
<i>Nordsø eff (CC-anlæg)</i>	<i>2.700</i>	<i>25</i>	<i>5</i>	<i>290</i>
Elbiler	25.600	15	0	2.144
Mere effektive biler	2.000	15	0	168
Ethanolbiler	3.750	15	0	314
<i>Delsum 6</i>	<i>31.350</i>	<i>15</i>	<i>0</i>	<i>2.626</i>
<i>Elbesparelser i husholdninger</i>	<i>22.800</i>	<i>10</i>	<i>0</i>	<i>2.673</i>
<i>Elbesparelser i industrien</i>	<i>14.400</i>	<i>15</i>	<i>0</i>	<i>1.206</i>
<i>Fleksibelt elforbrug</i>	<i>500</i>	<i>20</i>	<i>1</i>	<i>39</i>
Sum				22.257

Tabel 9.1: Anlægsinvesteringer i IDA 2030.

Foruden opgørelsen i tabel 9.1 omfatter IDA 2030 investeringer i en række forsyningsteknologier. Det drejer sig om solvarmeanlæg til ca. 20 mia.kr., yderligere vindkraft til ca. 8 mia.kr., bølgekraft til ca. 7 mia.kr., solceller til ca. 5 mia.kr., varmepumper til 8 mia.kr. og brændselsceller til ca. 25 mia.kr.

Kvantificeringen af erhvervspotentialer er lavet ved at opdele tiltagene i IDA 2030 på to hovedgrupper. Gruppe 1 består af teknologier i form af produkter, der er sammenlignelige med vindmøller, mens gruppe 2 består af investeringer i generelle bygningsforbedringer og besparelsesaktiviteter.

Gruppe 1 omfatter: Vindmøller, solvarmeanlæg, bølgekraft, brændselsceller, varmepumper, bioethanolanlæg og biobrændselsanlæg. Eksportpotentialer i denne gruppe er vurderet med udgangspunkt i en sammenligning med vindkraftens erhvervsudvikling.

Gruppe 2 omfatter: Bygningsforbedringer og investering i el-besparelser samt brændselsbesparelser i industrien og på Nordsøen. En øget investering i den eksisterende bygningsmasse og lavenergibyggeri vil udvikle nye produkter og kompetencer, der kan medvirke til en øget eksport. For denne type investering er der regnet med, at en øget aktivitet medfører en tilsvarende øget eksport baseret på, at eksporten af byggematerialer udgør ca. 25% af den samlede investering i byggeriet i Danmark (Dansk Industri og Byggematerialeindustrien, 2005). Dog vurderes særlige byggematerialer inden for lavenergibyggeri at have et særligt potentiale, hvorfor et beløb svarende til 10% af de samlede investeringer i bygningerne er behandlet under gruppe 1.

Investeringerne i bedre biler samt fleksibelt elforbrug er medtaget som et erhvervspotentiale inden for området el-regulering under gruppe 1. Det vurderes, at der vil være store muligheder for Danmark for at udvikle det udstyr, der skal til, for at kunne integrere disse teknologier i el-nettet.

For gruppe 1 er der indledningsvist taget udgangspunkt i relationen mellem vindmølleeksporten og størrelsen af det hjemmemarked, der over en 20-30 års periode har været med til at skabe eksporten. Eksporten udgjorde i 2004 ca. 22 mia.kr. Hjemmemarkedet kan beskrives ved 3.300 MW vindkrafteffekt, som i dagens anlægsomkostninger kan sammenregnes til en værdi af ca. 16 mia.kr.

Med dette udgangspunkt er der udregnet et bruttopotentiale, som beløber sig til 270 mia.kr./år for alle teknologier i gruppe 1 og 2. Imidlertid er det langt fra alle disse teknologier, der opfylder vindmølleeventyrets forudsætninger og udviklingsbetingelser. Alligevel er det væsentligt at prøve at vurdere disse teknologier i forhold til, hvorvidt de opfylder vindkraftens forudsætninger for en tilsvarende eksport. Hver teknologis udviklingskurve skabes af et komplekst samspil mellem disse forudsætninger og deres unikke læringskurver og udviklingsforløb. Herudover forudsætter en antagelse om realisering af hele den ovennævnte eksporteffekt, at der ikke er andre udenlandske konkurrenter, som i samme periode bliver bedre.

Forudsætningerne for den hidtidige vindkrafteksport er efter samråd med Professor Peter Karnøe, CBS, sammenskrevet til følgende 10 forhold opdelt på industrielle og politiske forudsætninger.

Politiske forudsætninger

- Danmark var tidligt i gang og vedholdende. Der var konkrete langsigtede mål om mere vindkraft i kombination med vedholdende opbakning, og udbygningen fortsatte også i perioder med lave verdensmarkedspriser på fossilt brændsel
- Politisk vilje såvel til at fremme vindkraft som til at udfordre/ændre den etablerede og konkurrerende industris vilkår og rettigheder og give nye særlige vilkår til vindmølleejere.
- Politisk fremme af folkeligt medejerskab og entreprenante købere

- Vedholdende pres fra koalitioner af fortalere for teknologien
- Etablering af en ny model for gensidig udvikling mellem forskning, prøvestation og industri.

