

IDA's klimaplan 2050

Tekniske energisystemanalyser og samfundsøkonomisk konsekvensvurdering - Baggrundsrapport

Mathiesen, Brian Vad; Lund, Henrik; Karlsson, Kenneth

Publication date:
2009

Document Version
Også kaldet Forlagets PDF

[Link to publication from Aalborg University](#)

Citation for published version (APA):

Mathiesen, B. V., Lund, H., & Karlsson, K. (2009). *IDA's klimaplan 2050: Tekniske energisystemanalyser og samfundsøkonomisk konsekvensvurdering - Baggrundsrapport*. 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.

IDAs Klimaplan 2050

Tekniske energisystemanalyser og
samfundsøkonomisk konsekvensvurdering



BAGGRUNDSRAPPORT

IDA's Klimaplan 2050 Baggrundsrapport

Forfattere:

Brian Vad Mathiesen, Aalborg Universitet

Henrik Lund, Aalborg Universitet

Kenneth Karlsson, RISØ - DTU

Copyright ©2009 forfatterne

Omslag: Rune.Anders.Lars

Tryk: IDA's Printcenter

ISBN: EAN 978-87-87254-24-3

Udgivet af Ingeniørforeningen, IDA, August 2009

Kalvebod Brygge 31-33

1780 København V.

Telefon 33 18 48 48

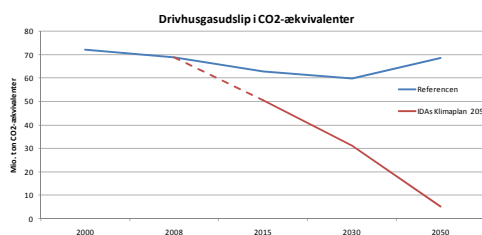
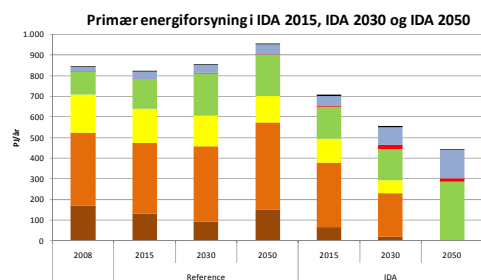
Fax 33 18 48 99

E-mail: ida@ida.dk

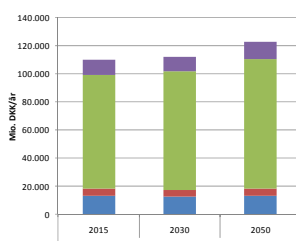
I baggrundsrapporten fremlægges de tekniske energisystemanalyser og samfundsøkonomiske konsekvensvurderinger for IDA's Klimaplan 2050. Denne plan er det danske bidrag til det internationale projekt Future Climate. Rapporten er udarbejdet i perioden december 2008 til juli 2009. IDA's Klimaplan 2050 præsenteredes den 11. maj 2009 som et høringsudkast. Efter høringsperioden er der lavet justeringer. I denne baggrundsrapport præsenteres de endelige resultater af analyserne i IDA's Energiplan 2050, og der laves en samlet beskrivelse af forudsætningerne og analyserne i klimaplanen.

Baggrundsrapport til IDA's Klimaplan 2050

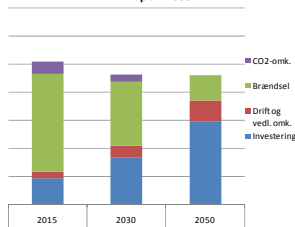
Tekniske energisystemanalyser, brændselsforbrug, drivhusgasser, samfundsøkonomiske konsekvenser, erhvervspotentialer, beskæftigelseseffekter samt helbredsomkostninger



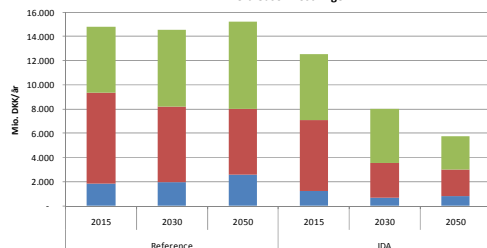
Samfundsøkonomiske omkostninger i referencen



Samfundsøkonomiske omkostninger i IDA's Klimaplan 2050



Helbredsomkostninger

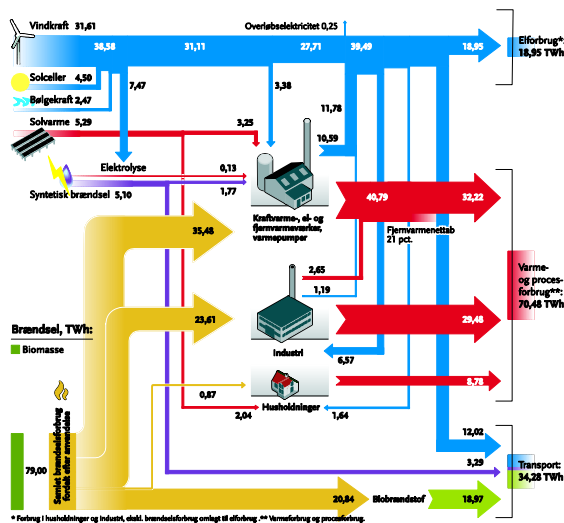


IDA's KLIMAPLAN

2050

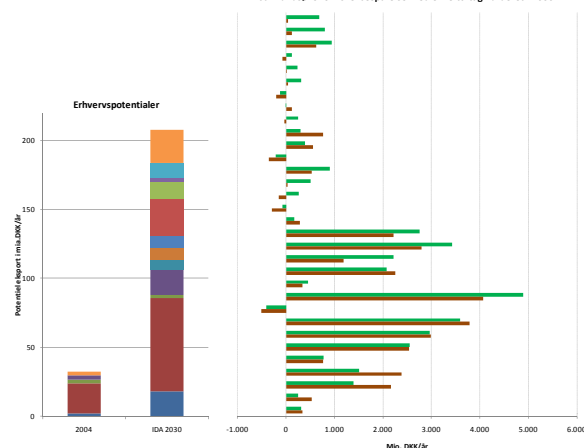
100% vedvarende energi. Primærenergiforbrug:

122,86 terawatt-timer (TWh)



* Forbrug i husholdninger og industri, ekskl. brændselsforbrug omregnet til afledning. ** Varmeforbrug og procesforbrug.

Samfundsøkonomiske besparelser ved enkelttiltag vurderet i 2030



**Brian Vad Mathiesen, Aalborg Universitet
Henrik Lund, Aalborg Universitet og
Kenneth Karlsson, Risø-DTU
August 2009**

Indholdsfortegnelse

1	Forord	9
2	Resume	11
2.1	100 % vedvarende energi og kraftig reduktion af energiforbrug	11
2.2	Kraftig reduktion i udslippet af drivhusgasser	16
2.3	Bedre samfundsøkonomi med mere vedvarende energi	17
2.4	Helbredsomkostninger	20
2.5	Erhvervspotentialer	21
2.6	Beskæftigelseseffekter	22
3	Introduktion	23
4	Baggrund	27
5	Metode og forudsætninger	29
5.1	Energisystemanalysemodellen og simuleringstværværktøjet EnergyPLAN	29
5.2	Forudsætninger for analysemetode for energisystemer	30
5.3	Forudsætninger for tekniske anlæg og nye teknologier	31
5.4	Forudsætninger for fremskrivning af forbrug fra 2030 til 2050	31
5.5	Forudsætninger for brændselspriser, elpriser og CO ₂ -kvotepriser	32
5.6	Afgifter på brændsler til el- og varmeproduktion	34
5.7	Forudsætninger for opgørelse af de samfundsøkonomiske omkostninger for energisystemet	35
5.8	Forudsætninger for opgørelse af helbredsomkostninger ved udledninger fra energisystemer	38
5.9	Forudsætninger for erhvervspotentiale og beskæftigelseseffekter.	42
6	Referenceenergisystemet	43
6.1	De anvendte fremskrivninger af forbrug og produktion	43
6.2	Referenceenergisystemet for 2015 og 2030	45
6.3	Referencen for 2050	48
6.4	Tekniske forudsætninger	49
6.5	Primær energiforsyning i referenceenergisystemerne	50
7	Delmål i IDA's Klimaplan 2050	51
8	Energisystemer og energiproduktion	53
8.1	Vindkraft	53
8.2	Solceller	54
8.3	Bølgeenergi	54
8.4	Affaldskraftvarme	55
8.5	Geotermi	56
8.6	Brændselsceller	58
8.7	Olie og gas	60
9	Energiforbrug i byggeri	61
9.1	Reduktion af elforbruget i husholdninger	61
9.2	BOLIG+ standard i nybyggeri fra 2020	62
9.3	Opvarmning af eksisterende bygninger	63
9.4	Omkostninger til varmebesparelser	64
9.5	Varmebesparelser i fjernvarmeområder	64
9.6	Varmebesparelser uden for fjernvarmeområder	66
9.7	Omlægninger til fjernvarme	67
9.8	Varmepumper, solvarme og biomassekedler uden for fjernvarmeområder	69
9.9	Etablering af solvarme i fjernvarmeområder	71

10	Industri og erhverv	73
10.1	Reduktion af elforbruget i industri og erhverv	73
10.2	Fjernkøling	74
10.3	Brændselsbesparelser	75
10.4	Udvidelse af kraftvarmeproduktionen i industrien	76
10.5	Omlægning til biomasse- og elforbrug i industrien	76
11	Transport og mobilitet	79
11.1	Håndtering af transportbehovet for personbiler og varevogne	79
11.2	Mere effektiv vejtransport med elbiler mv.	80
11.3	Udbygning af jernbanen	83
11.4	Effektivisering af flytransporten og skibsfarten	85
11.5	Biobrændsler i transportsektoren	85
11.6	Transportscenarierne	88
12	Landbrug og biomasse	89
12.1	Biomassepotentialet til energi og materialer i Danmark	89
12.2	Anvendelse af biomasse	90
12.3	Biogas	91
13	Energisystemerne i IDA's Klimaplan 2050	93
13.1	Energisystemet i IDA 2015	93
13.2	Energisystemet i IDA 2030	95
13.3	Energisystemet i IDA 2050	97
13.4	Samlede resultater for brændselsforbrug og vedvarende energi	99
14	Udslip af drivhusgasser i IDA's Klimaplan 2050	103
14.1	Tiltag ud over ændringer i energisystemet	103
14.2	Resulterende udslip af drivhusgasser	104
14.3	Følsomhedsanalyser	105
15	Samfundsøkonomisk vurdering af energisystemerne	107
15.1	Overordnet samfundsøkonomisk vurdering af IDA 2015 og IDA 2030	107
15.2	Overordnet samfundsøkonomisk vurdering af et 100% vedvarende energisystem	111
15.3	Elhandelsanalyser	112
15.4	Følsomhedsanalyser	114
16	Samfundsøkonomiske omkostninger og CO₂-emissioner ved enkelttiltag	117
16.1	Analyser af enkelttiltag	117
16.2	Vindmøller, bølgekraft og solceller	117
16.3	Forbedret affaldskraftvarme, geotermi og store solvarmeanlæg	118
16.4	Store varmepumper i fjernvarmeproduktionen	118
16.5	Fleksibelt elforbrug	119
16.6	Brændselsceller i kraftvarmeværker	119
16.7	Elbesparelser i husholdninger og nye huse i bolig plus-standard	119
16.8	Fjernvarme og varmebesparelser	122
16.9	Varmepumper og solvarme i individuelt opvarmede husstande	122
16.10	El- og brændselsbesparelser, biomasse og fjernkøling i industri	123
16.11	Mindre vækst i transportbehov og effektivisering af skibe	123
16.12	Omlægning til elbiler	123
16.13	Udbygning og elektrificering af jernbanen	124
16.14	Bio-ethanol	124

17	Helbredsomkostninger	125
17.1	Opgørelse af emissioner fra enkeltteknologier	125
17.2	Helbredsomkostninger for de enkelte dele af energisystemerne	126
17.3	Samlede helbredsomkostninger	127
17.4	Følsomhedsanalyser af de samlede omkostninger	131
18	Erhvervspotentialer	133
18.1	Opdeling i potentialetyper	133
18.2	Samlet vurdering af erhvervspotentialet	136
19	Effekter på beskæftigelsen	137
19.1	Opgørelse af omkostningstyper	137
19.2	Samlet beskæftigelseseffekt	138
Appendiks I –Konvertering fra Energistyrelsens data og resultater af rekonstruktion i EnergyPLAN		140
Appendiks II – Omkostninger for teknologier i IDAs Klimaplan 2050		144
Appendiks III – Fremskrivning af økonomisk udvikling og energiefterspørgsel til fra 2030 til 2050		146
Appendiks IV - Teknologibald for højtemperatur elektrolyseanlæg		154
Appendiks V - Eksterne omkostninger for emissioner fra energisystemet		159
Appendiks VI – Justeringer af IDA 2030 energisystemet og IDA 2050 energisystemet.		164
Appendiks VII – Samlet opgørelse af særlige omkostninger i IDA 2015, IDA 2030 og IDA 2050		165
Appendiks VIII – Opgørelse af omkostninger til enkelttiltag i IDA 2030		166
Referencer		169

1 Forord

Det har været en stor udfordring at samle trådene i denne klimaplan og at stå for planens samlede analyser af energisystemer for Ingeniørforeningen Danmark, IDA. Ikke mindst fordi klimaplanen både ser på energisystemet på kort sigt i 2015, mellemlang sigt i 2030 og lang sigt i 2050. I denne plan er visionen et 100% vedvarende energisystem.

Det ville ikke være lykkedes at samle en helstøbt plan uden de aktive deltagere i IDA's fagtekniske selskaber og grupper, medarbejderne i IDA og tovholderne for de temaer, projektet har været opdelt i. Desuden har store dele af den danske energisektor ydet en uvurderlig støtte til arbejdet. Alle disse deltagere fortjener derfor en personlig tak. Under udarbejdelsen af baggrundsrapporten har vi trukket særligt på en række specialister fra universiteter og virksomheder. Disse personer har bidraget direkte med diverse input, og vi skylder dem en særlig tak. Sammen med disse personer har det været muligt at tilvejebringe de mange data, der har været nødvendige for analyserne. Tak til:

Ph.d. studerende Niclas Scott Bentsen	Skov og Landskab, Københavns Universitet
Ingeniør Helge Bach Christiansen	IDA Energi
Markedschef Anders Dyrelund	Rambøll A/S
Professor Claus Felby	Den Kongelige Veterinære Landbohøjskole
Instituttleder Peter Frigaard	Aalborg Universitet, Institut for Byggeri og Anlæg
Director Systems Development John Bøgild Hansen	Topsoe Fuel Cell A/S
Ingeniør Mogens Weel Hansen	Weel & Sandvig A/S
Director Business Development Helge Holm-Larsen	Topsoe Fuel Cell A/S
Energirådgiver Jacob Ilsøe	Birch & Krogboe A/S
Teknisk Konsulent John Tang Jensen	Dansk Fjernvarme
Business Development Manager Lotte Jensen-Holm	Topsoe Fuel Cell A/S
Lektor Per Homann Jespersen	Roskilde Universitetscenter
Seniorforsker Kaj Jørgensen	Risø-DTU, Systemanalyse
Projektleder Betina Kamuk	Rambøll A/S
Professor Peter Karnøe	Copenhagen Business School
Adjunkt Alex Landex	DTU Transport
Ingeniør Jesper Magtengaard	DONG Energy
Teknisk ansvarlig Allan Mahler	DONG Energy
Professor Otto Anker Nielsen	DTU Transport
Ingeniør Jan Erik Nielsen	Dansk Solvarme
Seniorforsker Lars Henrik Nielsen	Risø-DTU, Systemanalyse
Direktør Per Nielsen	EMD A/S
Direktør Jan Runager	Arcon Solvarme
Professor Svend Svendsen	BYG-DTU
Lektor Henrik Tommerup	BYG-DTU
Ingeniør Per Alex Sørensen	PlanEnergi s/i
Direktør Göran Wilke	Elsparefonden
Miljøøkonom Kim Winther	DONG Energy

Endeligt skylder vi en tak til vores nærmeste kolleger, der har hjulpet med faglige input og korrektur: Frede Hvelplund, Poul A. Østergaard, Marie Münster, Morten Boje Blarke og Mette Reiche Sørensen, alle Aalborg Universitet.

Brian Vad Mathiesen, Henrik Lund og Kenneth Karlsson

24. august 2009

2 Resume

I dette kapitel præsenteres de centrale tekniske og økonomiske resultater af baggrundsrapporten. Der gøres opmærksom på, at resultaterne er baseret på forudsætninger, følsomhedsanalyser mv., der beskrives i de efterfølgende kapitler.

2.1 100 % vedvarende energi og kraftig reduktion af energiforbrug

Den nuværende primære energiforsyning, dvs. brændselsforbrug og vedvarende energi til produktion af el og varme til private husholdninger samt til transport og industri, er på godt 800 PJ. Hvis der ikke indføres nye tiltag, forventes energiforbruget at falde marginalt frem til 2015, men derefter at stige gradvist frem til 2050 til ca. 950 PJ. I IDA's Klimaplan 2050 foreslås tiltag, der kan nedbringe den primære energiforsyning til 707 PJ i 2015, 556 PJ i 2030 og 442 PJ i 2050. Samtidig øges andelen af vedvarende energi fra vindmøller, solceller, solvarme, bølgekraft og biomasse. I referenceenergisystemerne stiger andelen fra ca. 16% i 2008 til 22% i 2015 og ca. 25-29% i 2030 og 2050. I Klimaplanen stiger andelen af vedvarende energi til 30% i 2015 og 47% i 2030. **I 2050 er det danske energisystem, inkl. transport, baseret på 100% vedvarende energi.** Den primære energiforsyning fremgår af Fig. 1. Energistrømmene i referenceenergisystemet for 2030, i IDA 2030 og i IDA 2050 er vist i Fig. 2 til Fig. 4.

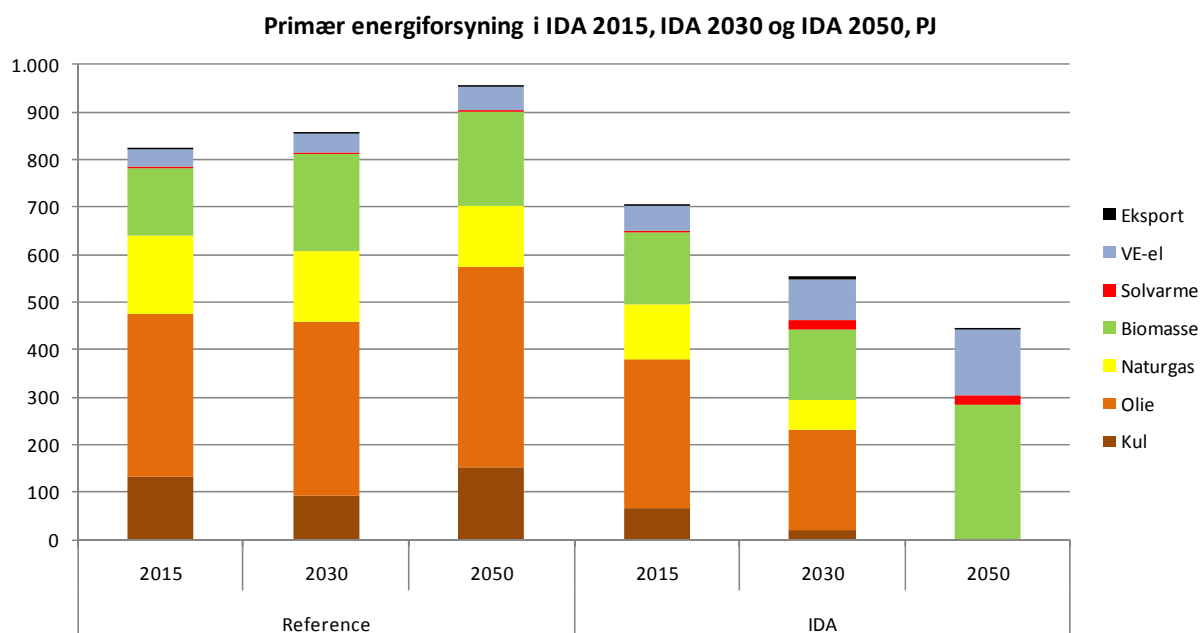


Fig. 1, Primær energiforsyning i IDA's Klimaplan 2050.