Industrielle forudsætninger

- Danmark kom først på markedet med vindkraftteknologien.
- Danmark havde en fleksibel og re-kombinativ virksomhedsstruktur, hvor kompetencerne i en række små og mellemstore virksomheder blev transformeret til udvikling af vindmøllespecifikke komponenter såsom vinger, styringer, tårne mv.
- Der var i starten af perioden virksomheder, der havde modgang og søgte diversitet i produktsortimentet.
- Der var tidligt i perioden et stærkt stigende og faldende (fluktuerende) verdensmarked, hvor Danmark var i stand til energipolitisk at holde fast på vindkraftudviklingen i perioder med et faldende verdensmarked.
- Den danske industris koncept med at udvikle teknologierne fra mindre til større møller i et tæt samspil med markedet og forskningsinstitutionerne.

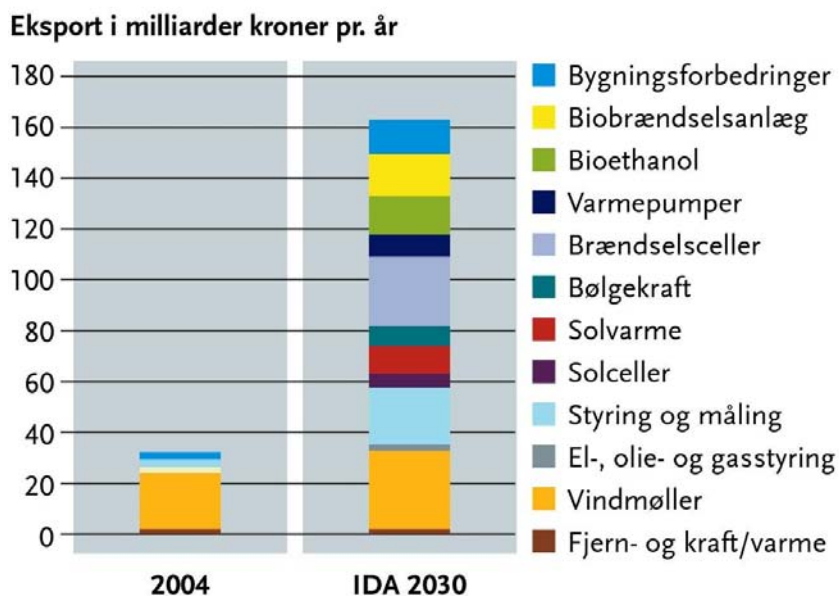
For de nævnte relevante nye teknologier er det sammenregnet, hvor stort et hjemmemarked en gennemførelse af IDA 2030 medfører, og teknologierne er vurderet i forhold til, om de opfylder ovennævnte forudsætninger. Hvorvidt de politiske forudsætninger opfyldes, er et spørgsmål om at træffe en politisk beslutning om at ville gennemføre IDA 2030, mens de industrielle forudsætninger er vurderet, som det fremgår af tabel 9.2. I beregningerne her, er det antaget, at den politiske vilje til at gennemføre energiplanen er til stede, og at de ovennævnte forudsætninger har lige stor betydning.

	Hjemmemarked i IDA 2030 mia. kr. i alt i perioden	Først på markedet	Velegnet erhvervs- struktur	Ledig kapacitet	Bærende ide og koncept	Verdens- marked	Sum % ift vind
Særlige bygnings- komponenter	20	0	1	0		1	40
Vindmøller	8	1	1	0	1	1	80
Styring og måling	7	1	1	0	1	1	80
Solceller	5	1	1	0	1	1	80
Solvarme	20	0	1	0	0	1	40
Bølgekraft	7	1	1	0	1	1	80
Brændselsceller	25	1	1	0	1	1	80
Varmepumper	8	1	1	0	1	1	80
Bioethanol	11	1	1	0	2	1	100
Biobrændselsanlæg	30	0	1	0	0	1	40

Tabel 9.2: Vurdering af industrielle forudsætninger for erhvervspotentialer

På den baggrund er IDA 2030s erhvervspotentiale opgjort som illustreret i figur 9.3.

Erhvervspotentialer



Figur 9.3: Erhvervspotentialer ved implementering af IDAs Energiplan 2030.

Som det ses, skønnes IDA 2030 at skabe potentiale for en eksport af energiteknologi, der stiger fra de nuværende ca. 30 mia.kr./år til over 160 mia.kr./år, svarende til mere end en firedobling af det nuværende niveau.

Det skal atter understreges, at denne type af kvantificering er behæftet med meget stor usikkerhed og skal betragtes som et skøn. Imidlertid giver diagrammet en udmærket oversigt over de teknologier, som IDA 2030 primært vil skabe et potentiale for erhvervsudvikling indenfor.

Litteraturliste

COWI A/S. Projekt Trængsel, resumé august 2004. Kgs. Lyngby: COWI, 2004.

Danmarks Statistik. Transport 2005 - Udarbejdet i samarbejde med Transport- og Energi- ministeriet. København: Danmarks Statistik, 2005.

Dansk Industri og Byggematerialeindustrien. Byggeprognose - Byggematerialeindustriens udsigter for 2006 og 2007, oktober 2005. København: Dansk Industri og Byggemateriale- industrien, 2005.

Energistyrelsen. Rapport fra arbejdsgruppen om kraftvarme- og VE-elektricitet. Køben- havn: Energistyrelsen, 2001.

Energistyrelsen Elkraft System og Eltra. Technology for Electricity and Heat Generating Plants, March 2005. København: Energistyrelsen et. al. 2005a.

Energistyrelsen. Vejledning i samfundsøkonomiske analyser på energiområdet, april 2005 København: Energistyrelsen, 2005b.

Energistyrelsen. Appendiks: Forudsætninger for samfundsøkonomiske analyser på energi- området. København: Energistyrelsen, 2006a.

Energistyrelsen. Biomasseressourcer, Ressourcer af biomasse til energiformål i Danmark, tilgængelig på www.ens.dk (10.10.2006). København: Energistyrelsen, 2006b

Europa Kommissionen. ExternE Externalities of Energy – Methodology annexes, Appen- dix V: Assessment of global warming damages. Brussel: Europa Kommissionen, 2002.

Lund, H og Münster, E. AAU's analyser (Aalborg University Analyses). In: Bilagsrapport fra arbejdsgruppen om kraftvarme- og VE-elektricitet (Attachment report from the expert- group on CHP- and RES-electricity). København: Energistyrelsen, 2001. p. 35.

Lund, H og Münster, E. Integrated energy systems and local energy markets. Energy Poli- cy 34, 2006.

Lund, H., Østergaard, P. A., Andersen, A. N., Hvelplund, F., Mæng H., Münster, E og Meyer N. I. Lokale Energimarkeder. Institut for Samfundsudvikling og Planlægning Aal- borg Universitet, Januar 2004. Lund et. al. 2004.

Miljø- og Energiministeriet. Energi 21, Regeringens energihandlingsplan 1996. Køben- havn: Miljø- og Energiministeriet, 1996.

Nielsen, O. A, Landex, A. og Rørbech, J. Fremtidsscenerier for transport i Danmark, rap- port udarbejdet for ugebladet Ingeniøren til artikelrække i Ingeniøren vedr. fremtidssce- nariet for transport i Danmark. Center for Trafik og Transport (CTT) – Danmarks Tekniske Universitet. Kgs. Lyngby: Nielsen et. al, 2006.

OECD/IEA. Do Energy Saving appliances cost more? International Energy Agency Working Paper Series, October 2006. OECD/IEA, 2006.

Teknologirådet. Det Fremtidige Danske Energisystem – Teknologiscenarier København: Teknologirådet, 2006.

Trafikstyrelsen. Data vedr. kontraktmæssige forpligtelser på jernbanestrækninger i Danmark. Trafikstyrelsen, 2003.

Transport- og Energiministeriet. Energistrategi 2025, Perspektiver frem mod 2025 og oplæg til handlingsplan for den fremtidige el-infrastruktur (herunder den sammenfattende baggrundsrapport for Energistrategi 2025 og underliggende rapporter). København: Transport- og Energiministeriet, 2005a.

Transport- og Energiministeriet. Handlingsplan for en fornyet energispareindsats – Energi- besparelser og marked (Action plan for a renewed effort on energy savings – Energy savings and market). København: Transport- og Energiministeriet, 2005b.

Tommerup, H. M., Svendsen, S. Energy savings in Danish residential building stock. Energy and Buildings issue: 38, 2006.

Wit, R., Boon, B., van Velzen, A., Cames, M., Deuber, O., Lee, D. Giving wings to emission trading, Inclusion of aviation under the European emission trading system (ETS): design and impacts, Report for the European Commission, DG Environment, No. ENV.C.2/ETU/2004/0074r. CE. Delft: Wit et. al, 2005.

Appendiks I – Konvertering af basisscenariet til EnergyPLAN

I denne rapport anvendes basisscenariet fra Energistyrelsens beregninger i ”Energistrategi 2025” som reference. Nedenfor er konverteringen af Energistyrelsens tal til inputdata i EnergyPlan-modellen vist for år 2030. Principperne for konvertering af referencerne for andre år er identisk med nedenstående fremgangsmåde. Energistyrelsens baggrundstabeller er anvendt, og hovedtallene for år 2030 er sammenfattet i tabel I.1. De konverterede data, som anvendes som input i EnergyPlan-modellen, er sammenfattet i tabel I.2.

Tabel I.1: Hovedtal fra Energistyrelsens basisfremskrivning for 2030.