Energisystemet i IDA 2015 er baseret på tiltag, der kan realiseres med nuværende teknologi. Nogle af tiltagene er dog forudsat implementeret over en periode fra 2010 til 2020, men regnet som fuldt implementeret i 2015. I IDA 2030 er store dele af transportsystemet ændret, fjernvarmesystemet er udvidet kraftigt, kraftværkernes effektivitet er forbedret, og der er indført flere eksisterende og nye vedvarende energiteknologier, samt gennemført yderligere besparelser. Generelt er store dele af de fossile brændsler erstattet med elforbrug. I særdeleshed i transporten, som består af flere elbiler og flere eldrevne tog.

DANSK REFERENCE

2030

29% vedvarende energi. Primærenergiforbrug:

237,42 terawatt-timer (TWh)

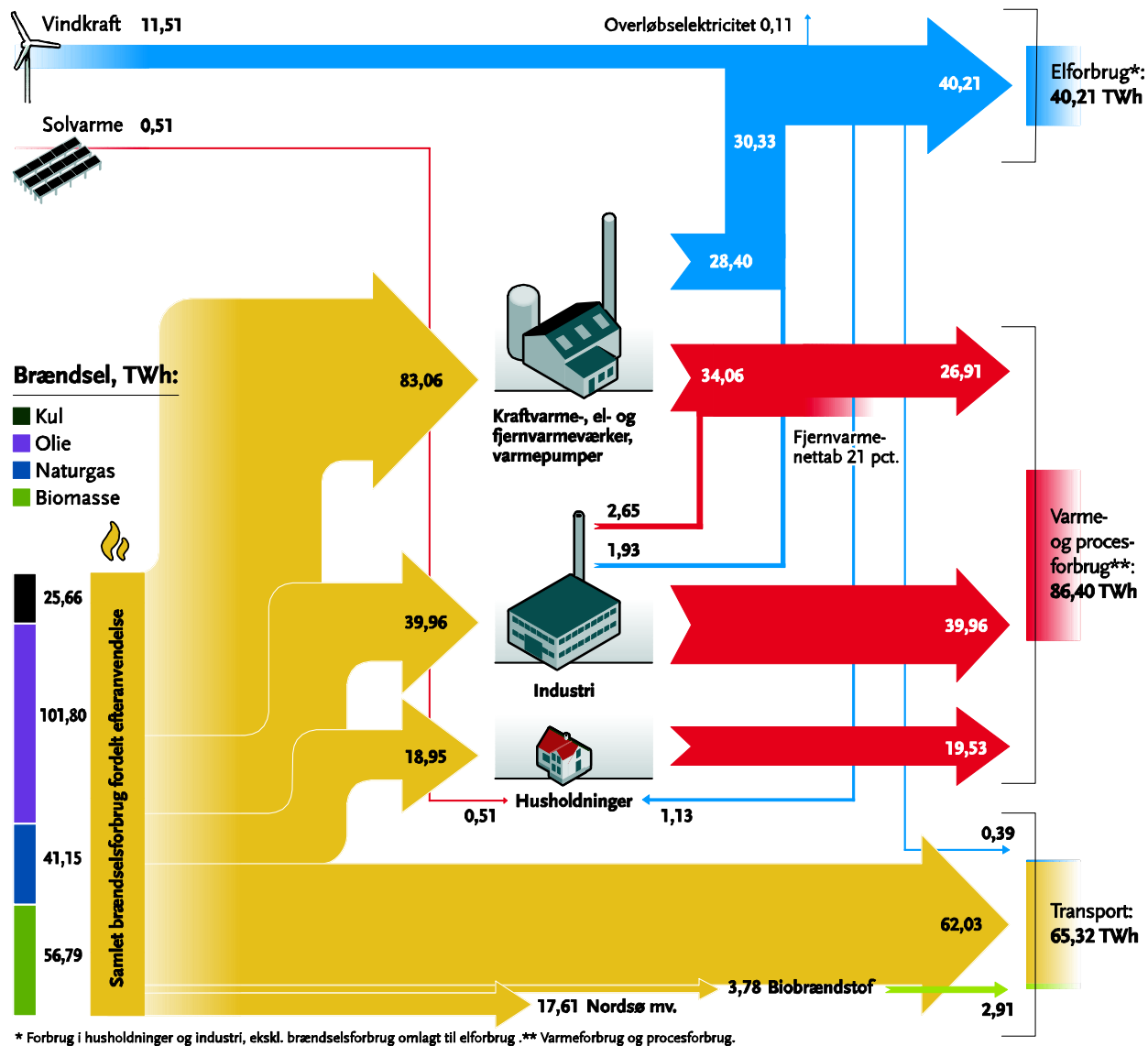


Fig. 2, Energistrømme i referenceenergisystemet i 2030.

IDA's KLIMAPLAN

2030

47% vedvarende energi. Primærenergiforbrug:

146,45 terawatt-timer (TWh)

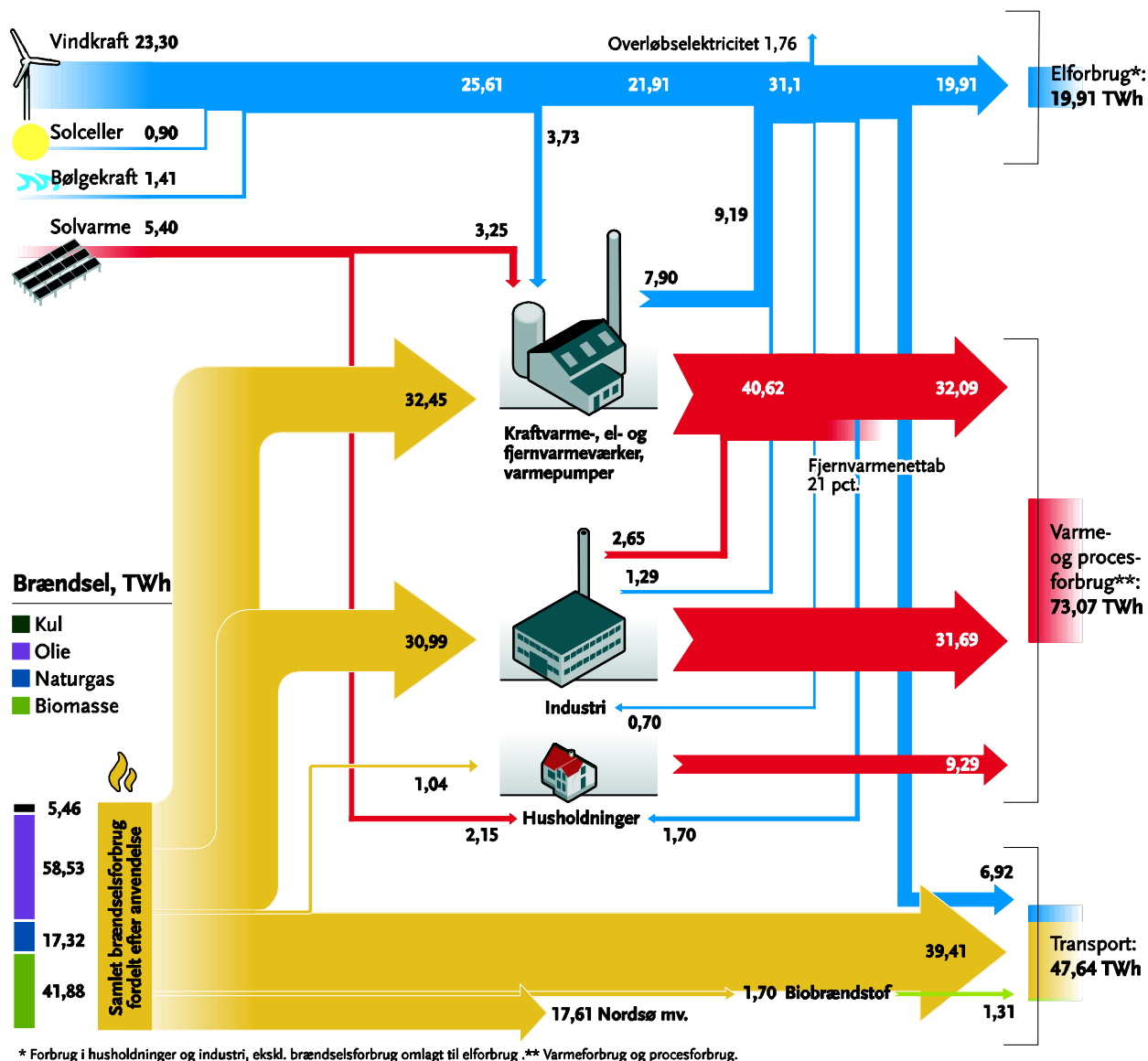


Fig. 3, Energistrømme i IDA 2030 i IDA's Klimaplan 2050.

IDAs KLIMAPLAN

2050

100% vedvarende energi. Primærenergiforbrug:

122,86 terawatt-timer (TWh)

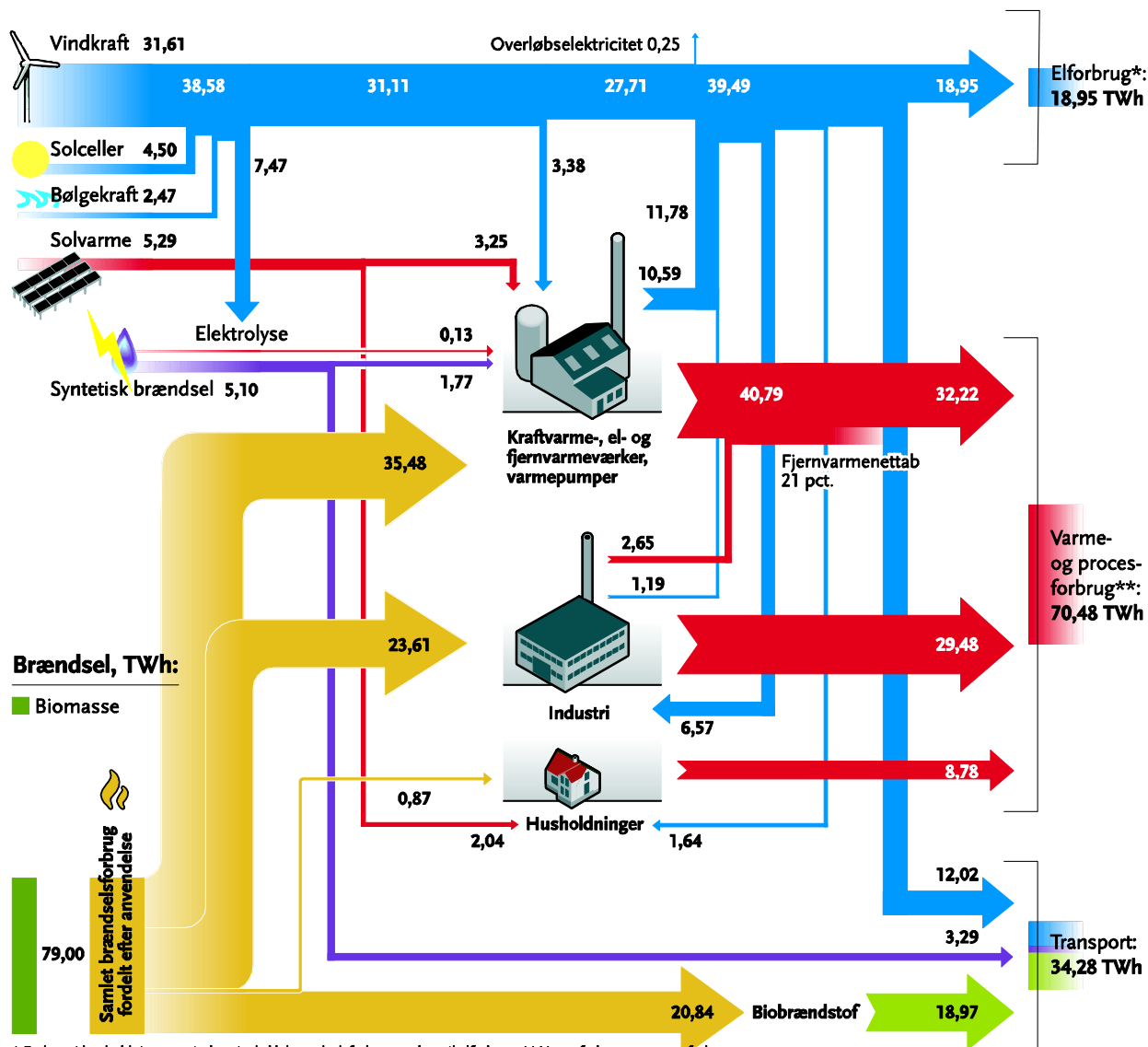


Fig. 4, Energistrømme i IDA 2050 i IDA's Klimaplan 2050.

I IDA's Klimaplan 2050 er der konstrueret et energisystem baseret på 100% vedvarende energi, med udgangspunkt i IDA 2015 og IDA 2030. Dels for at sikre, at disse energisystemer ikke stiller sig i vejen for dette mål, og dels pga. regeringens mål om, at Danmark skal være 100% uafhængigt af fossile brændsler og atomkraft, når olie- og naturgasressourcerne hører op. Resultatet er, at dette er muligt, men at balancen mellem store forbrug af biomasse og store mængder el til direkte anvendelse eller til produktion af syntetiske brændsler fortsat er en udfordring. Her gives et bud på, hvordan denne balance kan opnås.

Frem mod et 100% vedvarende energisystem laves yderligere besparelser og indføres mere vedvarende energi i IDA 2030. I både IDA 2015 og IDA 2030 er der tilstrækkelige nationale biomasseressourcer. Imidlertid udgør ressourcerne en udfordring i 2050 energisystemet, hvor der i Klimaplanen anvendes 284 PJ. Dette forbrug kan potentielt forsynes med nationale ressourcer, men omvendt vil dette ikke levne mange ressourcer til evt. materialeproduktion. Det er således en udfordring i fremtiden, om en større del af brændselsforbruget i industri og flytransport kan overgå til direkte eller indirekte eldrift, eller om der kan gennemføres yderligere besparelser.

I Klimaplanen er der således konstrueret et 100% vedvarende energisystem, der potentielt kan opretholdes på nationale biomasseressourcer. Det skal dog understreges, at det ikke er noget mål i Klimaplanen, at der ikke skal handles med biomasse. Men Klimaplanen giver mulighed for, at vi ikke bliver afhængige af import af biomasse, som vi er afhængige af import af olie og naturgas i referencen, når vi ikke har flere ressourcer tilbage i Nordsøen.

2.2 Kraftig reduktion i udslippet af drivhusgasser

Tiltagene i Klimaplanen medfører, at udslippet af drivhusgasser falder med ca. 90% i 2050 i forhold til 2000. Energisystemet udgør kun en del af udslippet af drivhusgasser. Denne del reduceres til 36 mio. ton CO₂ i 2015, 21 mio. ton CO₂ i 2030 og er fjernet helt i 2050. Herudover foreslås i Klimaplanen, at udslippet fra industrielle processer og landbrug reduceres, og der tages højde for ekstrabidraget fra fly, pga. udledninger i atmosfæren. **Alt i alt kan udledningerne i 2050 reduceres til 7,2% af udslippet i 2000.** Hvis bidraget fra flytransport medtages, er reduktionen på 10,2%.

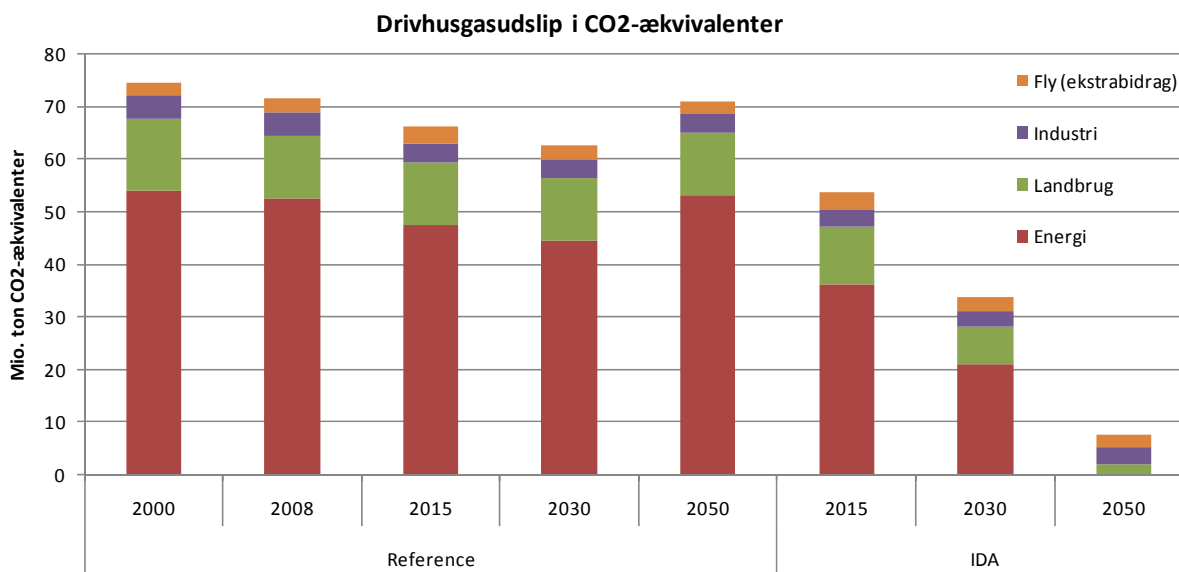


Fig. 5, Udslip af drivhusgasser i IDA's Klimaplan 2050

2.3 Bedre samfundsøkonomi med mere vedvarende energi

Klimaplanen tænkes gennemført over en periode frem til 2050 ved løbende at erstatte udtjente anlæg, når levetiden for disse udløber, og de alligevel skal udskiftes. Som udgangspunkt er omkostningerne opgjort som ekstraomkostninger ved at investere i bedre anlæg i forhold til referenceenergisystemet. Der er dog undtagelser herfor.

De samfundsøkonomiske omkostninger er opgjort som årlige omkostninger i henholdsvis 2015, 2030 og 2050. De årlige omkostninger i Klimaplanens energisystemer er sammenholdt med udgifterne i referencen i de pågældende år. Omkostningerne er fordelt på brændsel, drifts- og vedligeholdelsesudgifter, samt investeringsomkostninger. Ved afskrivninger på anlæg er der anvendt en samfundsøkonomisk realrente på 3%. De samfundsøkonomiske analyser er foretaget på baggrund af de seneste forudsætninger fra Energistyrelsen fra maj 2009 vedr. brændselspriser og CO₂-handelspriser [1].

Der er anvendt tre brændselsprisniveauer, hvor det centrale niveau tager udgangspunkt i priserne fra Energistyrelsen, svarende til en oliepris på 122\$/tønne. De høje priser fra foråret/sommeren 2008 anvendes til et højt prisniveau på 132 \$/tønne [2]. Til det lave niveau anvendes de lave prisforudsætninger, som Energistyrelsen brugte i sin basisfremskrivning fra juli 2008 på 60\$/tønne [3]. Der er desuden regnet med en langsigtet CO₂-handelspris på henholdsvis 229 DKK/ton og 458 DKK/ton. CO₂-handelsprisen omfatter ikke alle samfundsøkonomiske omkostninger, som f.eks. oversvømmelser, men er alene en forventet handelspris. Indregnes denne typer effekter, vil det omkostningsmæssigt være en fordel for energisystemerne i Klimaplanen.

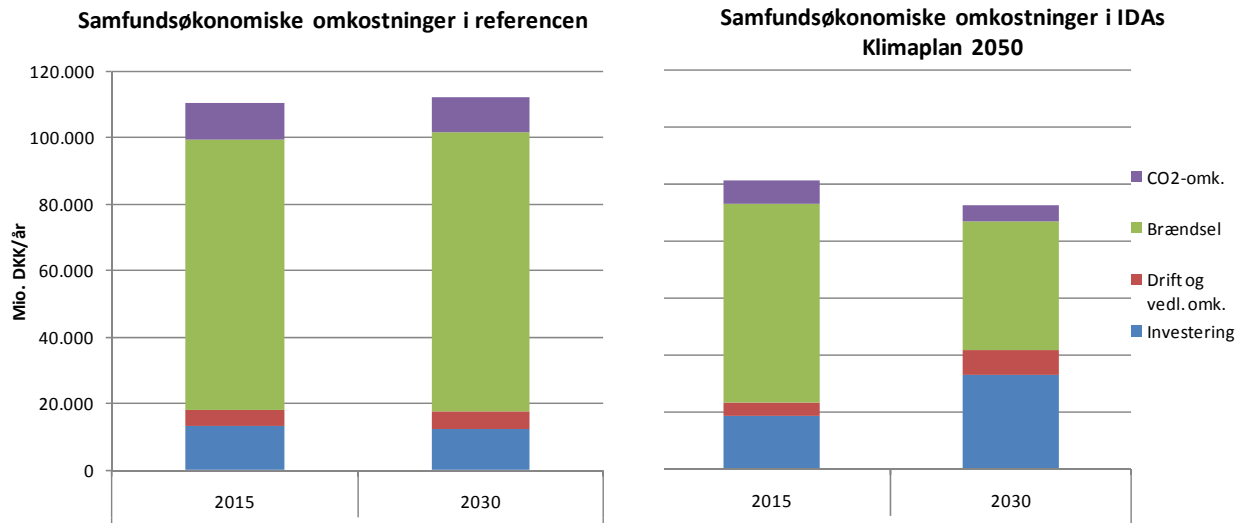


Fig. 6, Samfundsøkonomiske omkostninger i 2015 og 2030

Det generelle billede er, at Danmark med både IDA 2015 og IDA 2030 opnår en væsentligt bedre økonomi end i referencen. **I 2015 og 2030 er differencen med de centrale brændsels- og CO₂-prisforudsætninger henholdsvis 9 og 20 mia. DKK/år**, som det fremgår af Fig. 6. I IDA 2015 er det dog væsentligt at nævne, at en del af tiltagene foretages i perioden 2010 til 2020. Herudover kommer andre gevinster ved sparede helbredsomkostninger, erhvervspotentialer og beskæftigelse mv.

Ud over disse besparelser opnår man en mere robust situation, idet de samlede omkostninger til energi er mindre følsomme over for udsving i oliepriser og CO₂-omkostninger. Analyserne her peger på, at der kan opnås en gevinst selv med halvt så store brændselspriser, som Energistyrelsen anbefaler i øjeblikket. Det er værd at bemærke, at der årligt bruges mellem 50 og 95 mia. DKK i dag og frem mod 2030 til brændsler, afhængigt af brændselspriserne. I IDA's Klimaplan foreslås det, at disse udgifter nedbringes til mellem 29 og 51 mia. DKK/år i 2030, afhængigt af brændselspriserne.

Man opnår altså to gevinster. Dels er IDA 2015 og IDA 2030 billigere alternativer end referenceenergisystemerne, og dels repræsenterer de et system, som er væsentligt mindre følsomt over for udsving i oliepriserne. I fremtiden må man dog forvente, at verden fortsat oplever svingende priser og næppe hverken konstant høje eller konstant lave oliepriser.

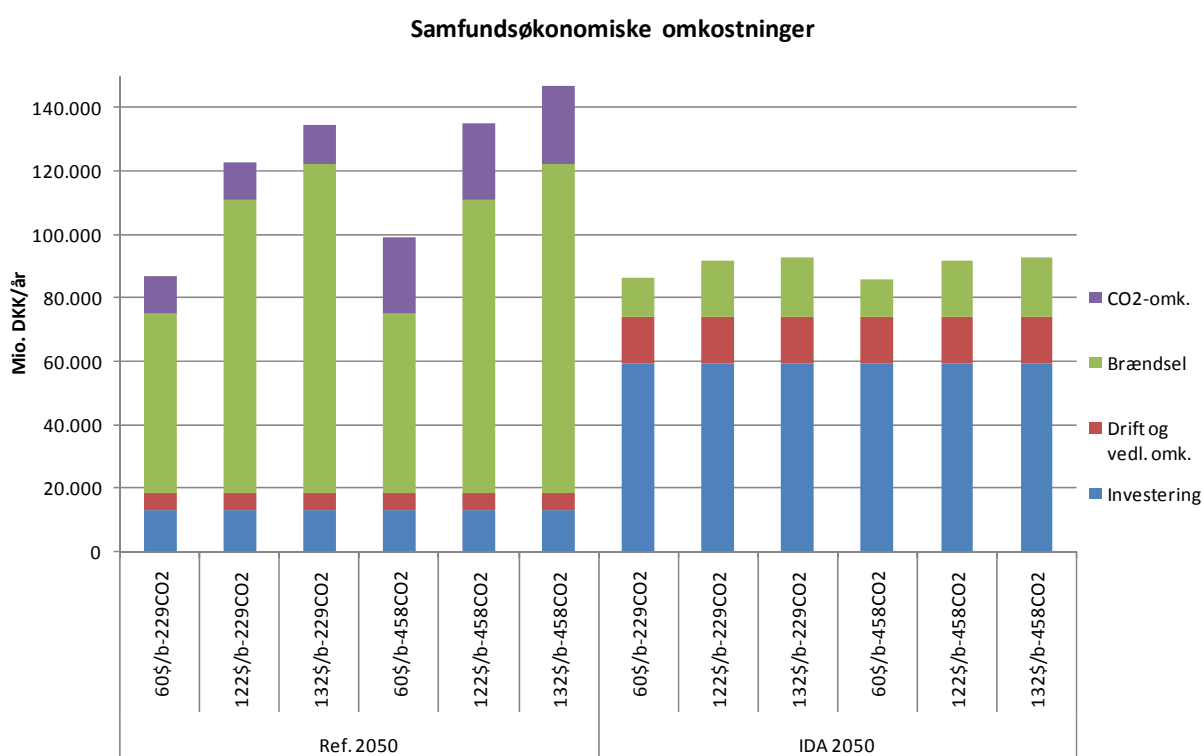


Fig. 7, Samfundsøkonomiske omkostninger i 2050 ved forskellige brændsels- og CO₂-priser

IDA 2050 er baseret på 100% vedvarende energi, og beregningerne af de samfundsøkonomiske omkostninger skal ses som et første forsøg og estimat herpå for et 100% vedvarende energisystem. Sådanne opgørelser er forbundet med væsentlige usikkerheder. I 2050 er en lang række tiltag, bl.a. el- og varmebesparelserne, kun ændret marginalt i forhold til tiltagene i IDA 2030. De væsentligste ændringer er, at andelen af vedvarende energi er hævet væsentlig i el-systemet, at effektiviteten på kraftværkerne er forbedret, at syntetiske brændsler fra elektrolyse har erstattet en del af biomassen, samt at transportsektoren i højere grad er omstillet til banebårne transportformer og elbiler. Det skal understreges, at resultaterne er afhængige af brændselsprisforudsætningerne, samt de væsentlige strukturelle samfundsmæssige omlægninger, der er foreslået i IDA 2050. Til gengæld er IDA 2050 robust

over for større ændringer i biomassepriserne, end analyseret her. Som et resultat kan der opnås potentielle besparelser på over 25 mia. DKK/år i det centrale brændselsprisscenario, jf. Fig. 7.

Der er ligeledes lavet analyser af konsekvenserne ved handel med el på Nord Pool. Ovennævnte opgørelse af de samfundsøkonomiske omkostninger er lavet i et lukket system uden el-handel med udlandet. Analyserne er foretaget med udgangspunkt elpriserne i et såkaldt normalt år og et år med svingende brændsels- og CO₂-handelspriser. Nettoindtægten er en samlet beregning af import-/eksportindtægter inkl. flaskehalsindtægter og forskellige CO₂- og brændselsomkostninger i forhold til en situation uden el-handel med de omkringliggende lande. I situationer med lave brændsels- og CO₂-handelspriser tjenes der primært penge på eksport, mens der i tilfælde med høje brændselspriser primært tjenes penge på import. Derfor er der også forskel på indtjeningen på el-handel i de to systemer. Energisystemerne, som er foreslået i Klimaplanen, giver en højere indtjening, primært pga. mere effektive kraftværker kombineret med ledig kapacitet, når forbruget dækkes af vindmøller mv. Dette vil dog medføre stor CO₂-udledning i Danmark og et stort forbrug af brændsel i form af kul eller biomasse.

Alt i alt er der dog tale om en difference, som er af mindre betydning i sammenligning med forskellen på de samlede omkostninger, som løber op i flere mia. DKK/år, til IDA 2015 og IDA 2030s fordel. I både referencen for 2015 og 2030, samt i IDA 2015 og IDA2030 giver en forøgelse af transmissionskapaciteten til udlandet fra 2.500 MW til 5.000 MW kun anledning til marginale ekstraintægter, hvilke slet ikke står mål med de omkostninger, der er forbundet med denne kapacitetsudbygning. Konklusionerne af elhandelsanalyserne af 2050-energisystemerne er i tråd med ovenstående. Det skal understreges, at resultaterne for elhandelsanalyserne for IDA 2050 udelukkende er et skøn og er baseret på Energistyrelsens forventede elpris i 2030 og ikke 2050.

Det skal også understreges, at analyserne af det lukkede energisystem uden handel ikke er udtryk for, at der ikke skal handles med el i fremtiden. Det lukkede system er alene anvendt med henblik på at præsentere en Klimaplan, hvor energisystemerne ikke er tvunget til at eksportere eller lukke vindmøller mv. ned i visse situationer. Dette er energisystemerne i Klimaplanen i stand til at undgå.

Eventuelle ændringer i systemernes evne til el-handel er ikke afgørende for sammenligningen. Den store forskel mellem referenceenergisystemerne og Klimaplanen er karakteriseret ved, at Klimaplanen indeholder store anlægsomkostninger, mens referencen har store brændselsomkostninger. Derfor er sammenligningen især følsom over for dels ændringer i brændselspriserne og dels ændringer i rente og investeringsbehov. Der er gennemført analyser af de tre ovennævnte brændselsniveauer og de to CO₂-handelspriseniveauer, hvilket ikke ændrer på det generelle billede af, at Klimaplanen har lavere omkostninger end referencen. Ved en forøgelse af investeringsniveauerne på 50% ændres resultaterne heller ikke, om end de opnåede gevinster bliver mindre. Det samme er tilfældet, hvis realrenten er på 6%. Det skal dog pointeres, at dette gælder den samlede pakke. Med ændret rente eller investeringsomfang vil flere af enkelttiltagene få en negativ samfundsøkonomi.

2.4 Helbredsomkostninger

Helbredsomkostningerne er opgjort på baggrund af seks forskellige emissioner: SO₂, NO_x, CO, partikler (PM_{2,5}), kviksølv og bly. I IDA's Klimaplan 2050 er der især reduktioner i udledningerne af NO_x, CO, og små partikler. Der opnås dog også reduktioner i emissionerne af SO₂, kviksølv og bly. Reduktionerne hænger primært sammen med anvendelsen af meget mindre kul til kraftværkerne, mindre diesel og benzin i transportsektoren, et reduceret behov for olie i industrien, og et reduceret behov for træ/brænde i individuelle husstande. Til gengæld stiger emissionerne lidt igen pga. anvendelsen af mere halm, træ, biogas mv.

På baggrund af de senest publicerede tal for helbredsomkostninger forbundet med emissioner fra de forskellige typer af teknologier og brændsler samt placeringen af punktkilder, kan de samlede omkostninger beregnes. Disse omkostninger er fundet på baggrund af antal tabte arbejdsdage, hospitalsindlæggelser, helbredsskader, dødsfald mv., som relaterer direkte til emissionerne. De samlede helbredsomkostninger for referenceenergisystemerne for 2015, 2030 og 2050 er 14 til 15 mia. DKK/år. De samlede helbredsomkostninger opgjort her stemmer godt overens med andre studier. I Fig. 8 er helbredsomkostningerne opgjort fordelt på sektorer. Det er vigtigt at understrege, at helbredsomkostningerne opgjort her kun giver en indikation af omfanget omkostningerne pga. helbredseffekter, idet mere præcise opgørelser kræver, at der køres luftforeningsmodeller kører i scenarioåret med de nye forudsætninger for energisystemet. Ligeledes skal det understreges, at øvrige omkostninger, eksempelvis skader på miljøet, ikke er indregnet.

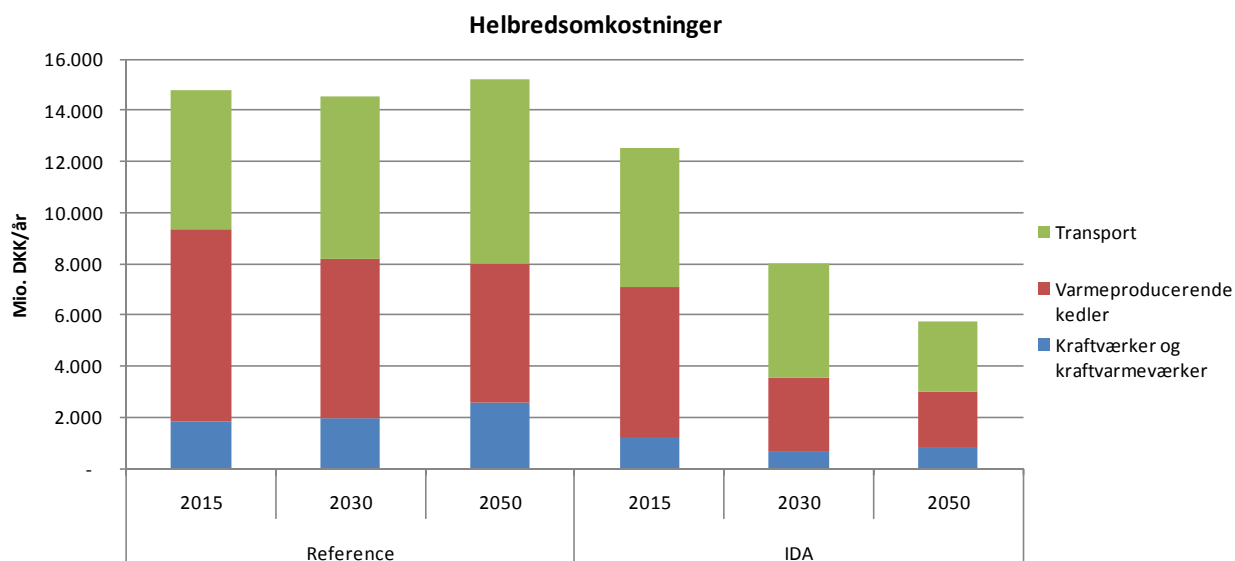


Fig. 8, Samlede helbredsomkostninger fra energisystemerne fordelt på sektorer.

I IDA 2015 og IDA 2030 er disse omkostninger reduceret til henholdsvis ca. 13 og ca. 8 mia. DKK. **Der kan altså opnås besparelser i helbredsomkostningerne på ca. 2 mia. DKK i 2015 og ca. 7 mia. DKK i 2030** hvis tiltagene i Klimaplanen implementeres. Heraf er ca. 0,9 mia. DKK/år sparede udgifter i Danmark i IDA 2015 og ca. 2,3 mia. DKK/år sparede udgifter i Danmark i IDA 2030. Resten er besparelser i nabolande. Helbredsomkostningerne, som er medtaget her, er udelukkende baseret på de seks typer af emissioner, og inddrager ikke omkostninger forbundet med skader på natur og dyreliv, og ej heller

omkostninger fra udvinding af brændsler og materialer i udlandet, f.eks. fra en kulmine i Sydafrika. Der er således tale om en konservativ vurdering. Hvis der medtages samfundsøkonomiske miljø- og sundhedsmkostninger pga. CO₂-udslip ud over de seks emissionstyper analyseret her, viser en konservativ vurdering, at ovenstående besparelser er ca. dobbelt så store. Helbredsomkostningerne er også beregnet for 2050, og her er der fundet mulige besparelser på 9,5 mia. DKK/år, hvoraf ca. 2,4 mia. DKK/år er udgifter i Danmark.

2.5 Erhvervspotentialer

En systematisk implementering af de teknologier, der indgår i IDA's Klimaplan 2050, vil medføre væsentlige muligheder for at øge eksporten. Med udgangspunkt i den nuværende og historiske eksport af energiteknologier er disse erhvervspotentialer vurderet for IDA's Klimaplan 2050. Det skønnes, at IDA's Klimaplan 2050 kan skabe et potentiale for eksport af energiteknologier, der stiger fra ca. 64 mia. DKK i 2008 til **ca. 200 mia. DKK/år** frem mod 2030. Det skal understreges, at denne type af kvantificering er forbundet med væsentlige usikkerheder og skal betragtes som et skøn. Imidlertid giver overslaget en god oversigt over de teknologier, hvor Klimaplanen potentielt kan medvirke til at skabe en udvikling. Det skal også understreges, at denne potentielle stigning kommer oveni den gevinst, der er påvist ved den ændrede drift og struktur i selve energisystemet beskrevet ovenfor. Resultaterne fremgår af Fig. 9.

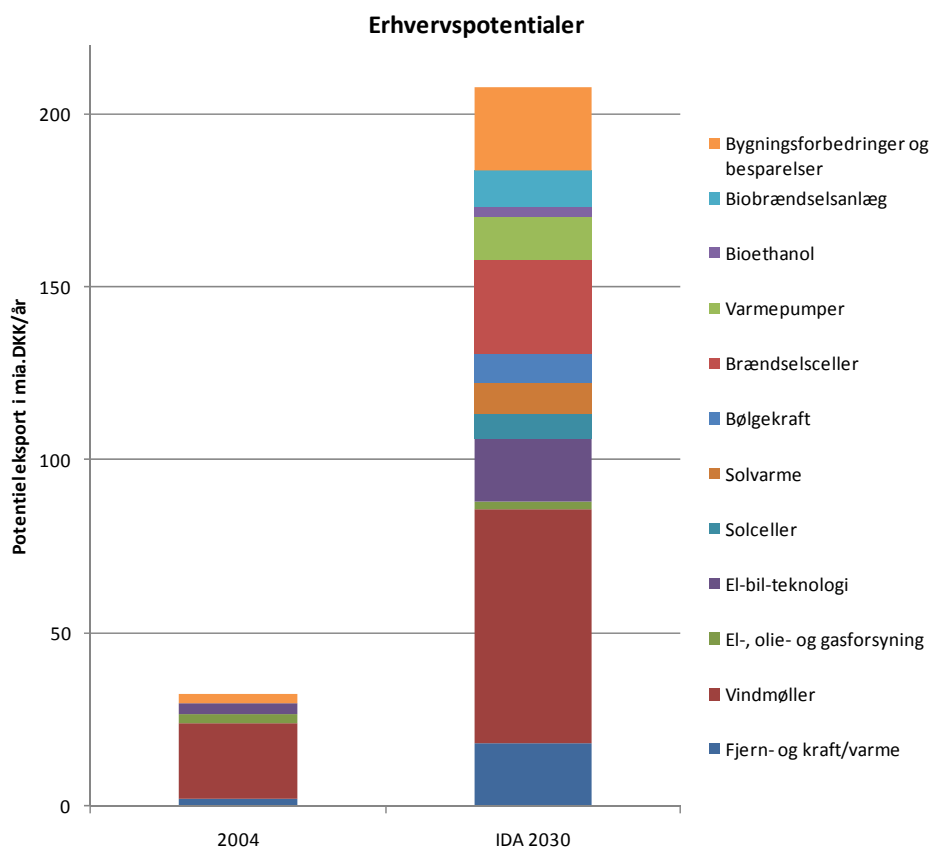


Fig. 9, Erhvervspotentialer pr. år ved implementering af IDA's Klimaplan 2050

2.6 *Beskæftigelseseffekter*

Opgørelsen af beskæftigelseseffekten tager udgangspunkt i opdelingen i årlige omkostninger for IDA's Klimaplan 2050 sammenlignet med referencens. Forskellen i omkostninger kan opdeles på investeringer og på drift. En gennemførelse af IDA Klimaplan 2050 vil medføre en omlægning af omkostninger fra køb af fossile brændsler til køb af anlægsinvesteringer, uden at det danske samfund herved pålægges ekstra omkostninger til energi. Alt andet lige vil dette medføre en højere dansk beskæftigelse, samtidigt med at betalingsbalancen forbedres. Denne effekt øges yderligere, hvis planen implementeres på en måde, så de ovennævnte erhvervspotentialer i form af øget eksport realiseres.

I Klimaplanen sænkes udgifterne til brændsler, men øges til drift og vedligehold. Desuden investeres i alt omkring 950 mia. DKK ekstra i Klimaplanen end i referencen, fordelt på perioden frem til 2050. For hver omkostningstype er der vurderet en importandel med udgangspunkt i erfaringer fra tidligere indsamlinger af valuta- og beskæftigelsesoplysninger for investering i energianlæg. Ift. de tidligere data er der foretaget en generel opjustering af importandelen, idet denne erfaringsmæssigt er stigende.