Fra ENS Hovedtal 2030 (PJ/år) - Basisfremskrivning											
Kul	Olie	Ngas	Biomasse	VE	Omgivel.	Sum	Brændsel total	Elektricitet	Fjernvarme	Hovedtal	
39,11	2,95	63,00	0,74			105,80	105,80	- 55,17		50,64	Kraftværker
				53,42		53,42	53,42	- 53,54		0,00	Vindkraft
				0,11		0,11				0,00	Vandkraft
21,61	4,83	100,07	67,41			193,92	193,92	- 79,43	- 96,91	17,57	Kraftvarme
0,65	14,14	11,32	17,84	0,07		44,03	44,03		- 37,90	6,13	Fjernvarme
0,16	3,03	14,92	4,71			22,83	22,83	- 8,68	- 6,24	7,91	Industri k/v
11,95	70,92	42,09	10,68		1,76	137,40	137,40			137,40	Industri
	4,40	8,45	3,27	0,08		16,20	16,20			16,20	Service
											Industri sum
	192,22					192,22	192,22			192,22	Vejtransport
	56,94					56,94	56,94			56,94	Øv. Transport
0,02	24,20	32,58	26,23	0,34	3,25	86,63	86,63			86,63	Husholdninger
						0,00			176,41	176,41	Elforbrug
											Fjv-værker
											Dec k/v
											Cen k/v
						0,00			138,76	138,76	Fjv-forbrug
						0,00	0,00	0,00	- 0,00	0,00	Geotermi
		0,18				0,18	0,18			0,18	Ngas nettab
	10,82					10,82	10,82			10,82	Ikke energi
	18,57					18,57	18,57			18,57	Raffinaderier
		70,26				70,26	70,26			70,26	Nordsø
	0,01	0,60				0,62	0,62			0,62	Gasværker
											Netteeksport
											Sum diverse
73,51	403,03	343,48	130,89	54,03	5,01	1009,94	1009,94	-20,40	-2,30	987,24	Sum

Tabel I.2: Konverterede data til input i EnergyPLAN fra basisfremskrivningen til år 2030.

ENS 2030 - Basisfremskrivning - Input EnergyPLAN (TWh/år)											
	Nyttevirkning		Brændsel		Ngas	Biomasse	Sol	El-prod	Fjv-prod	El-forbrug	Fjv-forbrug
	el	varme	Kul	Olie							
Kraftværker	52,14		10,86	0,82	17,50	0,20		15,32			
Vindkraft								14,84			
Vandkraft								0,03			
Kraftvarme	40,96	49,98	6,00	1,34	27,80	18,72		22,06	26,92		
Fjernvarme		86,08	0,18	3,93	3,15	4,96	0,02		10,53		
Industri k/v											
Industri											
Service								0,02			
Industri sum			3,37	26,92	18,19	5,18		2,41	1,73		
Transport, inkl. fly				69,21							
Øv. Transport											
Husholdninger			0,01	6,72	9,05	7,29	0,09				
Elforbrug										49,00	
Fjv-værker											2,26
Dec k/v											14,29
Cen k/v											22,63
Fjv-forbrug											
Geotermi	1,00								0,00	0,00	
Ngas nettab											
Ikke energi											
Raffinaderier											
Nordsø											
Gasværker											
Netteeksport										5,67	
Sum diverse			0,00	3,01	19,73	0,00					
Sum			20,42	111,95	95,41	36,36	0,14	54,67	39,18	54,67	39,18
Kontrol (PJ/år)			73,51	403,03	343,48	130,89	0,49	196,82	141,06	196,82	141,06

I konverteringen ovenfor er fordelingen mellem fjernvarmebehov på EnergyPLAN-modellens hovedområder: Fjernvarmeværker, Decentrale kraftvarmeværker og Centrale

kraftvarmeværker lavet med udgangspunkt i fordelingen mellem disse i energihandlingsplanen Energi 21 for år 2001, tabel I.1 (Miljø- og Energiministeriet, 1996). Det samlede fjernvarmebehov fra kraftvarme, industriel kraftvarme, fjernvarme og Geotermi på 141,06 PJ/år (svarende til 39,18 TWh/år) er fordelt på de tre områder efter forholdstal. Det bemærkes, at dataene for fjernvarmeforbruget i Energistyrelsens basisscenario for år 2020 stort set stemmer overens med årsreferencen for 2020 i Energi 21, i alt 39,92 TWh.

Vindkraft konverteres til EnergyPLAN-modellen således, at der for år 2030 regnes med 3.100 MW onshore med en produktion på 7,26 TWh/år og 1.945 MW offshore med en produktion på 7,58 TWh/år. For år 2020 er der korrigeret således, at udbygningen sker offshore, hvorimod år 2004 udelukkende består af onshore vindmøller. Dette har ingen praktisk betydning for resultaterne af beregningerne. Energisystemanalyserne herunder er foretaget for år 2004 og 2020 som eksempler. Resultaterne for 2004, 2020 og 2030 fremgår af tabel I.3 og I.4. I opgørelserne er kategorien "omgivelsesvarme" fra Energistyrelsens opgørelser udeladt.

Generelt svarer energisystemanalyserne i tabel I.3 og I.4 godt til hinanden. For år 2004 og år 2030 er der dog en afvigelse, hvad angår nettoeksporten af el, og dermed også brændselsforbruget på kraftværkerne i Danmark, jf. tabel I.3. Dette skyldes formodentlig, at Energistyrelsen regner med en vis handel, mens EnergyPLAN-modellen i de her viste gennemregninger udelukkende har koncentreret sig om at identificere et evt. "eloverløb". Som det ses, er der ikke noget eloverløb i 2004, mens der vil være et vist eloverløb i år 2020 samt 2030 som følge af bedre el-virkningsgrader (større varmebunden elproduktion) og mere vindkraft.

For år 2030 er der foretaget en yderligere analyse, hvor der i EnergyPLAN-modellen handles på Nord Pool-markedet, jf. kapitel 3. Under identiske økonomiske forudsætninger er der således en difference i nettoeksporten af el mellem de to modeller. Forskellen er imidlertid ikke afgørende og vurderes ikke at have betydning for de efterfølgende analyser, hvor referencen og IDA 2030 vurderes på samme grundlag og med samme metode.

Også tallene for 2004 svarer godt til de faktiske tal i den seneste statistik. Således var det faktiske elforbrug i 2004 ifølge Energistyrelsen statistik kun en anelse mindre end dataene i fremskrivningen, nemlig 35,6 TWh mod 35,7 TWh i fremskrivningen. Det samlede energiforbrug inkl. import og eksport var i år 2004 på 233 TWh..

Tabel I.3: Opgørelse af data for basisscenariet for 2020, samt sammenligninger med øvrige energisystemanalyser.

	2004	2004	Ref 2030	Ref 2030
	Energistyrelsen	EnergyPLAN Beregning	Energistyrelsen	EnergyPLAN Beregning
<i>Nøgletal:</i>				
Elforbrug	35,7 TWh/år	35,7 TWh/år	49,0 TWh/år	49,0 TWh/år
Fjernvarmeforbrug	38,6 TWh/år	38,6 TWh/år	39,2 TWh/år	39,2 TWh/år
Overskudsel/eksport	4,6 TWh/år	0,1 TWh/år	5,67 TWh/år	3,47 TWh/år
Gns. eff. på dec. k/v (el/varme)	36% / 59%	36% / 59%	41% / 50%	41% / 50%
Gns. eff. på cen. k/v (el/varme)	36% / 59%	36% / 59%	41% / 50%	41% / 50%
Gns. eff. på kondensværker	41%	41%	52%	52%
<i>Primær energiforsyning</i>				
Vindmøller	5,7 TWh/år	5,7 TWh/år	14,9 TWh/år	14,9 TWh/år
Central og dec. CHP + kedler	97,3 TWh/år	86,3 TWh/år	95,5 TWh/år	91,1 TWh/år
Individuel opvarmning	22,4 TWh/år	22,4 TWh/år	23,1 TWh/år	23,1 TWh/år
Industri	41,3 TWh/år	41,3 TWh/år	48,5 TWh/år	48,4 TWh/år
Vejtransport	44,8 TWh/år	44,8 TWh/år	53,4 TWh/år	53,4 TWh/år
Refenaderi etc., inkl. fly	<u>28,4 TWh/år</u>	<u>28,4 TWh/år</u>	<u>43,7 TWh/år</u>	<u>43,7 TWh/år</u>
Total	239,8 TWh/år	228,8 TWh/år	279,1 TWh/år	274,6 TWh/år

Tabel I.4: Opgørelse af data for basisscenariet for 2020, samt sammenligninger med øvrige energisystemanalyser.

	Ref 2020 Energistyrelsen	Ref 2020 EnergyPLAN beregning	DK-2020 "Energi 21" anno 2001
<i>Nøgletal:</i>			
Elforbrug	45.0 TWh/år	45.0 TWh/år	41.1 TWh/år
Fjernvarmeforbrug	40.0 TWh/år	40.0 TWh/år	40.0 TWh/år
Overskudsel/eksport	2.2 TWh/år	1,9 TWh/år	8.4 TWh/år
Gns. eff. på dec. k/v (el/varme)	38% / 54%	38% / 54%	36% / 51%
Gns. eff. på cen. k/v (el/varme)	38% / 54%	38% / 54%	33% / 50%
Gns. eff. på kondensværker	48%	48%	46%
<i>Primær energiforsyning</i>			
Vindmøller	10.9 TWh/år	10.9 TWh/år	17.7 TWh/år
Central og dec. CHP + kedler	92.9 TWh/år	92,0 TWh/år	92.3 TWh/år
Individuel opvarmning	23.2 TWh/år	23.1 TWh/år	19.7 TWh/år
Industri	46,8 TWh/år	46,8 TWh/år	20.2 TWh/år
Vejtransport	51.1 TWh/år	51.1 TWh/år	50.7 TWh/år
Refenaderi etc., inkl. fly	<u>42.0 TWh/år</u>	<u>42.0 TWh/år</u>	<u>17.4 TWh/år</u>
Total	266,9 TWh/år	265,9 TWh/år	218.0 TWh/år

Appendiks II – Samfundsøkonomiske nøgledata

Technology	Unit	Investment	Lifetime	Fixed O&M	Variable O&M	Unit	Source
		MDKK/Unit	Years	% of Investm.	DKK/Unit		
Small CHP	MW-e	5	20	1,5	20	MWh-e	A
Large CHP	MW-e	10	30	2	20	MWh-e	A
Power Plants	MW-e	8	30	2	15	MWh-e	A
Heat Pumps	MW-e	20	20	0,2	2	MWh-e	A
Heat Storage	GWh	10	20	1	0		C1
Ngas/oil boilers	MW-th	1	20	3	1	MWh-th	A
Wind onshore	MW-e	4	20	0,5	0	MWh-e	A
Wind offshore	MW-e	8	25	1,46	0	MWh-e	A
Indv. boilers	MW-th	2	20	3	10	MWh-th	B
IDA 2030 (production)							
Solar thermal	GWh/y	3	25	0,05			C4
Small FC-CHP	MW-e	6	20	10	20		E
Large FC-CC-CHP	MW-e	6	30	6	20		E
FC-PowerPl.	MW-e	6	30	6	15		E
Biomass boilers	MW-th	2	20	5	10		A
Photo Voltaic	MW-e	7,5	25	0,25	0		F
Wave Power	MW-e	14	30	1,13	0		A
Indv. FC-CHP	MW-e	14	20	6			E
Indv. solar	GWh/y	5	20	1			C3
Lake heatstor.	GWh	5	25	0,5	0		C2
IDA 2030 (savings)							
Buildings							
Heat savings	PJ	3000	50	0			D
Electricity	TWh	3000	10	0			
Industry							
Fuel savings	TWh	930	30	0			
Electricity	TWh	1500	15	0			
Oil and gas							
Savings	TWh	1300	30	0			
Efficiencies	TWh	500	25	5			