For den andel, der er tilbage efter fradrag af importandelen, er det forudsat, at der skabes to jobs for hver 1. mio. DKK. Dette inkluderer afledte jobs i finans- og servicesektoren. Igen er der tale om justerede tal ift. de tidligere indsamlede data. Men her er tallene nedjusteret for at tage hensyn til den generelle prisudvikling. Det bør i sagens natur understreges, at der er tale om et estimat. Med ovennævnte metode og forudsætninger er ekstrabeskæftigelsen i Danmark ved gennemførelse af IDA's Klimaplan 2050 sammenlignet med referencen vurderet til i **ca. 30-40.000 jobs**. Der tabes jobs i håndtering af fossile brændsler, mens der skabes jobs ved investeringer i energiteknologi. På langt sigt, i takt med at investeringerne i selve omlægningen til et 100% vedvarende energi-system er gennemført, vil ekstrabeskæftigelsen være ca. 15.000 jobs i forhold til referencen for 2050. I praksis vil dette sandsynligvis sprede sig over en årrække.

Det er i den forbindelse vigtigt af to grunde at placere den store beskæftigelsesindsats så tidligt som muligt i perioden. Den ene grund er, at arbejdsstyrken som andel af den samlede befolkning er faldende i hele perioden frem til omkring 2040, og at der derfor er størst arbejdskapacitet til at foretage en ændring af energisystemet i begyndelsen af perioden. Den anden grund er, at de danske Nordsø-ressourcer rinder ud i perioden, og at det derfor så tidligt som muligt i perioden er vigtigt at udvikle en energiforsyning, der er baseret på vedvarende energi, og en stigning i energiteknologiekporten, som kan erstatte den olie- og naturgaseksport, der formindskes og helt falder bort i løbet af 10-20 år.

Ovennævnte effekter på beskæftigelsen inkluderer ikke jobskabelsen som følge af øget eksport af energiteknologier. Disse fordele kommer oveni. Med en forudsætning om en importandel på 50% vil en årlig eksport på 200 mia.kr. generere i størrelsesordenen op til 200.000 jobs, alt afhængigt af hvor stor eksporten ville have været uden Klimaplanen, og afhængigt af i hvilket omfang, der er ledige, samt hvorvidt disse vil kunne beskæftiges i andre eksporterhverv. I den forbindelse henledes opmærksomheden på, at der frigøres en del dansk arbejdskraft i takt med, at olie- og gasudvindingen i Nordsøen afvikles.

3 Introduktion

Formålet med denne Klimaplan er at dokumentere, at der findes teknisk og økonomisk mulige løsninger på klimaudfordringerne, som samtidig sikrer en fortsat positiv økonomisk udvikling og en øget forsyningssikkerhed. Denne baggrundsrapport udgør, sammen med hovedrapporten, et bidrag til det internationale projekt "Future Climate – Engineering solutions". Her samles klimaplaner fra forskellige nationers ingeniørorganisationer i én samlet plan, der har ovennævnte formål. Den samlede plan præsenteres på konferencen "Future Climate – Engineering solutions" den 3. og 4. september 2009 i København. Future Climate udgør disse organisationers bidrag til FNs Klimatopmøde i København i december 2009, COP15.

I det internationale projekt deltager følgende 13 ingeniørorganisationer:

- Ingeniørforeningen i Danmark, IDA
- Sveriges Ingenjörer
- Norges Ingeniør- og Teknologorganisasjon, NITO
- The Association of German Engineers, VDI
- The Institution of Engineers (India)
- Institution of Mechanical Engineers (UK)
- The Finnish Association of Graduate Engineers, TEK (Finland)
- Union of Professional Engineers, UIL (Finland)
- The American Society of Mechanical Engineers, ASME (USA)
- The Japan Society of Mechanical Engineers, JSME
- APESMA (Australia)
- Engineers Ireland
- Federation of Scientific Engineering Unions in Bulgaria

Future Climate-projektet blev iværksat af Ingeniørforeningen i Danmark i foråret 2008 på baggrund af de gode erfaringer med udviklingen af en dansk energiplan i 2006, "Ingeniørforeningens Energiplan 2030" (IDA's Energiplan 2030) [4], samt udviklingen af en miljøplan i 2007, "Grøn fremtid – brikker til en bæredygtig udvikling" [5].

Ingeniørforeningens Klimaplan 2050 (IDA's Klimaplan 2050) udgør det danske bidrag til Future Climate – Engineering solutions. Klimaplanen er udarbejdet med udgangspunkt i IDA's Energiplan 2030. Gennem workshops, seminarer, konferencer og delanalyser er behovet for opdateringer og justeringer blevet identificeret. I 2006 var processen organiseret i ca. 40 seminarer og møder med over 1.600 deltagere. I denne baggrundsrapport til IDA's Klimaplan 2050 tages udgangspunkt i det omfattende stykke arbejde, som deltagerne bidrog med i 2006. Dette skal således ses som en opdatering mht. viden om de teknologiske og økonomiske konsekvenser, som en omstilling til et 100% vedvarende energisystem har.

Det danske bidrag til Future Climate er udarbejdet i perioden december 2008 til juli 2009. Et høringsudkast til IDA's Klimaplan 2050 præsenteredes den 11. maj 2009. Efter høringsperioden er der lavet justeringer. I denne baggrundsrapport præsenteres de endelige resultater og en samlet beskrivelse af forudsætningerne og analyserne bag IDA's Klimaplan 2050, inkl. elementer, der er uændrede i forhold til IDA's Energiplan 2030.

Processen for udarbejdelsen af Klimaplanen har været organiseret i følgende seks temagrupper: Energisystemer og energiproduktion, Landbrug, Industri og Erhverv, Byggeri, Transport samt Klimatilpasning. Arbejdet har været koordineret af en ekspert- og tovholdergruppe for Klimaplanen under Ingeniørforeningens Styregruppe for Miljø, Energi og Klima.

Følgende målsætninger udgør den overordnede ramme for udviklingen af Klimaplanen:

- At reducere udledningen af drivhusgasser med 90% i 2050.
- At opretholde Danmarks selvforsyning med energi.
- At udbygge Danmarks erhvervsmæssige position på klima- og energiområdet.
- At udvikle dansk økonomi og velstand.

Baggrundsrapporten indeholder en samlet beskrivelse af de tekniske energisystemanalyser og af de samfundsøkonomiske konsekvensvurderinger af temagruppernes input til IDA's Klimaplan 2050. De tekniske energisystemanalyser omfatter en undersøgelse af, hvordan energiplanerne for år 2015 og 2030 (IDA 2015 og IDA 2030) kan være et skridt på vejen til et energisystem for 2050 (IDA 2050), der er baseret på 100% vedvarende energi. Målet er, at IDA 2050 skal nedbringe udledningen af drivhusgasser med 90% i forhold til 2000, inkl. udledningerne fra landbrug og industri og under hensyntagen til forsyningssikkerhed og samfundsøkonomiske konsekvenser.

Beregningerne i Klimaplanens baggrundsrapport er lavet ved at sammenligne IDA-scenarierne med forløbet for et referenceenergisystem. Som referenceenergisystem er valgt Energistyrelsens seneste basisfremskrivning fra 30. april 2009 [6]. Energistyrelsens basisfremskrivning indeholder en ny fremskrivning af det danske energiforbrug og -produktion, der tager højde for de seneste energiforlig i form af Energispareaftalen og Energiforliget fra februar 2008, samt de seneste skattemæssige ændringer på energiområdet i foråret 2009. Desuden er der i den seneste basisfremskrivning taget højde for det Internationale Energiagenturs (IEA) seneste forventninger til udviklingen vedr. brændselspriser fra november 2008. Her opjusterede IEA-forventningerne til olieprisen i 2030 til 122 \$/tønde. Dette er knap dobbelt så højt som i skrivende stund, men under niveauet på knap 150 \$/tønde i sommeren 2008.

Der er lavet tekniske energisystemanalyser og samfundsøkonomiske konsekvensberegninger af et 2030 energisystem og et 2015 energisystem, hvor den nødvendige omstilling er igangsat. IDA 2015 tager udgangspunkt i tekniske ændringer, der er teknologisk mulige på kort sigt. I et IDA 2050-energisystem inddrages derimod i teknologier, som forventes at blive udviklet i fremtiden. IDA 2030-energisystemet repræsenterer et skridt i retning mod et IDA 2050-energisystem. IDA 2030 og IDA 2050 udgøres af teknologiske tiltag, der vurderes at være udviklede fra år 2020. Der er ligeledes lavet tekniske analyser af IDA 2050-energisystemet, ligesom der er lavet et bud på de samfundsøkonomiske konsekvenser herved.

Derfor er der til dette formålet, for første gang i Danmark, lavet en **fremskrivning af det danske energiforbrug inkl. transport til 2050**, der er konsistent med Energistyrelsens metode. Denne fremskrivning tager højde for de samme elementer, som forudsætningerne nævnt i Energistyrelsens fremskrivning fra 30. april 2009, der går til 2030. Desuden er fremskrivningen lavet efter samme metode, som anvendes af Energistyrelsen. Efter 2030 frem til 2050 er der antaget en fortsat effektivisering på niveau med perioden 2010 til 2030. Det vil sige, at en fortsat aktiv politik for at

reducere energiforbruget er inkluderet i referencescenariet. Fremskrivningen af energiforbruget danner grundlag for konstruktionen af et referenceenergisystem for 2050.

I IDA 2050-energisystemet er der foreslået væsentlige strukturelle og infrastrukturelle ændringer i forhold til i dag. Ét er at lave tekniske analyser af sådanne energisystemer. Et andet er at lave samfundsøkonomiske konsekvensvurderinger af sådanne energisystemer. Som den første energiplan i Danmark præsenterer denne plan et udkast til, hvilke omkostningerne et energisystem, der er 100% baseret på vedvarende energi, indebærer. Resultaterne af de tekniske og økonomiske analyser er ligesom for IDA 2015 og IDA 2030 beregnet ved at sammenligne IDA 2050 med referencen for 2050.

I alle energisystemerne er analyserne foretaget ved at gennemregne systemet time for time for et år i energisystemanalysemodellen EnergyPLAN, som er anvendt til at foretage såvel tekniske systemanalyser som samfundsøkonomiske konsekvensberegninger. [7]

De **tekniske energisystemanalyser** er gennemført med henblik på at sikre fleksibilitet og balance mellem el-produktion og -forbrug under hensyntagen til systemets brændselseffektivitet og evne til at sikre el-netstabiliteten. Der identificeres en balance mellem den fluktuerende vedvarende energiproduktion, kraftvarmeproduktion og el-forbrug, herunder fleksible elforbrug fra varmepumper, elbiler mv. Desuden sikres en tilsvarende balance mellem fjernvarmeforbrug og varmeproduktion fra solvarmeanlæg, industriel overskudsvarme, affaldskraftvarme, central og decentral kraftvarme, geotermi, 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 danske energiproducenter ikke er tvunget til at eksportere eller importere på tidspunkter, hvor prisen på markedet ikke er gunstig. Ud fra disse betragtninger sikres det, at el og biomasse til energisystemet kan leveres med nationale ressourcer. Herved sikres en gunstigere situation ved handel med el og biomasse med udlandet, end hvis Danmark var afhængigt af import eller eksport på bestemte tidspunkter.

Den **samfundsøkonomiske konsekvensvurdering** 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. Desuden er alle delelementers værdi analyseret mht. økonomi og effekt på udledningen af drivhusgasser.

Herudover er der foretaget en kvantificering af energiplanens **effekter på beskæftigelsen, erhvervspotentialer**, samt **helbredsomkostninger** forbundet med diverse udledninger mv. De samfundsøkonomiske omkostninger ved eksternaliteter som følge af diverse udledninger er kvantificeret særskilt på baggrund af brændselsforbrug i energisystemerne. Det skal understreges, at disse opgørelser er behæftet med store usikkerheder og skal betragtes som overslag.

Af den seneste rapport fra FN's Klimapanel, IPCC, fra 2007 (AR4) fremgår det, at hvis man vil holde temperaturstigningen indenfor 2-2,4 °C, skal koncentrationen af CO₂-ækvivalenter holdes mellem 445 og 490 ppm [8].

Da koncentrationen af drivhusgasser allerede i 2005 nåede 445 ppm (CO₂-ækvivalenter), har IPCC estimeret, at udslippet af drivhusgasser skal toppe hurtigst muligt og senest i år 2015, og at udslippet af drivhusgasser skal reduceres med 50-85 % i 2050 sammenlignet med år 2000 [8]. Hvis temperaturen kun må stige med 2 grader, må reduktionen i udledningen af drivhusgasser nødvendigvis ligge tættere på 85% end 50%. FN estimerer, at udledningen pr. person dermed skal være reduceret til mellem 0,8 og 2,5 tons CO₂-ækvivalenter pr. år.

Selv med en stigning på 2 °C vil der stadig ske væsentlige ændringer i klimaet både i Danmark og på verdensplan. Men en fastsat grænse på 2°C kan imidlertid være med til at sikre, at klimaforandringerne ikke accelererer, udover det punkt, hvor effekten vil blive selvforstærkende. En stigning på 2 °C ved en reduktion på 50-85% var baseret på en reduktion til 350-400 ppm CO₂ i atmosfæren. I øjeblikket er koncentrationen af CO₂ i atmosfæren ca. 385 ppm.

Den seneste IPCC-rapport fra 2007 er imidlertid baseret på data fra 2005, og de seneste resultater fra bl.a. James Hansen fra NASA tyder på, at denne reduktion ikke er tilstrækkeligt. De seneste observationer og modelberegninger viser, at det kan være nødvendigt med en reduktion til 350 ppm CO₂ i atmosfæren, eller at menneskeskabte klimagasser helt skal undgås for at undgå uoprettelige skader på klimaets balance [9-11]. Den samlede reduktion bør altså lande på det høje niveau på 85%. Her er målet en 90% reduktion af følgende årsager:

- Ovennævnte 2 graders stigning i temperaturen er afhængig af, at udslippet topper i 2015
- Selv efter en 85% reduktion, kan CO₂-udslippet give store klimaforandringer
- En målsætning om at implementere yderligere reduktioner op til 90% eller mere giver mulighed for, at nogle tiltag vil lykkes, mens andre vil mislykkes.
- En målsætning om at implementere yderligere reduktioner på op til 90% eller mere giver mulighed for at nå det samlede internationale mål, selv om nogle lande ikke når målsætningen.

IDA's Klimaplan 2050 har til formål at vise, hvilke tekniske løsninger der kan bidrage til en radikal reduktion i de danske CO₂-udslip, samt de økonomiske konsekvenser herved. Landbrugssektoren bidrager med ca. 17% af det samlede danske udslip af klimagasser. Målet er en samlet reduktion på 90% i forhold til udslippet på ca. 72 mio. ton CO₂-ækvivalenter i år 2000. Som noget nyt i forhold til IDA's Energiplan 2030 inddrages også klimagasser fra landbrugssektoren, fra industrielle processer, samt udslip fra luftfarten.

4 Baggrund

IDA's Energiplan 2030 blev udarbejdet med udgangspunkt i 40 seminarer med samlet set over 1.600 deltagere. Syv temagrupper bidrog med input til planens samlede tekniske energisystemanalyser og samfundsøkonomiske konsekvensvurderinger. De tekniske energisystemanalyser omfattede 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. Endvidere blev der foretaget en kvantificering af Energiplanens erhvervspotentialer.

I denne baggrundsrapport til IDA's Klimaplan 2050 tages udgangspunkt i det omfattende stykke arbejde, som deltagerne bidrog med i 2006. Dette skal således ses som en opdatering af den skabte viden om de teknologiske og økonomiske konsekvenser, som en omstilling til et 100% VE-system vil have. I IDA's Klimaplan 2050 under Future Climate-projektet tages udgangspunkt i IDA's Energiplan 2030 fra december 2006 og de opdaterede samfundsøkonomiske beregninger, der blev foretaget i maj 2008 som følge af de ændrede brændselspriser, samt solcelle- og vindmøllepriser [4;12].

IDA's Klimaplan 2050 indeholder en totalopgørelse af de danske klimagasudledninger, inkl. udslip fra landbrug, industri og luftfart. I IDA's Energiplan 2030 var udelukkende energisektoren inkl. transport medregnet.

Referencesystemet i IDA's Klimaplan 2050 er Energistyrelsens basisfremskrivning til 2030 fra 30. april 2009 [6]. Referenceenergisystemet for 2050 er konstrueret på baggrund af fremskrivninger af energiforbruget til 2050 foretaget med henblik på analyserne i denne rapport. Dette referencesystem er væsentligt anderledes end det referenceenergisystem, der anvendes i IDA's Energiplan 2030, idet der nu er anvendt dobbelt så høje brændselspriser samt inddraget flere energibesparelser mv. Bl.a. er der taget højde for Energiforliget mellem folketingets partier foruden Enhedslisten fra februar 2008.

Fremskrivningen af energiforbruget tager udgangspunkt i Finansministeriets seneste fremskrivning af dansk økonomi fra december 2008, hvori den seneste tids økonomiske udvikling er med samt de skattemæssige ændringer, der er indført på energiområdet, i foråret 2009.

I forhold til IDA's Energiplan 2030 foretages i Klimaplanen her beregninger af et energisystem, der ligger væsentligt kortere sigt, nemlig for 2015. Desuden suppleres de tekniske analyser af et 100% VE-system for 2050 med et forsøg på at opgøre de samfundsøkonomiske omkostninger ved et sådant system, hvilket ikke var tilfældet i Energiplanen.

Foruden de opdateringer af teknologiernes forudsætninger mht. effektivitet, levetid mv., der indgår i planen, foretages en opdatering af brændselsprisforudsætninger, omkostninger til håndtering og transport af brændsler, elprisforudsætninger, CO₂-priser, mv. Disse prisforudsætninger tager bl.a. højde for det Internationale Energi Agenturs (IEA) seneste anbefalinger vedr. brændselspriser, som er ækvivalent med en oliepris på 122 \$/tønne, hvilket er i overensstemmelse med den anvendte reference baseret på Energistyrelsens seneste fremskrivning [1]. Endvidere er beregningerne af erhvervspotentialer, marginale omkostninger og marginale CO₂-reduktioner blevet opdateret, og der er som noget nyt foretaget en kvantificering af Klimaplanens effekt på beskæftigelsen, samt lavet en opgørelse af helbredsomkostningerne ved energisystemerne.

Analyserne i baggrundsrapporten inkluderer hele det danske primære energiforbrug og således også brændsel til udenrigsluftfart og energiforbruget på Nordsøen, hvilket er en af forskellene mellem IDA 2030 og scenarierne for 2030 i Teknologirådets rapport "Det Fremtidige Danske Energisystem – Teknologiscenarier" fra 2006 [13]. Teknologirådets scenarier blev udarbejdet i samarbejde med folketingspolitikere i 2006.

5 Metode og forudsætninger

I dette kapitel præsenteres forudsætningerne for de tekniske og samfundsøkonomiske analyser, der er lavet af energisystemet i hhv. IDA 2015, IDA 2030 og IDA 2050 og af et referenceenergisystem for hvert af disse år. Det anvendte simuleringsværktøj præsenteres, og metoden til den samfundsøkonomiske konsekvensvurdering, herunder brændselsprisforudsætninger mv., gennemgås.

5.1 Energisystemanalysemodellen og simuleringsværktøjet EnergyPLAN

De tekniske analyser og den samfundsøkonomiske konsekvensvurdering er foretaget vha. energisystemanalysemodellen EnergyPLAN, som er udviklet på Aalborg Universitet [7]. 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 Fig. 10 vises en oversigt over de enkelte teknologier i modellen. EnergyPLAN er et simuleringsværktøj. Som input til modellen beskrives et energisystem bl.a. med hensyn til dets anlægskapaciteter, nyttevirksomheder og reguleringsstrategi. Ud fra sådanne input kan modellen foretage en række tekniske analyser af, hvordan energisystemet agerer time for time gennem et år. Modellen beregner bl.a. balancen mellem forbrug og produktion over året i det analyserede energisystem, samt det resulterende årlige brændselsforbrug og CO₂-emission.

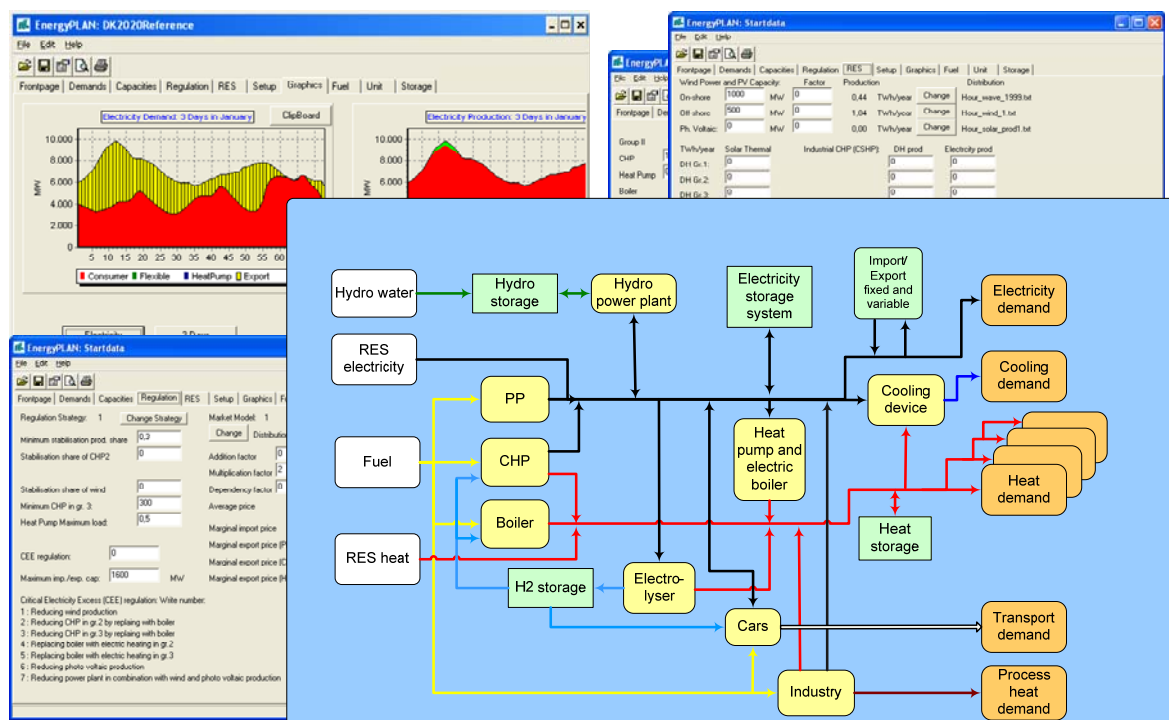


Fig. 10, Illustrationer fra EnergyPLAN-modellens brugergrænseflade og et flowdiagram over sammenhænge mellem teknologierne i modellen.

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 markedsprisen ændrer sig ved øget produktion eller øget forbrug. Herved kan de forskellige grupper af anlæg handle på markedet og optimere deres indtjening baseret på variable produktionsomkostninger, brændselsomkostninger, CO₂-omkostninger og bindinger i form af varmeleverancer og fluktuationer.

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

5.2 *Forudsætninger for analysemetode for energisystemer*

Indledningsvist er Energistyrelsens referencer for 2015 og 2030 gennemregnet i EnergyPLAN-modellen for at sikre enighed om udgangspunktet. Som det fremgår af afsnit 6.2, kommer EnergyPLAN-modellen frem til samme årlige energiomsætning, brændselsforbrug og CO₂-emission, som Energistyrelsen, når der regnes på de samme tekniske forudsætninger.

Referenceenergisystemerne for 2015 og 2030 kan umiddelbart tages fra data fra Energistyrelsens fremskrivning. Dette er ikke tilfældet for år 2050, da Energistyrelsens fremskrivning stopper i år 2030. For perioden 2030 til 2050 er der lavet en fremskrivning af energiforbrug inkl. transport til denne rapport. Denne fremskrivning danner grundlag for konstruktionen af et referenceenergisystem for 2050. Forbrugssiden af dette referencesystem tager udgangspunkt i fremskrivningen beskrevet i Appendiks III. Produktionssiden tager udgangspunkt i den forventede udvikling ved en fortsættelse af Energistyrelsens fremskrivning til 2050. Resultaterne af konstruktionen af denne reference for 2050 findes i afsnit 6.3.

Herefter er de enkelte tiltag implementeret, som gennemgået i Kapitel 9 til 12. Alle tiltag er defineret i forhold til referencen for hvert år, såvel hvad angår tekniske forhold som økonomiske omkostninger.

I IDA 2015 tages udgangspunkt i realiserbare tiltag på kort sigt, og IDA 2030-systemet repræsenterer de mulige tiltag på mellemlangt sigt med teknologier, der forventes udviklet i 2020. I IDA 2050 er det analyseret om Danmark med IDA's Klimaplan 2050 kan komme hensigtsmæssigt videre i forhold til et system med 100% selvforsyning uden atomkraft, efter at olien og naturgassen slipper op i Nordsøen. IDA 2050 repræsenterer et udkast til, hvordan et system med 100% vedvarende energiforsyning kunne se ud i 2050. Princippet i beregningerne er at forsætte ad den vej, der er lagt i IDA 2015 og IDA 2030, og forbedre på de områder, hvor det forventes at være teknologisk muligt.

IDA 2015, IDA 2030 og IDA 2050 er først gennemregnet i "rå-udgaver", hvor alle delelementer er implementeret. Denne første udgave viste et energisystem med store ubalancer mellem forbrug og produktion, som kom til udtryk dels i form af et stort el-overløb, hvor energisystemet er tvunget til at eksportere, og dels i form af systemets nedsatte 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. Disse ændringer er herefter indarbejdet i IDA 2015, IDA 2030 og IDA 2050. Resultatet af disse analyser fremgår af Kapitel 13.

Herefter er der lavet en overordnet samfundsøkonomisk vurdering af IDA 2015 og IDA 2030 ved at opgøre de samlede årlige omkostninger og sammenligne med en tilsvarende opgørelse af referencen. Der er ligeledes gjort et forsøg på at beregne de samfundsøkonomiske omkostninger ved et 100% vedvarende energisystem i IDA 2050. Omkostninger er så vidt muligt opgjort i 2006-priser, idet der dog er enkelte afvigelser herfor. Den samfundsøkonomiske konsekvensvurdering er beskrevet i Kapitel 13, og de nærmere forudsætninger er beskrevet i det følgende. Forudsætningerne for de øvrige samfundsøkonomiske beregninger er baseret på disse energisystemer, og metodikken i disse beregninger er beskrevet nedenfor.

5.3 Forudsætninger for tekniske anlæg og nye teknologier

Klimaplanen tænkes gennemført over en periode frem til 2050 ved løbende at erstatte udtjente anlæg ved udløbet af deres levetid. Tiltagene frem til 2015 tager udgangspunkt i de teknologiske muligheder på kort sigt og i visionen for energisystemet i 2050. Som udgangspunkt er de omkostninger, der er forbundet med gennemførelsen af Klimaplanen, således opgjort som ekstraomkostninger til anlægsinvesteringer samt drift og vedligehold. I Klimaplanen etableres 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 [14]. Dette katalog anvender Energistyrelsen også til basisfremskrivningerne af det danske energisystem. IDA's Klimaplan 2050 omfatter imidlertid en række besparelsestiltag, omlægninger mv., hvis omkostninger ikke er opgjort i Teknologikataloget. Ligeledes er der vedvarende energianlæg, hvor omkostningerne har ændret sig. Disse informationer fremgår af hvert enkelt afsnit i Kapitel 9 til 12. En oversigt over omkostningerne kan ses i Appendiks II og Appendiks VII.

I opgørelsen af omkostninger er der ikke medtaget anlægs- og driftsomkostninger til de dele af det samlede energisystem, som vurderes at være identiske i referencen og i Klimaplanen. Det drejer sig bl.a. om el- og naturgasnettet, store dele af fjernvarmenettet, samt transportinfrastrukturen.

Den samfundsøkonomiske vurdering er lavet ved at udregne de årlige omkostninger i Klimaplanen 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.

5.4 Forudsætninger for fremskrivning af forbrug fra 2030 til 2050

Fremskrivningen fra 2030 til 2050 er en forlængelse af Energistyrelsens basisfremskrivning, april 2009. Dvs. udviklingen i energieffektivitet fortsætter i samme takt som op til 2030, men pga. af en fortsat økonomisk vækst på omkring 2 % om året stiger energiefterspørgslen hen imod 2050. Den gennemsnitlige årlige forbedring af erhvervenes energieffektivitet er 1,1 %, hvorfor den endelige energiefterspørgsel stiger med op til 0,9 % om året. Fremskrivningen er baseret på en ADAM-kørsel fra Finansministeriet i "Konvergensprogrammet 2008" fra december 2008. Denne fremskrivning anvendes som input til EMMA-modellen, som derpå "oversætter" den økonomiske aktivitet i ADAM til en

energiefterspørgsel fra de forskellige erhverv og husholdninger. Der er redegjort for forudsætningerne for fremskrivningen af det endelige energiforbrug til 2050 i Appendiks III. Resultatet af fremskrivningen fremgår af Fig. 11, hvor også udviklingen fra 1975 er anført.

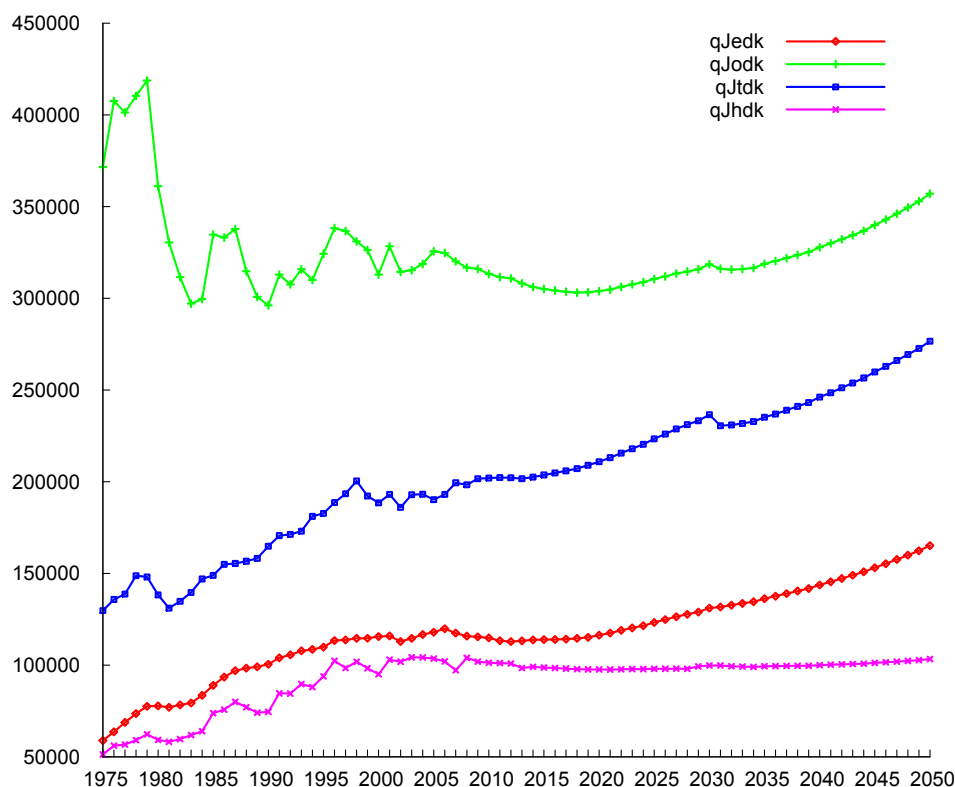


Fig. 11, Resultat af fremskrivning af det danske endelige energiforbrug (TJ/år). [qjedk=el, qjodk=øvrige energi, qjtdk=transport, qjhdk=fjernvarme].

5.5 Forudsætninger for brændselspriser, elpriser og CO₂-kvotepriser

Energistyrelsen opdaterede senest sine brændselsprisforudsætninger i maj 2009. Opdateringen hænger primært sammen med, at IEA i World Energy Outlook fra november 2008 opskrev sine forventninger til brændselsprisudviklingen. I Energistyrelsens opdatering er den forventede oliepris i 2030 steget til 122 \$/tønne [1]. Da IDA's Energiplan 2030 blev udarbejdet, var Energistyrelsens tilsvarende forventninger på 40 \$/tønne [15].

Brændselspriserne i IDA's Klimaplan 2050, som forventes på langt sigt, tager udgangspunkt i de nye brændselspriser fra Energistyrelsen, og der anvendes igen tre brændselsprisniveauer. Energistyrelsens seneste forudsætninger repræsenterer et middelniveau. De høje priser fra foråret/sommeren 2008 anvendes til et højt prisniveau [2]. Til det lave niveau anvendes de lave prisforudsætninger, som Energistyrelsen brugte i sin basisfremskrivning fra juli 2008 [3]. Priserne er vist Tabel 1.

Tabel 1, Brændselsprisforudsætninger

(DKK/GJ) ¹	Råolie	Kul	Naturgas	Fuelolie	Gasolie Diesel	Benzin JP	Halm ²	Træpiller ²
60 \$/tønne	67,3	14,8	41,7	47,2	84,1	89,6	27,3	66,3
122 \$/tønne	126,5	25,3	77,8	88,5	158,1	168,2	44,7	80,9
132 \$/tønne	134,8	51,3	105,3	94,1	168,3	179,1	47,6	86,2

Transport-, transmissions, distributions- og håndteringsomkostninger er baseret på de seneste brændselsprisforudsætninger fra Energistyrelsen [1] og er vist Tabel 2.

Tabel 2, Transport- og distributionsomkostninger

Pristillæg (DKK/GJ)	Kul	Naturgas	Fuelolie	Gasolie Diesel	Benzin JP	Biomasse ²
Til kraftværk (inkl. IBUS)	0,5	3,2	1,7			12,4
Til dec k/v, fjv og industri		8,7	14,3			8,3
Til individuelle hushold.		22		21,7		45,7
Til vejtransport				23,6	31,8	
Til flytransport					5,2	

I IDA's Klimaplan 2050 er de seneste forudsætninger valgt, hvor den langsigtede elpris på Nord Pool forventes at blive 497 DKK/MWh i kombination med en CO₂-kvotepris på 229 DKK/ton i 2030 for IDA 2030 og IDA 2050 [1]. Dog anvendes en pris på 447 DKK/MWh i elhandelsanalyserne i 2015, da dette er Energistyrelsens forventning for dette år. I følsomhedsanalyserne er der også regnet på en pris på 458 DKK/ton CO₂. Ved rekonstruktionen af Energistyrelsens referenceenergisystemer for 2015 og 2030 tages også udgangspunkt i ovenstående forudsætninger. For det konstruerede referenceenergisystem for 2050 tages udgangspunkt i forudsætningerne for 2030 beskrevet ovenfor.

I IDA's Energiplan 2030 blev der taget udgangspunkt i Energistyrelsens forventning fra 2006 om en elpris anno 2030 på 349 DKK/MWh på Nord Pool i kombination med 150 DKK/ton CO₂ [15]. Denne blev i maj 2008 opjusteret til en elpris på 367 DKK/MWh i kombination med 175 DKK/ton CO₂ [3]. I februar 2009 blev den ændret igen til 337 DKK/MWh og 225 DKK/ton CO₂ [16] og har altså nu ændret sig igen.

Energistyrelsens forventning om en gennemsnitspris på 497 DKK/MWh er for en CO₂-omkostning på 229 DKK/ton. CO₂-omkostningen forudsættes at påvirke el-prisen med 90 DKK/MWh. El-prisen holdes konstant, mens den øvrige del forudsættes at have samme tælfordeling som Nord Pool prisen i 2008. Ved en analyse af en CO₂-handelspris på 458 DKK/ton er den konstante del fastsat til 180 DKK/MWh, og gennemsnitsprisen over et år er derved 587 DKK/MWh. Der er regnet med en vis priselasticitet, jf. beskrivelserne i udgivelsen "Lokale Energimarkeder" [17].

Der er ikke foretaget analyser af elhandel som følge af ændringer i nedbør til de norske og svenske vandkraftsystemer i IDA's Klimaplan 2050. Sådanne analyser kan imidlertid findes i Ingeniørforeningens Energiplan 2030 fra 2006 [4].

¹ Det lave priseniveau er opgjort med en valutapris på 5,42 DKK/\$. For mellemniveauet og højpriseniveauet er dollarkursen henholdsvis 5,81 og 5,9 DKK/\$. Her er dette justeret til en dollarkurs på 6,00 DKK/\$.

² Halm på værker og træpiller hos individuelle forbrugere.

Det skal understreges, at den anvendte CO₂-handelspris primært bruges for at kunne vurdere indtægter og udgifter ved handel med el. Anvendelsen af henholdsvis 229 DKK/ton og 458 DKK/ton CO₂ er en handelspris for CO₂-reduktioner og ikke en vurdering af de samfundsøkonomiske omkostninger ved CO₂-emissionen. Eksternaliteter, miljø- og sundhedsmkostninger diskuteres yderligere i Appendiks V.

5.6 Afgifter på brændsler til el- og varmeproduktion

I EnergyPLAN-beregningen optimerer de enkelte grupper af anlæg deres selskabsøkonomiske indtjening ud fra deres marginale produktionsomkostninger inklusive afgifter. Til optimeringen er anvendt de forventede fremtidige afgiftssatser, som er angivet i "Forslag til lov om ændring af lov om afgift af elektricitet og forskellige andre love". Dette lovforslag er nu vedtaget og følger op på skatteaftalen mellem regeringen og Dansk Folkeparti fra marts 2009. De dele af aftalen, der vedkommer el- og varmeproduktion, indebærer en forhøjelse af energiafgifterne på brændsler og el med hhv. 15 pct. og 5 pct., samt indføringen af ens beskatning af central og decentral kraftvarme.

I Tabel 3 er de forventede afgiftssatser anvendt til optimering af driften på de enkelte anlæg, forudsat at lovforslaget vedtages. De forventede afgiftssatser er udarbejdet af Teknisk Konsulent John Tang fra Dansk Fjernvarme på baggrund af høringsmaterialet udsendt fra Skatteministeriet den 20. april 2009. Affaldsavgifterne er udeladt her, da de ikke har betydning for beregningerne i EnergyPLAN. V-formlen³ gælder for alle fossile værker inkl. affald. Der kan gives afgiftsrabat ved røggaskondensation. NO_x-afgiften er 0,8 DKK/Nm³ for kedler og 2,8 DKK/Nm³ for motorer. NO_x-afgiften vedrører brændsel og reduceres ikke mht. V-formlen.

Tabel 3, Forventede fremtidige afgiftssatser anvendt til optimering af driften på de enkelte anlæg.

Brændsel	Enhed	Energiafgift	CO ₂ -avgift	NO _x -avgift	Afgifter i alt	Brændværdi	Afgifter i alt I alt ekskl. NO _x	Fremstillet varme Afgift V-formlen
		DKK/enhed	DKK/enhed	DKK/enhed	DKK/enhed		DKK/GJ	DKK/GJ
Fuel olie	tons	2330	493,0	28,0	2823,0	40,4	69,9	56,6
Naturgas	Nm ³	2,3	0,35	0,028	2,6	0,0396	66,2	53,7
Kul	GJ	57,3	14,8	0,5	72,1	1	72,1	58,2
Halm	tons	15,9		6,8	15,9	14,5	1,1	1,6
Træpiller	tons	33,8		6,8	33,8	17,5	1,9	2,3

I EnergyPLAN er afgifterne inkluderet ved at anvende afgiftssatsen inkl. NO_x for kedler og ved at anvende V-formlen samt en gennemsnitlig varmekoefficiensgrad på 50%. Dette svarer til, at halvdelen af brændslet i kraftvarmeproduktionen er afgiftsbelagt. For naturgas er den forhøjede afgift på kedler anvendt, og for biomasse er der brugt et gennemsnit af afgifterne på halm og på træpiller. Det skal bemærkes, at CO₂-afgiften er indeholdt både i nuværende og i ovennævnte forventede fremtidige lovgivning, samtidig med at kvotemarkedet også har en indflydelse på driften. Energiafgifterne er blevet

³ Det afgiftspligtige gasforbrug ved kraftvarmeproduktion kan valgfrit beregnes på en af disse to måder:
Enten ud fra varmeproduktion divideret med 1,25. Dvs. Brændsel (varme)=Varmeproduktion / 1,25.
Eller ud fra det samlede gasforbrug fratrukket gasforbruget til elproduktion. Elvirkningsgraden forudsættes at være på 65%, hvorfor det afgiftspligtige gasforbrug beregnes således: Brændsel (varme)=Brændsel (total) – (elektricitetsproduktionen / 0,65).

sænket tilsvarende. Der er ikke tale om, at CO₂-afgiften bruges to gange, men det afspejles her, at lovgivningen er indført før kvotemarkedet. Her anvendes ovennævnte afgifter og kvotepris, idet det forventes, at hvis CO₂-afgiften fjernes, vil energiafgiften hæves tilsvarende.