Kilder:

- A Technology data for electricity & heat generating plants, Energistyrelsen et. al, 2005a
- B 40.000 kr for 20 kW olie/gas/biomassefyr
- C1 PlanEnergi: Ståltank 18 MDKK for 30.000 m3 svarende til ca. 1,6 GWh
- C2 PlanEnergi: 250 kr/m3 for Dam-varmelagre over 100.000 m2
- C3 PlanEnergi/Arcon: 10 m2 + 500 liter koster 30.000 + 15.000 kr og producerer 5 MWh (50
- C4 PlanEnergi/Arcon: 1500 kr m2 alt inkl. for 500 kWh/m2 (2 kr/MWh i drift)
- D Calculations based on publication (Tommerup, 2005)
- E Topsoe Fuel Cell
- F Forventet pris anno 2015 iflg. nærmere forklaring i hovedrapport og kapitel 5.

Appendiks III – Inputspecifikationer til EnergyPLAN-modellen

I dette appendiks er enkelttiltagene, som er gennemgået i kapitel 5 og analyseret i kapitel 8, oplistet. Tiltagene er præsenteret i samme rækkefølge som analyserne i kapitel 8. Enkelttiltagene er beskrevet, som de er implementeret i EnergyPLAN-modellen.

1.

50% reduktion i husholdningernes elforbrug
Reduktion elforbruget i husholdninger på 6,52 TWh/år
Omkostning: 6,52 TWh/år * 3,5 Mia.kr. pr. TWh/år = 23 Mia.kr., levetid 10 år, d&v 0
Sparet effekt på kondensværker: 1.250 MW

2.

Trin1: 50% Varmebesparelser i fjernvarmeområder:
Omlægning fjernvarme fra 39,18 TWh/år til 27,42 TWh/år (1,58; 10,00; 15,84)
Distributionen af varmemeforbruget ændres
Reduceret varmebehov = 39,18-27,42=11,76 TWh = 42,3 PJ á 3 mia.kr. = 127 mia.kr.

Trin2: 50% Varmebesparelser i fjernvarmeområder med tilpassede kapaciteter:
Omlægning fjernvarme fra 39,18 TWh/år til 27,42 TWh/år (1,58; 10,00; 15,84)
Distributionen af varmemeforbruget ændres
Spidslastkedler tilpasset til 1,5 gange varme-time-spidslast
Kraftvarmeværk reduceret til optimal indtjening på markedet (reduceret med 750 MW)
Reduceret varmebehov = 39,18-27,42=11,76 TWh = 42,3 PJ á 3 mia.kr. = 127 mia.kr.
Sparet spidslastkedler: 1 mio.kr. pr. MW-th (levetid 20 år, d&v 3%)

Trin 3: 50% Varmebesparelser i fjernvarmeområder (Inkl. udvidelse af områder):
Omlægning fjernvarme fra 39,18 TWh/år til 29,37 TWh/år (1,69; 10,71; 16,97)
Besparelser: 0,47 TWh el, 2,76 TWh olie, 0,17 TWh naturgas og 0,18 TWh biomasse i indiv. Fyr
Distributionen af varmemeforbruget ændres
Spidslastkedler tilpasset til 1,5 gange varme-time-spidslast
Kraftvarmeværk reduceret til optimal indtjening på markedet (reduceret med 750 MW)
Reduceret varmebehov = 39,18-27,42=11,76 TWh = 42,3 PJ á 3 mia.kr. = 127 mia.kr.
Reduceret varmebehov i udvidet fjernvarmeområde = 3,13-1,95 = 1,18 TWh =4,25 PJ = 13 mia.kr.
Sparet rørdimensioner på ca. 4 mia.kr. modsvares af et øget fjernvarmenet til 3-6 mia. kr.
Sparet individuelle fyr: 2 mio.kr. pr. MW-th (levetid 20 år, d&v=3%)
Sparet spidslastkedler: 1 mio.kr. pr. MW-th (levetid 20 år, d&v 3%)