For el-patroner og varmepumper i decentrale kraftvarmewærker er der regnet med en afgift på 208 DKK/MWh el i el-patronen og 675 DKK/MWh el i varmepumpen, inkl. en CO₂-afgift på 62 DKK/MWh. Afgifterne anvendes alene, når det bestemmes, hvad den enkelte aktør byder ind med på markedet. Afgifterne medtages ikke i den samfundsøkonomiske opgørelse.

Det skal bemærkes, at de anvendte afgifter kun ændrer meget lidt på de driftsmæssige forhold i EnergyPLAN-beregningerne i forhold til de afgifter, der blev anvendt i IDA's Energiplan 2030.

5.7 Forudsætninger for opgørelse af de samfundsøkonomiske omkostninger for energisystemet

Den samfundsøkonomiske sammenligning omfatter ikke i udgangspunktet eksternaliteter såsom miljø- og sundhedsmkostninger ved udledning af miljøskadelige stoffer, men kun udgifterne til selve "etableringen og driften". Dog anvendes der i opgørelsen en CO₂-kvotepris, som angivet ovenfor. Denne handelspris bruges samtidig til at beregne CO₂-omkostningerne, som er opgjort for energisystemernes totale emission. I praksis er kvotesystemet i dag indrettet således, at bl.a. kraftvarmewærker får tildelt en mængde kvoter gratis. Ifølge de seneste aftaler i EU skal denne mængde gratis kvoter gradvist reduceres, og en større del af CO₂-kvoterne skal bortauktioneres fra 2012. Mængden af disse kvoter er imidlertid ens i både referencen og Energiplanen.

Det betyder, at den del af omkostningerne, der vedrører gratiskvoter i det danske kvotesystem, er identisk i begge energisystemer. I tilfælde af, at det samlede system ligger under den tildelte gratiskvote, afspejler en opgørelse af omkostningerne til den totale emission, at disse kan sælges til CO₂-handelsprisen. Desuden skelnes der her ikke mellem teknologier under kvoteordningen og udenfor, idet det antages, at alle sektorer over tid vil indgå med en CO₂-handelspris på kvotemarkedet. Dette er i tråd med Energistyrelsens "Vejledning i samfundsøkonomiske analyser på energiområdet" [18].

I forhold til Energistyrelsens "Vejledning i samfundsøkonomiske analyser på energiområdet" [18] adskiller de her beskrevne forudsætninger sig ved anvendelsen af en lavere rente og ved udeladelsen af tab og gevinster ved skatteforvridning.

Energistyrelsens vejledning anbefaler en realrente (rente minus inflation) på 6% p.a. Med en sådan rente vil alle investeringer, der ligger 15-20 år ud i tiden, indgå i beregningen med en værdi tæt på nul. Set i forhold til investeringer i ændret infrastruktur med en levetid på op til 50 og 100 år, vil det være meget problematisk at anvende en så høj rente. Anvendelsen af så høj en rente vil desuden resultere i omfattende samfundsøkonomiske tab, da markedets realrente p.t. ligger på ca. 2% p.a. Alle investeringer, som giver et realrenteafkast på mere end ca. 2% p.a., kan derfor betale sig samfundsøkonomisk set. Hvis realrente kravet er på 6% p.a., vil samfundsøkonomiske investeringer, som har et afkast mellem 2% p.a. og 6% p.a., blive udelukket fra investeringsporteføljen med omfattende samfundsøkonomiske tab til følge. Bl.a. for at undgå dette har vi valgt at anvende en 3% rente med en følsomhedsberegning på 6%. Efter at den økonomiske krise er slået igennem med de nuværende meget

lave renter, taler meget for, at vi også burde have lavet følsomhedsberegninger med en realrente på 1% p.a.

Ved de sidste 10 års gennemsnitlige inflation på ca. 2% p.a., svarer Energistyrelsens realrente til en markedsrente på 8 %, og de 3 % i realrente, der anvendes her, til en markedsrente på 5% p.a. for fastforrentede lån. Energistyrelsen begrundet 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:

- På lang sigt kan investeringer ikke forrentes bedre end værditilvæksten i samfundet. Ved en økonomisk realvækst på 2% om året vil indenlandske alternative investeringer kun kortvarigt kunne give højere afkast.
- Der er ingen dokumentation for, at de omtalte alternative projekter findes, som kan give et årligt realrenteafkast på 6%, eller nogen beskrivelse af, 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 kan skabes 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 investeringen i tog er afhængig af et velfungerende skinneresystem.
- Det er muligt for private at få 30-årige lån med en fast rente efter skat på ca. 4% p.a. Det svarer ved en inflation på 2% p.a. til en realrente på 2 % p.a. Privatforbrug i form af køkkener, badeværelser og firehjulstrækkere kan altså finansieres med en realrente på 2% 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% p.a. før inflation og dermed en realrente på 2% p.a. ved en gennemsnitlig inflation på 2% p.a. Kommuner vil derfor kunne låne penge i Kommunekredit til en realrente på 1-2% p.a. til forbedring af isoleringsstandarden i kommunale bygninger, til installation af vedvarende energianlæg m.v.
- Anvendelsen af en realrente på 6% i en samfundsøkonomiske vurdering af energibesparelsesinvesteringer mv. kan forhindre identifikationen af samfundsmæssigt fornuftige investeringer. Alle de samfundsøkonomisk givtige investeringer, som ligger mellem markedets realrente på 2% p.a. og realrentekravet på 6% p.a., vil altså ikke blive gennemført.
- Hvis de samfundsøkonomisk givtige investeringer, som ligger mellem markedets realrente på 2% p.a. og realrentekravet på 6% p.a., ikke opdages, vil dette krav i praksis resultere i omfattende

samfundsøkonomiske tab. Det vil resultere i fejldisponeringer, idet investeringer anbefales eller afvises som følge af det høje realrentekrav.

- Opgørelser af miljø- og sundhedsomkostninger ved eksempelvis CO₂-emissioner anvender almindeligvis en realrente på mellem 1% og 3% p.a. Det gælder for eksempel beregningerne i ExterneE-projektet [19]. Da 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%. Dette giver et metodemæssigt problem i forhold til anvendelsen af 6% realrente. Derfor vil en realrente på højst 3% være i overensstemmelse med den rente, der anvendes, når den samfundsøkonomiske omkostning til CO₂-emission udregnes i IPPC og ExterneE-sammenhænge.
- Renten på 6% i Energistyrelsens vejledning følger Finansministeriets anbefalinger [18]. I andre lande som Norge, Sverige, Holland, Storbritannien og Frankrig anvendes en rente på 3-4% til sådanne analyser [20]. I Stern-rapporten anvendes en rente på 1,4% til analyser af konsekvenser af CO₂-emission [21]. Miljøstyrelsen anbefaler en rente på 3% [22], og de økonomiske vismænd anbefaler, at der anvendes en lavere rente end 6%.

I Energistyrelses vejledning anbefales det desuden, at værdien af et såkaldt skatteforvridningstab indregnes, idet ændringer i systemet vil ændre eller forstyrre det ideelle marked. Dette forhold er ikke medtaget her, da 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 IDA's Klimaplan 2050. Tværtimod vil der i flere tilfælde kunne argumenteres for, at beskatningen forbedres i retning af en mere ideel markedstilstand, idet eksempelvis eksterne miljøomkostninger, som virksomheder og private hidtil ikke har betalt for, indgår i markedspriserne. Det kan for eksempel ske ved CO₂-beskatning af flytrafikkens brændselsforbrug og CO₂-emission eller ved beskatning af CO₂-emissionen i Nordsøen og i skibstrafikken. Ved at lade forurenere betale for forureningsomkostningerne fjernes den fejl, der ligger i, at disse faktiske omkostninger i dag ikke indgår i markedsprisen.

Man vil også kunne sige, at en omlægning af vægtafgift og bilforsikringer til kilometerafgifter vil repræsentere en beskatning og forsikringspræmie, der er i bedre overensstemmelse med de omkostninger, bilerne påfører samfundet. Som det er i dag, betales den samme 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 bilafgifter knyttes til antal kørte kilometer på vejene i stedet for en standardvægtafgift, vil virke adfærdsregulerende og samtidig forbedre de økonomiske allokeringsmekanismer. Denne forbedring af de økonomiske allokeringsmekanismer er til fordel for Klimaplanen, men er ikke forsøgt indregnet i de økonomiske analyser, selv om der kan være tale om, hvad man kunne kalde "skatteforvridningsgevinster".

5.8 *Forudsætninger for opgørelse af helbredsomkostninger ved udledninger fra energisystemer*

Foruden udgifterne til selve "etableringen og driften" af energisystemet, laves en særskilt opgørelse af helbredsomkostningerne ved de analyserede energisystemer. Nedenfor gennemgås forudsætningerne for disse beregninger. Der findes yderligere forudsætninger i Appendiks V.

Begrebet eksterne omkostninger dækker i princippet over de samfundsøkonomiske omkostninger, der ikke indgår i markedsprisen på f.eks. et brændsel som kul. Hvis energisektoren og herunder selvfølgelig kraftværkerne opererer på et liberaliseret marked, bør alle eksterne omkostninger internaliseres for at sikre en optimal udvikling for samfundet. At der eksisterer eksternaliteter kan i dette perspektiv ses som en markedsfejl, der således bør rettes. Problemet er dog, at det kan være temmelig svært at bestemme størrelsen af de eksterne omkostninger. Miljøafgifter kan ses som et forsøg på at internalisere de eksterne omkostninger, men niveauet af miljøafgifter modsvarer ikke nødvendigvis de reelle eksterne omkostninger.

Eksterne omkostninger kan være mange ting – det kan handle om at medtage omkostninger fra miljøpåvirkninger, der hvor brændslet er udvundet (f.eks. en kulmine i Sydafrika), eller det kan være helbreds- og miljøeffekter, der hvor brændslet anvendes. De omkostninger, der er anvendt i IDA's Klimaplan 2050, er baseret på effekter fra brændselskonverteringen i Danmark, dvs. emissioner fra energisystemet, og inkluderer altså ikke miljø- og sundhedsomkostninger ved udvinding og transport af brændslerne til landet.

En række studier har behandlet prissætning af helbredseffekter som følge af udledning af forskellige forureningskomponenter [23;24]. Det mest kendte er Extern-E (www.externe.info), et EU-projekt startet i 1996, der stadig opdateres [19]. Danmarks Miljøundersøgelser (DMU) har ligeledes opdateret disse tal flere gange ift. danske forhold og med en mere avanceret luftforureningsmodel, end den der oprindeligt blev anvendt i Extern-E. De officielle DMU-tal for helbredsomkostningerne ved udledning af forskellige emissionstyper anvendes bl.a. af Energistyrelsen ved vurdering af projekters samfundsøkonomiske værdi [1]. DMU har desuden lavet enkelte opdateringer af helbredsomkostningerne ift. de tal, Energistyrelsen anbefaler, og som kan findes på DMU's hjemmeside (www.dmu.dk) [25]. Center for Energi, Miljø og Helbred (www.ceeh.dk) er et tværfagligt center, som samler den danske ekspertise inden for luftforureningsmodeller. På centret er modellerne blevet forbedret, bl.a. med en lavere geografisk opløsning [26]. Dette indebærer, at den gennemsnitlige koncentration af luftforureningskomponenter, som befolkningen udsættes for, kan beregnes mere præcist, og dermed kan der gives et bedre estimat af omkostningerne.

Omkostningerne for de forskellige typer emissioner fra forskellige sektorer i baggrundsrapportens Appendiks V, Tabel 42, er baseret på emissioner i år 2000. Dvs. de er fremkommet med det mix af emissioner der var i det pågældende år og med den specifikke placering af kilder og befolkning. I et fremtidigt energisystem vil emissionsmønstret dvs. styrken og placering af kilder ændre sig og befolkningstætheden i forskellige områder vil ændre sig. Længere fremme i tiden kan klimaændringer påvirke meteorologien og dermed hvorledes luftforureningen transporteres rundt i atmosfæren. De kemiske reaktioner i atmosfæren er desuden ikke lineære og de fundne priser kan derfor ikke siges at

gælde under alle forhold. Priserne gælder derfor først og fremmest for de specifikke kilder og år der er lavet beregninger for og skal benyttes med forsigtighed for andre scenarier.

Der skal dog ikke være tvivl om at de anvendte værdier er det bedst mulige bud på nuværende tidspunkt, men mere præcise værdier kan findes ved at lave en ny kørsel med luftforureningsmodellerne med IDA scenariernes udledninger/emissioner. At kunne gennemregne forskellige scenariers indflydelse på de samlede sundhedsomkostninger og på de specifikke omkostninger for hver forureningskomponent er netop hoved-idéen i Center for Energi, Miljø og Helbred (www.ceeh.dk) og centret vil formentlig kunne foretage disse nye gennemregninger.

Derfor skal følgende forbehold for beregningerne af IDA's helbredsomkostninger tages:

Hvis man antager, at man kan bruge samme kilopris per emission for helbredseffekterne af de forskellige forureningskomponenter i fremtidige scenarier (som dem i Appendiks V, Tabel 42) – så giver beregningerne en indikation af de tilhørende omkostninger.

Det er også vigtigt at pointere, at de helbredsomkostninger, der er medtaget, omfatter alle områder også udenfor Danmark, der påvirkes af danske emissioner. Dvs. det er kun en del af de beregnede omkostninger, der direkte påvirker det danske budget. Resten af effekterne vil bl.a. indgå i de internationale forhandlinger om reduktionsforpligtelser inden for forskellige emissionstyper. Da denne type luftforureningsmodeller bruges som udgangspunkt når landene i EU aftaler reduktionskrav til luftforurening, så bliver Danmark også holdt ansvarlig for den påvirkning dansk luftforurening har i andre lande.

At inkludere helbredsomkostninger i andre lande fra dansk luftforurening, svarer lidt til betaling af en CO₂-pris, som jo heller ikke direkte dækker skader i Danmark, men i princippet i hele verden. I Appendiks V, Tabel 43 er andelen af omkostninger, der kan relateres til Danmark opgjort. Klimagasserne er meget vanskelige at gøre op, når det kommer til vurderingen af, hvad omkostningerne ved at udlede disse gasser er på sigt. En udledning op til et vist niveau har ikke nødvendigvis nogen omkostninger, da den naturlige kulstofcyklus har en vis buffer. Men opbruges denne buffer, hvilket meget tyder på, er ved at ske, så kan det få omfattende konsekvenser i form af klimaændringer, der påvirker vandforsyning, tilgængeligt dyrkbart land og flytning af klimazoner, så visse typer af afgrøder ikke længere kan dyrkes, hvor de plejer. Disse effekter har meget forskellig tidshorisonter, og derfor vil deres eksternalitetsomkostning afhænge stærkt af, hvor meget forskellige hændelser vægtes i fremtiden – dvs. hvilken diskonteringsrente, der anvendes til beregning af omkostningerne.

Omkostningen ved udledning af klimagasser kan behandles på to måder; 1) Den kan opgøres som skadesomkostninger – dvs. de samfundsøkonomiske tab ved de klimaændringer, der vil forekomme, hvis vi ikke gør noget, eller 2) den kan behandles som marginale reduktionsomkostninger – dvs. prisen på den marginale teknologi eller indsats, der skal til for at holde niveauet af klimagasser på et acceptabelt niveau. Teoretisk set vil 2) være den omkostning, et velfungerende CO₂-marked vil frembringe, mens 1) vil være væsentligt højere, da den illustrerer effekterne af den værst tænkelige situation, nemlig at koncentrationen af drivhusgasser i atmosfæren fortsat øges.

Ud over helbredseffekter og klimaændringer, så sker der også skade på natur og bygninger som følge af emissioner fra konvertering af energi. I dette projekt er der ikke beregnet omkostninger af disse effekter, skønt omkostningerne kan være betydelige. Også inden for dette område er der store usikkerheder - hvad koster f.eks. ødelæggelsen af facaden på en historisk bygning, og hvad er værdien af livet i en svensk skovsø?

På baggrund af de gennemgåede studier i Appendiks V er antagelserne om omkostninger opgjort i Tabel 4. Disse data anvendes i beregningerne af eksterne omkostninger for energisystemet. Det er valgt hovedsageligt at anvende tal fra CEEH (www.ceeh.dk), der er baseret på de mest avancerede beregninger, og så er der suppleret med DMU's seneste officielle tal på de dele, hvor CEEH-tallene ikke dækker.

Tabel 4, Samfundsøkonomiske omkostninger pr. udledt kg stof.

DKK/kg	Kraftværker	Vejtrafik	Industri ⁴	Husholdninger/ Handel & service ⁵	Skibstrafik
PM 2,5	81	159	120	159	81 ⁶
NO _x og nitrat	43	69	56	69	80
SO ₂ og sulfat	68	243	155	243	146
CO	0,00596	0,1639	0,0849	0,1639	0,0067
Bly	10.016	10.406	10.211	10.406	10.016 ⁶
Kviksølv	1.658	1.906	1.782	1.906	1.658 ⁶

Klimagasserne er et globalt problem, og det giver ingen mening at opdele omkostningen på sektorer eller by og land. Derimod kan omkostningen variere over tid, da der skal ske en øget fortrængning af klimagasser over tid for at sikre en stabilisering. Jf. afsnittet om klimagasser i Appendiks V, skønnes det ifølge IPCC's scenarier, at en stabilisering af atmosfærens indhold af klimagasser, målt i CO₂-ækvivalenter, på 500 ppm vil give en CO₂-pris i år 2030 på 300-530 DKK/ton CO₂, og i 2050 på 500-800 DKK/ton CO₂ [27]. Stern-rapporten kommer frem til endnu højere CO₂-priser, når der regnes på globale skadesomkostninger [21]. I Klimaplanen anvendes udelukkende handelsomkostninger. IPPC's anbefalinger ligger over det niveau, der er anvendt her på baggrund af Energistyrelsens langsigtede forventning på 229 DKK/ton CO₂ [1]. Derfor er der også lavet beregninger med 458 DKK/ton CO₂, svarende til en fordobling. Dette afspejler derfor ikke de sundheds- og miljøomkostninger, der er forbundet med disse udledninger. I ExternE-rapporten, hvor Europa-Kommissionen opgør bl.a. omkostninger ved den globale opvarmning, vurderes CO₂'s miljø- og sundhedsomkostningerne at ligge mellem ca. 40 DKK/ton og 1.300 DKK/ton CO₂ i 2005-priser, hvor 1995-priser her er opjusteret til 2005 med 25%, svarende til den gennemsnitlige inflation i EU i perioden [19]. 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.

⁴ Industri er både placeret i byområdet og på landet. Derfor antages det her, at industriens omkostninger er et gennemsnit af kraftværkernes og vejtransportens omkostninger.

⁵ Husholdninger, handel og service ligger hovedsageligt i byområder. Derfor er det valgt at bruge værdierne for vejtransport.

⁶ For skibstrafik mangler enkelte værdier. Derfor antages det, at tallene for kraftværker kan bruges i skibstrafikken.

De samfundsøkonomiske omkostninger som følge af diverse udledninger er kvantificeret særskilt på baggrund af brændselsforbrug og anlæg i energisystemerne. Derpå er disse omkostninger for IDA 2015, IDA 2030 og IDA 2050 sammenlignet med referencerne for hvert af disse år. Opgørelsen af emissioner tager udgangspunkt i DMU's seneste opgørelse af emissioner fordelt på brændsler og teknologier. Emissionskoefficienter er vist i Tabel 5.

Tabel 5, Opgørelse af emissionskoefficienter anvendt til analyse af sundhedsmkostninger med udgangspunkt i data fra DMU's hjemmeside juli 2009.