Alternativ trin 3: 25 % Varmebesparelser i fjernvarmeområder (Inkl. udvidelse af områder):
Omlægning fjernvarme fra 39,18 TWh/år til 36,79 TWh/år (2,03; 14,39; 20,37)
Besparelser: 0,47 TWh el, 2,76 TWh olie, 2,19 TWh naturgas og 0,18 TWh biomasse i indiv. Fyr
Distributionen af varmemeforbruget ændres
Spidslastkedler tilpasset til 1,5 gange varme-time-spidslast
Kraftvarmeværk reduceret til optimal indtjening på markedet (reduceret med 200 MW)
Reduceret varmebehov = 39,18+3,13+1,97 - 36,79 = 7,49 TWh = 27 PJ á 3 mia.kr. = 81 mia.kr. (levetid 50 år, d&v=3%)
Sparet rør-dimensioner på ca. 4 mia.kr. modsvares af øget et fjernvarmenet til 3-6 mia. kr.
Sparet individuelle fyr: 2 mio.kr. pr. MW-th (levetid 20 år, d&v=3%)
Sparet spidslastkedler: 1 mio.kr. pr. MW-th (levetid 20 år, d&v 3%)

Trin 4: 50% Varmebesparelser i fjernvarmeområder (Inkl. udvidelse af områder)+Ny fjernvarmeområde:
--

Omlægning fjernvarme fra 39,18 TWh/år til 30,91 TWh/år (1,69; 12,25; 16,97) Besparelser: 0,47 TWh el, 2,76 TWh olie, 2,19 TWh naturgas og 0,18 TWh biomasse i indv. Fyr Distributionen af varmemeforbruget ændres Spidslastkedler tilpasset til 1,5 gange varme-time-spidslast Kraftvarmeverk reduceret til optimal indtjening på markedet (reduceret med 750 MW)
Reduceret varmebehov = $39,18 - 27,42 = 11,76$ TWh = $42,3$ PJ á 3 mia.kr. = 127 mia.kr. Reduceret varmebehov i udvidet fjernvarmeområde = $3,13 - 1,95 = 1,18$ TWh = $4,25$ PJ = 13 mia.kr. Reduceret varmebehov i nyt fjernvarmeområde = $1,97 - 1,23 = 0,74$ TWh = $2,7$ PJ = 8 mia.kr. I alt = 148 mia.kr. Sparet rør-dimensioner på ca. 4 mia.kr. modsvares af et øget fjernvarmenet til 3-6 mia. kr. Nyt fjernvarmenet = $1,23$ TWh á 5 mia.kr. = 6 mia.kr., levetid 50 år. Sparet individuelle fyr: 2 mio.kr. pr. MW-th (levetid 20 år, d&v=3%) Sparet spidslastkedler: 1 mio.kr. pr. MW-th (levetid 20 år, d&v 3%)

3.

50% Varmebesparelser uden for fjernvarmeområder (ekskl. udvidelse af områder): Excl. fradrag for overgang til fjernvarme
Omlægning i indv. Varmeforbrug fra 19,69 til 12,30 TWh/år (nyt varmemeforbrug: 3,57 TWh olie; 5,09 TWh naturgas; 3,64 TWh biomasse) Distributionen af varmemeforbruget ændres
Reduceret varmebehov = $19,69 - 12,30 = 7,39$ TWh = $26,6$ PJ á 3 mia.kr. = 80 mia.kr. Sparet individuelle fyr: 2 mio.kr. pr. MW-th (levetid 20 år, d&v=3%)

4.

Solvarme i indv-områder:
Solvarme = 0,76 TWh i sammenhæng med oliedkledler, 0,91 og 0,22 i sammenhæng med naturgaskedler + 0,64 TWh i sammenhæng med biomassekedler Kedelvirkningsgrader øges med 2% Varmeforbruget forbliver på som før i de indv-områder
Solvarme inkl. lagre: 5 Mia.kr. pr. TWh/år, levetid 20 år, d&v 1%

5.

Solvarme i fjernvarmeområder:
Solvarme = $0,42 + 1,53 + 0,73$ TWh Varmelager: 40 GWh i fjernvarmeområderne
Solvarme: 3 Mia.kr. pr. TWh/år, levetid 25 år, d&v 0,05% Varmelagre: 5 Mio.kr./GWh, levetid 25 år, d&v 0,5%, varmetab= 0.01 % pr. time.

6.

30 % reduktion i industriens elforbrug
Effekt: Samlet besparelse på 9,62 TWh
Ekstraomkostning: 14,4 mia. kr., levetid 15 år, d&v 0 kr. Sparet effekt på kondensværker: 1.850 MW

7.

40 % reduktion i brændselsforbruget 20% større el-produktion fra industriel kraft/varme
Effekt: Samlet brændselsbesparelse på 21,47 TWh Effekt: Ekstra produktion i forhold til referencen 0,48 TWh el og et ekstra naturgas på 0,6 TWh
Ekstraomkostning: 20 mia. kr., levetid 30 år, d&v 0 kr. Ekstraomkostning: 400 mio. kr., levetid 20 år, d&v 6%.

8.

79 PJ Omlægning af brændselsforbruget i industrien til biomasse
Effekt: omlægning af 21,96 TWh til biomasse (nyt brændselsforbrug 2,16 TWh kul, 10,77 TWh olie, 13,59 TWh naturgas, 27,14 TWh biomasse)
Ekstraomkostning: 21,96 TWh = 79 PJ á 15 kr./GJ = 1185 mio. pr. år.

9.

45 % reduktion i egetforbruget i Nordsøen
Effekt: Samlet besparelse på 9,62 TWh fra 19,52 til 10,81 TWh.
Ekstraomkostning: 5,4 mia. kr. (levetid 30 år, d&v 0 kr.) plus 2,7 mia.kr.(levetid 25 år, d&v 5%)

10.