Brændsel	Anlægstype	Værktype	SO ₂ g/GJ	NO _x g/GJ	CO g/GJ	PM2,5 g/GJ	Kviksølv mg/GJ	Bly mg/GJ
Kraft- og kraftvarmeanlæg								
Kul	Dampturbine	Centralt anlæg	40	98	10	2,1	1,7	6
Naturgas	Dampturbine	Centralt anlæg	0,3	97	15	0,1	-	-
Naturgas	Gasturbine	Decentralt anlæg	0,3	124	6,2	0,051	-	-
Biogas	Gasturbine	Central/Decentralt anlæg	19	124	6,2	0,051	-	-
Affald	Dampturbine	Decentralt anlæg	23,9	124	7,4	1,084	7,39	123
Biogas	Motor	Decentralt anlæg	19	540	273	0,206	-	-
Halm	Dampturbine	Decentralt anlæg	47,1	131	63	0,102	0,53	6,12
Skovflis, træaffald	Dampturbine	Decentralt anlæg	1,7	69	79	1,23	0,72	3,62
Varmeproducerende kedler								
Fuelolie, spildolie	Kedel	Fjernvarmeværk o.l.	206	98	15	2,5	4,3	23,46
Gasolie	Kedel	Fjernvarmeværk o.l.	23	65	30	5	1,17	2,34
Halm	Kedel	Fjernvarmeværk o.l.	130	90	325	12	6,8	3,22
Naturgas	Kedel	Fjernvarmeværk o.l.	0,3	42	28	0,1	-	-
Træ	Kedel	Fjernvarmeværk o.l.	25	90	240	10	6,8	3,4
Naturgas	Kedel	Villaanlæg	0,3	30	20	0,1	-	-
Træ/brænde mv.	Kedel	Villaanlæg	25	120	3.441	615	6,8	3,4
Gasolie	Kedel	Villaanlæg	23	52	43	5	1,17	2,34
Transport								
Diesel	Personbiler	Gennemsnit	0,47	298	78	29,28	-	-
Benzin med katalysator	Personbiler	Gennemsnit	0,46	110	1.160	0,65	-	-
Bioethanol	Personbiler	Gennemsnit	0,46	110	1.160	0,65	-	-
Diesel	Lastbiler	Gennemsnit	0,47	734	153	19,09	-	-
Biodiesel	Lastbiler	Gennemsnit	0,47	734	153	19,09	-	-
Diesel	Skib	Gennemsnit	93,68	1.532	184	22,87	-	-
Biodiesel	Skib	Gennemsnit	93,68	1532	184	22,87	-	-
Flybrændstof	Luftfart	Gennemsnit	22,99	297	135	1,16	-	-

Det skal understreges, at de emissionskoefficienter, der er anvendt her, repræsenterer udledninger fra nuværende teknologier. Således tages ikke højde for, at der gradvist vil ske en forbedring pga. forbedrede teknologier og større krav til anlæg. For biobrændstoffer til transport tages udgangspunkt i emissionskoefficienterne for benzin og diesel. Al affaldsforbrænding og biogasforbrug antages at foregå på kraftvarmeanlæg. For biogas i gasturbiner tages udgangspunkt i data for naturgas, dog er SO₂-koefficienterne taget fra indholdet i biogas under en biogasmotor. Det antages, at der ikke anvendes fuelolie i skibsfarten. Kraft- og kraftvarmeværkerne er beliggende på centrale kraftværkspladser og har typisk en kapacitet på over 100 MW. De decentrale anlæg er placeret i tilknytning til

fjernvarmeområder. Faktorerne for kedler til fjernvarmeproduktion anvendes også til opgørelse af emissioner fra industrien, idet det antages, at disse faktorer er en god tilnærmelse hertil. Villaanlæg er små kedler til individuel opvarmning. I emissionskoefficienten for træ/brænde mv. og dermed i opgørelsen af helbredsomkostningerne herfor, er der ifølge DMU tale om en blanding af teknologier. Træpillekedler udgør ca. 25%, og resten udgøres af brændekedler, brændovne, og pejse mv. I energisystemberegningerne indgår disse teknologier generelt under betegnelsen biomassekedler.

Helbredsomkostningerne er opgjort i Kapitel 17.

5.9 *Forudsætninger for erhvervspotentiale og beskæftigelseseffekter.*

Ved opgørelsen af erhvervspotentialer tages der udgangspunkt i tidligere erfaringer med opbygning af kompetencer inden for energi- og bygningsområdet. Disse sammenlignes med investeringerne i vedvarende energi og investeringerne i energibesparende tiltag i Klimaplanen sammenholdt med referencen. Erhvervspotentialet er opgjort i Kapitel 18.

Beskæftigelseseffekten tager ligeledes udgangspunkt i ovennævnte forskelle mellem Klimaplanen og referencen. Her anvendes tidligere opgørelser over importandelen ved forskellige omkostningstyper, samt beskæftigelseseffekten af de indenlandske investeringer. Beskæftigelsen er opgjort i Kapitel 19.

6 Referenceenergisystemet

I dette kapitel defineres referencerne for 2015, 2030 og 2050, og de tekniske såvel som økonomiske forudsætninger beskrives. Referencen beregnes i den anvendte model EnergyPLAN og relateres til Energistyrelsens analyser. På forbrugssiden laves en fremskrivning til 2050 efter Energistyrelsens metode. Denne danner grundlag for 2050 referenceenergisystemet, sammen med forudsætninger for energiproduktionssiden svarende til udviklingen i perioden 2020-2030.

6.1 De anvendte fremskrivninger af forbrug og produktion

Referencesystemet i IDA's Klimaplan 2050 er Energistyrelsens basisfremskrivning til 2030 fra 30. april 2009 [6]. Denne basisfremskrivning tager højde for de seneste forlig på energiområdet.

Referenceenergisystemet for 2050 er konstrueret på baggrund af fremskrivninger af energiforbruget til 2050, foretaget med henblik på analyserne i denne rapport.

Dette referencesystem er væsentligt anderledes end referenceenergisystemet anvendt i IDA's Energiplan 2030, idet der nu er anvendt dobbelt så høje brændselspriser samt inddraget flere energibesparelser mv. Der er anvendt brændselspriser ækvivalent med 122\$/tønne olie, og der er bl.a. taget højde for det brede energiforlig mellem folketingets partier foruden Enhedslisten fra februar 2008. Fremskrivningen af energiforbruget tager udgangspunkt i Finansministeriets seneste økonomiske fremskrivning fra december 2008, hvori den seneste økonomiske udvikling er inkluderet, samt de skattemæssige ændringer på energiområdet i skatteforliget fra foråret 2009. I denne fremskrivning er Energisparehandlingsplanen, der blev vedtaget af et bredt folketingsflertal i juni 2005, også indeholdt.

Energisparehandlingsplanen har som mål at nedbringe energiforbruget ekskl. transport med ca. 1,7% om året mellem 2006 og 2013. Målet med Energiaftalen fra februar 2008 er, at 20% af energiforbruget skal dækkes af vedvarende energi i 2011, herunder mere biomasse og flere vindmøller på land. Der skal være etableret 400 MW offshore vindmøller i 2012. I aftalen indgår også en målsætning om, at bruttoenergiforbruget skal falde med 2% i 2011 og 4% i 2020. Energiafgifterne blev øget i det seneste skatteforlig fra marts 2009, hvilket er indregnet i forbrugsfremskrivningen, der anvendes her, lige som også det seneste transportforlig er. [6]

I Fig. 12 er det endelige energiforbrug i referencefremskrivningen fra Energistyrelsen illustreret frem til 2030. Dette energiforbrug resulterer i et primærenergiforbrug på ca. 890 PJ i 2030, hvilket er illustreret i Fig. 13. I forhold til Energistyrelsens reference for 2030 fra 2005, der blev anvendt i IDA's Energiplan 2030, forventes brændselsforbruget således ikke længere at stige til knap 1.000 PJ.

Af Fig. 14 fremgår CO₂-emissionerne i referenceenergisystemet. I 2008 er CO₂-udslippet ca. 52 mio. ton. I 2030 forventes CO₂-udslippet i referencen at være ca. 45 mio. ton.

Den seneste fremskrivning er valgt af hensyn til, at disse tiltag vil blive implementeret med nuværende eller fremtidige virkemidler. Det indgår i energiaftalerne, at der skal holdes øje med udviklingen og evt. følges op. Der er således tale om en "business-as-usual"-fremskrivning for Danmark efter "fugle i hånden"-princippet, under hensyntagen til eksisterende virkemidler. Tiltagene i IDA's Klimaplan 2050 relateres til tiltagene og udviklingen i referenceenergisystemet. Dette er imidlertid forbundet med visse

usikkerheder, da der for visse tiltag er en risiko for, at besparelserne bliver indført to gange. Dette er der derfor gjort rede for tiltag for tiltag i de følgende kapitler. Mange af Klimaplanens delmål er således udtrykt i procent af produktion eller forbrug i forhold til referencen for 2015, 2030 og 2050.

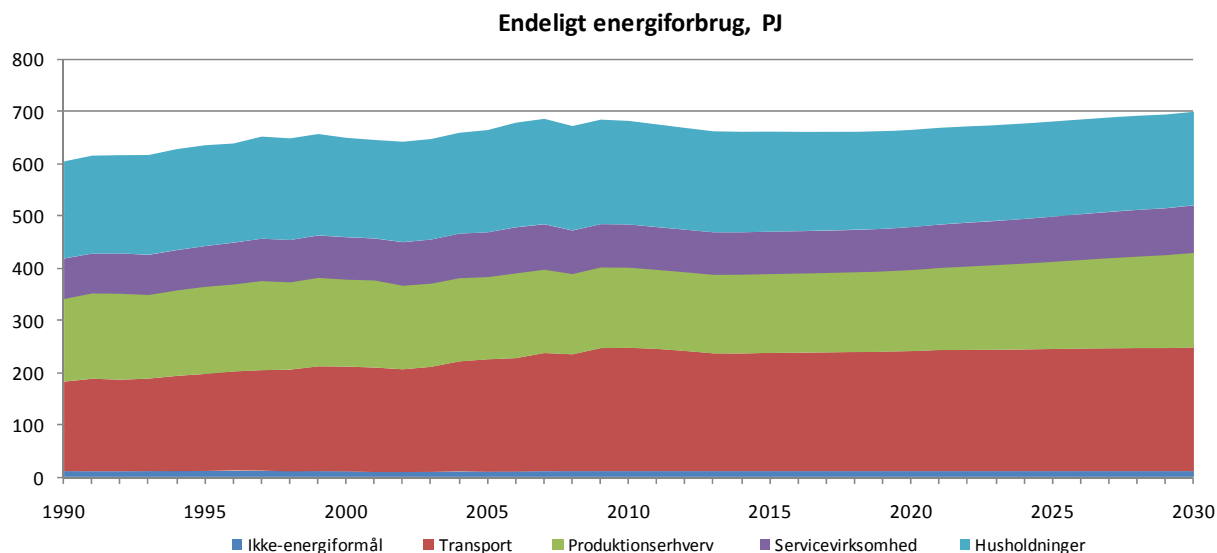


Fig. 12, Endeligt energiforbrug i referenceenergisystemet.

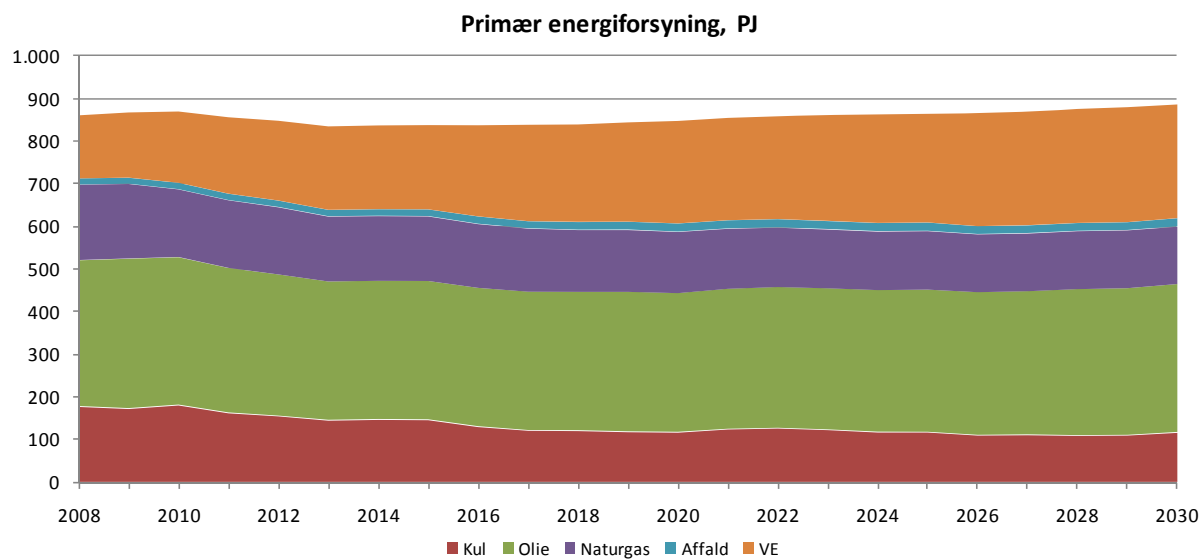


Fig. 13, Bruttoenergiforbrug i referenceenergisystemet.

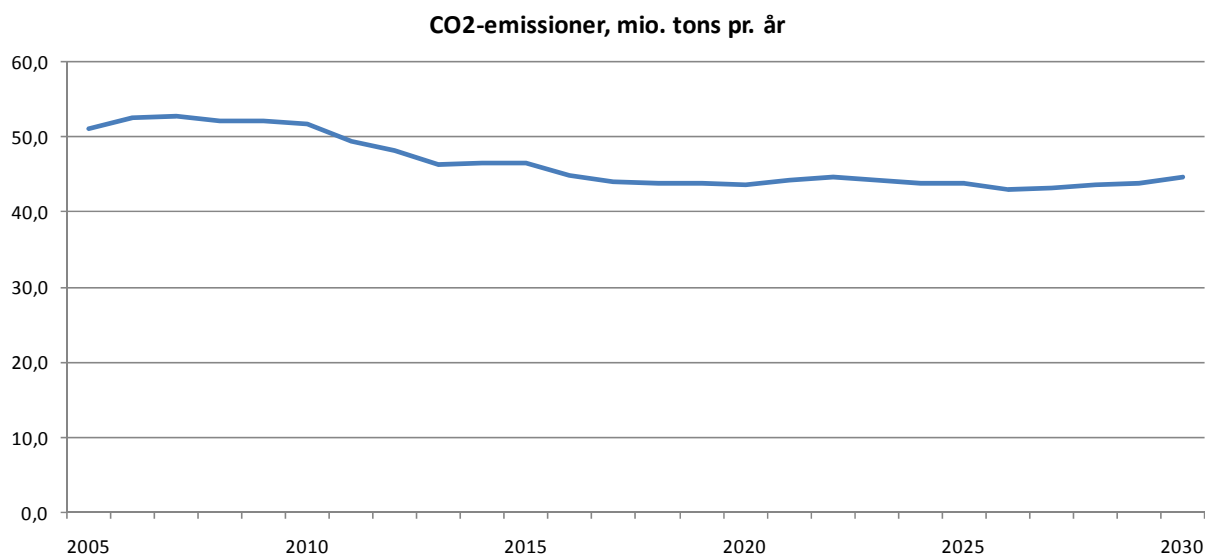


Fig. 14, CO2-emissioner i referenceenergisystemet (foreløbige tal).

Ud fra disse kilder udarbejdes referenceenergisystemer for 2015, 2030 og 2050. I forhold til referencen, der blev anvendt i IDA's Energiplan 2030, er især el- og varmemeforbruget mindre. Varmeforbruget forventes nu at falde i referenceenergisystemet, hvorimod stigningen i elforbruget fortsætter samlet set. I husholdningerne forventes dog et faldende forbrug af el. For transportfremskrivningen gælder, at der er en mere moderat udvikling end tidligere forventet.

6.2 Referenceenergisystemet for 2015 og 2030

For at kunne gennemføre sammenlignende beregninger er referenceenergisystemerne indledningsvist gennemregnet på EnergyPLAN-modellen, hvor det har været muligt at rekonstruere Energistyrelsens beregninger, under de nedenfor beskrevne forudsætninger. Konverteringen af data fra Energistyrelsen er beskrevet i Appendiks I.

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.

I beregningerne i EnergyPLAN er den installerede aktive kraftværkskapacitet sat til 20% over det maksimale elforbrug i en given time i referenceenergisystemerne. I referencesystemet for 2015 betyder dette, at der i beregningerne er installeret 7.450 MW effekt på centrale kraftvarmeværker. I 2030 og 2050 er dette tilsvarende 8.552 MW og 10.608 MW. Det forudsættes, at el-kapaciteten på de decentrale kraftvarmeværker er 1.945 MW i hele perioden, idet fjernvarmebehovet er på dette niveau i hele perioden. Fjernvarmeforbruget falder marginalt i perioden i fremskrivningen, men samtidig sker der en konvertering til fjernvarme, hvilket bevirker, at forbruget er på stort set samme niveau i perioden frem til 2030, selv om der laves varmebesparelser i referencen. Kapaciteten på kedler er beregnet ved fjernvarmespidslasten i de enkelte områder plus ti procent ekstra kapacitet. Fjernvarmeforbruget er

fordelt på tre områder med udgangspunkt i Energistyrelsens basisfremskrivning. Disse er områder, hvor fjernvarme bliver leveret fra kedler, decentrale kraftvarmeområder og centrale kraftvarmeområder.

I 2008 er vindmøllekapaciteten i Danmark ca. 3.150 MW. Heraf er 423 MW offshore møller. Den totale produktion er ca. 7 TWh. Den totale el-produktion fra vindmøller er 10,4 TWh i 2015 og 11,5 TWh i 2030 i Energistyrelsens basisfremskrivning.

I referencen for 2015 er andelen af fuldlasttimer 25% for landmøller og 35% for offshore vindmøller, og den installerede kapacitet er henholdsvis ca. 3.080 MW og ca. 1.240 MW ifølge basisfremskrivningen. Den installerede kapacitet i 2030 er ikke angivet i basisfremskrivningen. Det antages her, at antallet af fuldlasttimer øges frem til 2030. Den installerede vindmøllekapacitet onshore og offshore er i basisfremskrivningen fundet ud fra denne antagelse og gør den installerede kapacitet i referenceenergisystemet sammenlignelig med det, der installeres i Klimaplanen. Her er en gradvis forbedring i antallet af fuldlasttimer fundet ved bedre placeringer kombineret med den rette mølle til den konkrete placering. Derpå er antallet af fuldlasttimer i 2030 32% og 45% for henholdsvis onshore og offshore vindmøller. Frem til 2030 betyder ovennævnte antagelser om fuldlasttimer, at den installerede effekt for landmøller i basisfremskrivningen falder til ca. 2.350 MW med samme produktion som i 2015. Offshore vindmøllekapaciteten er fortsat ca. 1.240 MW i 2015 og frem, idet produktionen pr. MW stiger pga. ovennævnte forbedringer i antallet af fuldlasttimer.

Under ovennævnte forudsætninger er referenceårerne i form af Energistyrelsens basisscenario for 2015 og 2030 rekonstrueret. Resultatet fremgår af Tabel 6 for 2030 og for 2015 i Appendiks I.

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. Den anden version er anvendt som udgangspunkt for de tekniske analyser. Dels sikres det herved, at der etableres et energisystem, hvor den indenlandske forsyningssikkerhed er intakt, dels sikres det, at aktørerne ikke er tvunget 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. Af Energistyrelsens basisfremskrivning fremgår da også, at der "... er stor usikkerhed på beregningen af eludvekslingen, idet selv ganske små ændringer i relative priser mv. kan medføre ændringer i eludvekslingen på adskillige TWh" [1]. Forskellen er imidlertid ikke afgørende, og vurderes ikke at have betydning for de efterfølgende analyser, hvor referenceårene og IDA-scenariereårene vurderes på samme grundlag og med samme model og metode.

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, mens de i den anden version i kolonne fire

regulerer efter el-behovet (svarende til at de decentrale kraftvarmeværker opererer på el-markedet). Begge versioner er her medtaget for at illustrere, at eloverløbet kan nedbringes 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 6, Rekonstruktion af referencen i EnergyPLAN-modellen for 2030.