Nulvækst i persontransportarbejde
Effekt: Benzinformbruget er konstant fra 2004 til 2030 på 89 PJ i stedet for at stige til 102 PJ
Ekstraomkostning: Samfundsøkonomisk omkostningsneutral.

11.

Væksten i luftfarten reduceres fra 50% til 30% frem til 2030
Effekt: Forbruget af JP4 var i 2004 32 PJ. I 2030 mindskes forbruget fra 48 PJ til 42 PJ JP4.
Ekstraomkostning: Samfundsøkonomisk omkostningsneutral.

12.

Omlægning af 20% person- og godstransportarbejde til jernbane, skib og cykel
Effekt: Forbruget af benzin reduceres med 4,96 TWh. Forbruget af diesel reduceres med 4,96 TWh i vejtransporten og med 0,43 TWh i tog, men øges med 0,25 TWh til skib, i alt en netto reduktion af dieselforbruget på 5,14 TWh. Elforbruget til tog øges med 0,98 TWh.
Omkostning: kollektiv transport inv. 200 mia.kr., cykelinfrastruktur mv. 3 mia.kr. levetid 100 år for 50% og 30 år for 50%
Indtægter (Sparet tid): 5,7 mia.kr./år
Nettoomkostning ved tiltag: 53 mia.kr., levetid 30 år

13.

Omlægning af 20% af vejtransport til elbiler
Effekt: Benzinformbruget reduceres fra 71 PJ til 57 PJ (=3,95 TWh) og elforbruget bliver 3,2 PJ større (=0,88 TWh)
Ekstraomkostning: 25,6 mia. kr., levetid 15 år.

14.

30% effektivisering i energiforbruget til vejtransport, bl.a. vha. hybrid- og brændselscellebiler
Effekt: Benzinformbruget reduceres fra 57 PJ til 44 PJ og dieselforbruget falder fra 72 PJ til 59 PJ (=2x3,55 TWh)
Ekstraomkostning: 1,92 mia. kr., levetid 15 år.

15.

Omlægning af 20% af vejtransport til bioethanol
Effekt: 21,27 PJ i bioethanol i vejtransport i stedet for benzin (=5,91 TWh), svarende til et forbrug af biomasse på 28,71 PJ (=7,98 TWh), samt et merforbrug af el på 0,56 TWh
Omkostning: 11 mia. kr., levetid 20 år, d&v 6%.

16.

Omlægning af 10% af naturgasfyrede boliger til mikro-brændselscelle-kraft/varmeanlæg
1,23 TWh netto-varmebehov hos individuel naturgas erstattes med 1,23 TWh i mikro-brændselscelle-kraftvarmeanlæg med en virkningsgrad på 45% el og 45% varme.
Omkostning: 14 mio.kr. pr. MW-e (levetid 20 år, 6%)

17.

Omlægning af 10% af naturgasfyrede boliger til decentral kraftvarme
1,23 TWh netto-varme-behov hos individuel naturgas erstattes med 1,54 TWh fjernvarme i decentrale kraftvarmeværker.
Omkostning: fjernvarmenet til 1,23 TWh á 5 mia.kr. = 6 mia.kr. (levetid 50 år)

18.

Omlægning af 35-40% af kraft- og kraftvarmeværkerne til brændselscelle-kraftvarmeanlæg
600 dec. k/v omlægges til brændselscelleanlæg: Gns. nyttevirkninger 48,5% el, 42% varme
1000 cen. k/v omlægges til brændselscelleanlæg: Gns. nyttevirkninger: 53,5% el og 37% varme
500 kondensværker omlægges til brændselscelleanlæg: Gns. nyttevirkninger: 55% el
Omkostning: For dec. k/v 6 Mkr./MWe, levetid 20 år, fastomkostning 10% af anlægsprisen, variable omkostning på 20 kr./MWh-el
For cen. kraft og k/v 6 Mkr./MWe og fast omkostning 6% af anlægsprisen, variabel omkostning på 20 kr./MWh-el for k/v og 15 kr./MWh-el for kraftværket. Levetiderne er fastsat til 30 år.

19.

6000 MW vind fordelt på 3000 MW onshore og 3000 MW offshore
Omkostning: 8 mio.kr./MW, levetid 25 år, d&v 1,46%

20.

Bølgekraft svarende til 5 % af elforbruget i 2030
500 MW bølgeanlæg svarende til 1,75 TWh/år
Omkostning: 14 mio.kr./MW, levetid 30 år, d&v 1,13%

Bygningsintegrerede solceller svarende til 2 % af elforbruget i 2030
700 MW solceller svarende til 0,7 TWh/år
Omkostning: 7,5 mio.kr./MW, levetid 25 år, d&v 0,25%

21.

450 MWe varmepumper
Omkostning: 20 mio.kr./MW-e, levetid 20 år, d&v 0,2%, samt 2 kr./MWh-e

22.

Fleksibelt elforbrug svarende til ca. 10% af elforbruget
Effekt: To gange 1,65 TWh gøres fleksible henholdsvis dagligt og pr. uge med hver en effekt på 1.000MW
Omkostning: 500 mio.kr., levetid 20 år, d&v 1%
Sparet effekt på kondensværker: 550 MW