2030	Referencen		EnergyPLAN beregninger		
			Identisk elhandel	Teknisk analyse ver. 1	Teknisk analyse ver. 2
Input:					
Elforbrug	TWh/år	41,7	41,7	41,7	41,7
Fjernvarmeforbrug	TWh/år	34,1	34,1	34,1	34,1
Individuel opvarmning	TWh/år	19,4	19,5	19,5	19,5
Industri inkl. service & raff.	TWh/år	40,0	40,0	40,0	40,0
Transport (inkl. fly og skib)	TWh/år	66,0	66,0	66,0	66,0
Nordsø, tab, mv.	TWh/år	17,6	17,6	17,6	17,6
Gns. eff. dec. k/v (el/varme)	%	37 / 48	37 / 48	37 / 48	37 / 48
Gns. eff. cen. k/v (el/varme)	%	35 / 55	35 / 55	35 / 55	35 / 55
Gns. eff. kondensværker	%	42	42	42	42
Primær energiforbrug					
Vind, bølger, sol, vandkraft	TWh/år	11,5	11,5	11,5	11,5
Solvarme	TWh/år	0,5	0,5	0,5	0,5
Kul	TWh/år	22,9	21,6	26,7	25,7
Olie	TWh/år	101,8	101,7	101,8	101,8
Naturgas	TWh/år	36,5	35,4	40,7	41,2
Biomasse	TWh/år	52,6	53,7	56,8	56,8
Total, inkl. el-eksport	TWh/år	225,8	224,4	238,0	237,4
Nøgletal					
Nettoeksport (eloverløb)	TWh/år	-7,5	-7,5	0,6	0,1
Total korrigeret for el-eksport	TWh/år	246	242	237	237
Kondens-el i % af el-behov	%	40	38	26	27
Kedler i % af fjernvarme-behov	%	31	29	9	12
CO ₂ -emission	Ton/år	40,3	41,9	44,7	44,4
Korrigeret CO ₂ -emission	Ton/år	43,8	43,6	43,0	42,9

6.3 *Referencen for 2050*

Referencen for 2050 tager på produktionssiden udgangspunkt i udviklingen fra 2020 til 2030 i Energistyrelsens reference. Af denne fremgår, at mængden af vedvarende energi er nogenlunde konstant i den sidste del af forløbet, bortset fra vindkraft. Der regnes i dette referencesystem med en stigning på 1% om året frem til 2050, hvilket samlet set giver 14 TWh vindkraft i stedet for 11,5 TWh i 2030. Dette implementeres ved offshore vindmøller, som i alt kommer op på en kapacitet på ca. 2.460 MW.

I referenceenergisystemet for 2050 er forbruget fremskrevet fra 2030 efter samme metode som Energistyrelsen anvender. Elforbruget stiger i perioden fra 36,4 TWh til 46,3 TWh eller 27%. Stigningen er jævnt fordelt på sektorer. For husholdninger stiger elforbruget med 20%. Principielt giver det en forøget spidsbelastning, der kan give anledning til flere kondenskraftværker. Her er niveauet fra 2030 dog bibeholdt, hvilket gør referenceenergisystemet for 2050 billigere.

Forbruget stiger med i alt ca. 32% inden for industri og erhverv mht. øvrige brændselsforbrug og fjernvarme. For husholdninger gælder, at forbruget af øvrige brændsler til varme og fjernvarme stiger yderligere med ca. 20% frem til 2050.

Transportsektorens energiforbrug stiger i perioden med ca. 46 PJ eller 20% til i alt ca. 280 PJ. Også her er der taget udgangspunkt i Energistyrelsens fremskrivning i perioden 2020 til 2030, hvilket betyder, at hele stigningen har fundet sted i vejtransporten. For udenrigsluftfart tages der i Energistyrelsens basisfremskrivning udgangspunkt i EU's landebaserede fremskrivning. Derfor falder energiforbruget i luftfarten med ca. 2,4% årligt fra 2020 til 2030 i basisfremskrivningen. Væksten er 1,2% i personkm. Imidlertid udskiftes flåden af fly gradvist med mere effektive fly. Derfor falder brændselsforbruget i fly fra 37,8 PJ i 2030 til 33,4 PJ. Dette er beregnet ud fra en antagelse om, at hele flåden af fly er udskiftet med mere effektive fly i ca. 2040, hvorefter væksten på 1,2% årligt slår igennem.

Det samlede korrigerede primære energiforbrug er på denne baggrund steget fra ca. 240 TWh i 2030 til ca. 275 TWh i 2050. Det forudsættes i referenceenergisystemet for 2050, at energiforbruget på ca. 33 PJ til udvinding af olie og gas i Nordsøen udgår, men at der fortsat er et olieforbrug til raffinaderier som i 2030. Dette reducerer primærenergiforbruget i 2050-referencen til ca. 265 TWh. Resultatet af konstruktionen af 2050-referenceenergisystemet er gengivet i Appendiks I.

6.4 Tekniske forudsætninger

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 ved at nedregulere kraftvarmeproduktionen og erstatte den med kedelproduktion samt, som den sidste mulighed, at stoppe for en del af vindkraftproduktionen.

I disse beregninger anvendes en teknisk begrænsning på eksport/import på 2.500 MW både i referencen og i visionen for alle beregningsår. Overførselskapaciteten er reelt højere, men der er begrænsninger i det omkringliggende net. I beregningerne her tages udgangspunkt i den eksisterende kapacitet fra Jylland til Norge på ca. 1.000 MW, og 700 MW i udvekslingskapacitet fra Jylland til Norge. Fra Sjælland til Sverige er kapaciteten 1.300 MW eksport og 1.700 MW import [28]. 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. I Energistyrelsens beregninger indgår Tysklandsforbindelsen ikke i eksportkapaciteten, idet der ikke er et fungerende marked. Samme forudsætninger om udlandsforbindelse er anvendt i disse beregninger. Afslutningsvist er der dog foretaget en følsomhedsvurdering med en transmissionsforbindelse på 5.000 MW, hvilket kun har marginal betydning for resultaterne.

I forbindelse med, at det er vedtaget at lægge nye kabler og løbende også udskifte gamle transmissionsledninger med kabler, har de regionale transmissionsselskaber og Energinet.dk udarbejdet en kabelhandlingsplan. Her er fokus på 132-150 kV transmissionsnettet. Planen viser, at man ved denne omlægning over en 30-årig periode kan re-designe disse net, så de understøtter en større anvendelse af vedvarende energi. Det nuværende eltransmissionsnet er oprindeligt baseret på placeringen af de centrale kraftværker i forhold til forbrugerne i by- og industriområder. I denne forbindelse er der valgt at se på mulighederne for at re-designe det samlede transmissionsnet og optimere det i forhold til bl.a. den massive udbygning med vedvarende energi, placeringen af fremtidens havmølleparker, fremskrivninger af elforbruget, herunder en forventet øget anvendelse af el i varmeforsyningen og til elbiler, som integrerer vindkraft. Omlægningen foreslås således foretaget i sammenhæng med principperne for kabellægning og en vurdering af restlevetider i det eksisterende system. [29] Således understøtter de planer, som Energinet.dk har, de omlægninger, der foretages i IDA's Klimaplan 2050.

6.5 Primær energiforsyning i referenceenergisystemerne

I Fig. 15 er energiforbruget i 2015, 2030 og 2050-referencerne illustreret og sammenholdt med situationen i 2008. Bemærk at den fossile del af affaldsressourcen er opgjort under olie, og at den bionedbrydelige del er opgjort under biomasse.

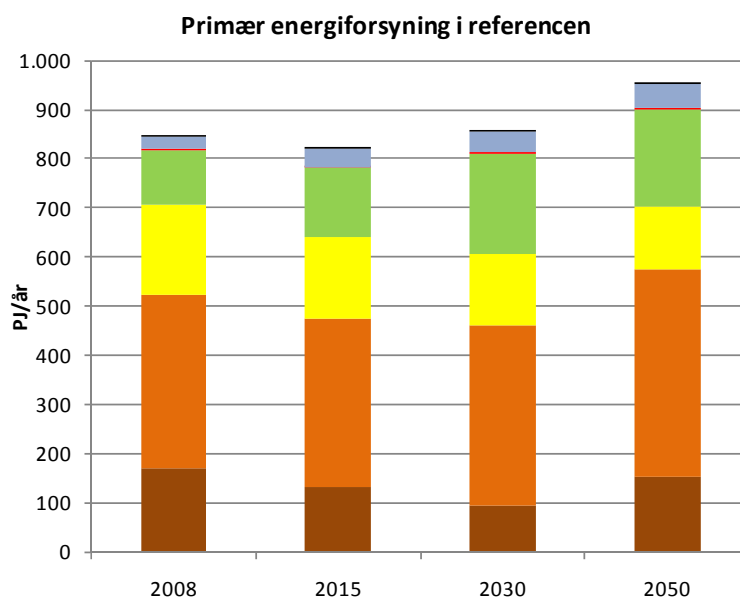


Fig. 15, Primærenergiforbrug i referenceenergisystemerne.

7 Delmål i IDA's Klimaplan 2050

I IDA's Klimaplan 2050 er de overordnede målsætninger, der udgør rammen for arbejdet:

- At reducere udledningen af drivhusgasser med 90% i 2050.
- At opretholde Danmarks selvforsyning med energi.
- At udbygge Danmarks erhvervsmæssige position på klima- og energiområdet.
- At udvikle den danske økonomi og velstand.

Under disse overordnede målsætninger er der udviklet en række delmål inden for seks temagrupper: Energisystemer og energiproduktion, Landbrug, Industri og Erhverv, Byggeri, Transport samt Klimatilpasning. I de følgende kapitler redegøres for, hvordan disse delmål konkret er implementeret vha. enkelttiltag i energisystemanalyserne. De enkelte tiltag kan karakteriseres som delelementer, der hver især bidrager til opfyldelsen af de overordnede målsætninger i den samlede Klimaplan. De følgende kapitler tager udgangspunkt i opdelingen i temagrupper. Der er generelt kun beskrevet de enkelttiltag, der vedrører delmålene inden for det pågældende tema, dog med enkelte undtagelser. Opdelingen har dog ikke været mulig i alle tilfælde, hvorfor der i nogle underafsnit behandles enkelttiltag, som vedrører delmål fra flere af temagrupperne. Der er ingen delmål inden for temaet Klimatilpasning, som har indflydelse på disse analyser.

Mange af delmålene er fremkommet og fastlagt efter en iterativ proces under hensyntagen til bl.a. integrationen i energisystemet som helhed, de teknologiske muligheder og samfundsøkonomiske vurderinger af det pågældende tema.

Generelt er omkostninger til produktionsanlæg opgjort med udgangspunkt i de omkostninger for år 2020-30, som fremgår af Teknologikataloget for el- og varmeproducerende anlæg [14]. Disse er også anvendt i Energistyrelsens beregninger. Der er dog undtagelser i IDA 2015-energisystemet, idet der her tages udgangspunkt i 2010 i Teknologikataloget. De tiltag, der implementeres her, omfatter en række besparelser mv., som ikke er beskrevet i Teknologikataloget. Disse er derfor opgjort særskilt, som omtalt i de enkelte underafsnit. Omkostningerne er også opgjort særskilt i afsnittene, hvis omkostningerne fra ovennævnte Teknologikatalog er blevet opdateret siden. De omkostninger, der ikke er opgjort i Teknologikataloget, er vist i Appendiks II. Desuden er der i Appendiks VII en samlet oversigt over de særlige omkostninger i 2015, 2030 og 2050, samt en oversigt over de enkelte tiltag i 2030 i Appendiks VIII.

Analyserne følger det generelle princip, at energisystemet i Energiplanen tænkes gennemført over en periode frem til de pågældende år: 2015, 2030 eller 2050. Udtjente anlæg erstattes løbende ved udløbet af deres levetid. Som udgangspunkt er omkostningerne ved gennemførelse af Energiplanen således opgjort som ekstraomkostningerne ved etableringen af bedre anlæg end referencens, i takt med at gamle anlæg under alle omstændigheder skulle udskiftes.

Det bemærkes, at der for 2015 kan være etableret forsøgs- eller støtteordninger, men at disse tiltag ikke indregnes her. De tiltag, der indregnes i 2015-energisystemet, indebærer væsentlige ændringer i forhold til referencesystemet. Desuden er der i IDA 2015 indregnet en række besparelsetiltag inden for bl.a. byggeri, som tænkes implementeret over en årrække mellem 2010 og 2020.

Delmålene for IDA 2015 repræsenterer tiltag, som vurderes at være teknologisk udviklet til at blive implementeret på kort sigt. IDA 2030 og IDA 2050 udgøres af teknologiske tiltag, der vurderes at være udviklede fra år 2020.

De enkelte tiltag i IDA's Klimaplan 2050, som beskrives her, danner grundlaget for det samlede energisystem i Energiplanen beskrevet i Kapitel 13. Her fremgår også andelen af vedvarende energi, brændselsforbrug mv. i forskellige sektorer.

8 Energisystemer og energiproduktion

I dette kapitel redegøres for tiltagene inden for el-produktion fra vedvarende energikilder, herunder onshore og offshore vindmøller, solceller og bølgeenergi. Desuden redegøres for tiltagene inden for affaldskraftvarme, geotermianlæg, brændselsceller i kraftvarmeanlæg, samt olie- og gasteknologi. Bygningsintegrede solceller er en del af de solceller, der bliver beskrevet her.

Der er en række tiltag inden for energisystemer og energiproduktion, som det er fundet mere hensigtsmæssigt at beskrive under andre kapitler. Disse er tiltag vedrører udvidelse af fjernvarmeområder, solvarme og mindre husstandsvarmepumper, da disse er forbundet med energibesparelser i byggeriet. De er derfor beskrevet i Kapitel 9. Store varmepumper i fjernvarmeområder, fleksibelt elforbrug, fleksibel opladning af elbiler, samt brug af hurtigregulerende brændselsceller til net-stabiliserende formål indgår i Kapitel 13, da disse tiltag er forbundet med den endelige udformning af mere fleksible energisystemer.

I IDA 2015 tages udgangspunkt i vedvarende energiteknologier, som er realiserbare på kort sigt, og IDA 2030-systemet repræsenterer de mulige tiltag på mellemlang sigt. I IDA 2050 er det målet at komme endnu videre, så energisystemet er baseret på 100% selvforsyning uden atomkraft, efter at olien og naturgassen slipper op i Nordsøen. IDA 2050 repræsenterer et udkast til, hvordan et system med 100% vedvarende energiforsyning kunne se ud i 2050. Princippet i beregningerne er at forsætte ad den vej, der er lagt i IDA 2015 og IDA 2030, og forbedre systemet på de områder, hvor det forventes at være teknologisk muligt.

8.1 Vindkraft

I IDA's Klimaplan 2050 indtager vindkraft en central rolle i forsyningen med vedvarende energi. Målet er ca. 60-70% vindkraft fra 2030. I IDA 2030 er vindandelen af strømforbruget 67%. Frem mod 2050 stiger elforbruget fra ca. 33 TWh til ca. 50 TWh, selvom der er gennemført væsentlige besparelser. I 2050 er andelen derfor ca. 63%, som foreslås implementeret ved at øge udbygningen på land fra de nuværende ca. 3.000 MW med 50% til ca. 4.500 MW, svarende til en produktion på forventet 12,6 TWh/år, samt at udbygge til havs til ca. 4.600 MW, svarende til en produktion på forventet 18,9 TWh/år. Udbygningen foreslås gennemført, som vist i Tabel 7.

Tabel 7, Vindmølleudbygningen og produktionen fra vindmøller.

MW / TWh	2015	2030	2050
Landvindmøller	3.914 / 9,1	4.454 / 12,6	4.454 / 12,6
Off-shorevindmøller	1.619 / 6,3	2.600 / 10,7	4.625 / 18,9

Siden udarbejdelsen af Teknologikataloget i 2005 er de langsigtede forventede priser på vindmøller steget, og derfor er Energistyrelsens forventninger til prisen på vindmøller opskrevet i januar 2008 [30]. I IDA 2030 og IDA 2050 anvendes Energistyrelsens nye forventninger til omkostningerne for onshore vindmøller bygget fra år 2020. I IDA 2015 tages udgangspunkt i Energistyrelsens forventninger til onshore vindmøller i 2015.

Energistyrelsen angiver omkostningerne for drifts- og vedligehold (d&v) af landmøller i 2020 til 90 DKK/MWh [18]. Disse omkostninger er imidlertid inklusiv balancerings- og handelsomkostninger. Da sådanne omkostninger er medtaget andetsteds i beregningen af IDA's Energiplan 2030, er de her fratrasket. For disse omkostninger tages udgangspunkt i Energiforliget fra februar 2008, hvor tilskuddet pga. balancering udgjorde 2,3 øre/kWh. Derfor trækkes 23 DKK/MWh fra ovenstående d&v-omkostninger. Omkostningerne er omregnet til procent af anlægsinvesteringen pr. år. For landmøller i IDA 2030 og 2050 regnes med 8 mio. DKK/MW, og for IDA 2015 regnes med 8,5 mio. DKK/MW. For d&v-omkostninger til IDA 2030 og IDA 2050 regnes med 2,4% pr. år, hvorimod der for IDA 2015 regnes med 1,8%, da der i dette system er et lavere antal fuldlasttimer. Levetiden for landvindmøllerne er 20 år.

For offshore vindmøller er der, efter samråd med Per Nielsen fra EMD, anvendt tal fra Risø-rapporten "Offshore Wind Power Experiences, Potential and Key Issues for Deployment" fra januar 2009 [31]. Heri angives en forventet anlægspris på 1,81 mio. EUR/MW, svarende til 13,5 mio. DKK/MW i år 2015, faldende til 10,4 og 10,1 MDKK/MW i hhv. år 2030 og år 2050. Driftsomkostningen forventes at være 97 DKK/MWh i 2015, faldende til 89 DKK/MWh i år 2030 og frem.

På denne baggrund er der regnet med 13,5 mio. DKK/MW i IDA 2015 og 12 mio. DKK/MW i IDA 2030 og IDA 2050. I alle årene regnes med 3% i d&v-omkostninger.

8.2 Solceller

Ca. 10% af elforbruget forventes at kunne dækkes af solceller i 2050. Dette svarer til ca. 3.400 MW installeret effekt og en produktion på 4,5 TWh, med 15% fuldlasttimer. I referencen forventes en ubetydelig udbygning med solceller. I Klimaplanen forslås det, at udbygningen startes allerede nu, så de bygningsintegrerede solceller gradvist kan installeres, efterhånden som almindelig udskiftning og vedligehold sker. Allerede i 2030 planlægges det, at ca. 680 MW solceller er installeret, som med en produktion på ca. 0,9 TWh pr. år og med 15% fuldlasttimer kan dække ca. 2% af elforbruget.

Den forventede udvikling mht. solceller er gået stærkere end forventet siden 2006. Hvor antallet af fuldlasttimer hidtil forventedes at ligge på 10 %, forventes fremtidens solceller at have 15% fuldlasttimer. Ifølge Peter Ahm fra PA energi A/S kan solceller installeret i Danmark i 2016 forventes at have en anlægspris på 15.000 DKK/kW installeret og fra 2030 og frem sandsynligvis have en anlægspris på 7.500 DKK/kW. Prisudviklingen må dog tages med forbehold.

I IDA 2030 og IDA 2050 regnes med en omkostning svarende til 7.500 DKK/kW med en levetid på 25 år samt d&v på 0,25% af investeringen pr. år.

8.3 Bølgeenergi

For bølgeenergi er det målet, at ca. 5% af elforbruget skal kunne dækkes af den installerende effekt i 2050. Ifølge Peter B. Frigaard fra Aalborg Universitet vil antallet af fuldlasttimer for bølgekraft komme til at ligge på 40-45%, afhængig af, hvilke teknologier, der opnår de bedste resultater. For at 5% skal kunne dækkes af bølgeenergi, skal der installeres i alt 700 MW frem til 2050. I 2030 er det målet, at 400 MW skal være installeret, hvilket svarer til ca. 3 % af forbruget i 2030. Med udgangspunkt i Teknologikataloget er der regnet med en pris på 14 mio. DKK/MW med en levetid på 30 år og d&v på

1,13% [14]. 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 bølgekraft med vindkraft. Der er ikke indregnet bølgekraft i 2015-energisystemet.

8.4 Affaldskraftvarme

I referenceenergisystemet i Energistyrelsens basisscenario stiger affaldsmængderne fra 9,2 TWh i 2008 til i alt 12,33 TWh i 2030. Det er forudsat i IDA's reference for 2050, at affaldsmængden forbliver på dette niveau. Der implementeres anlæg i IDA 2030 og IDA 2050, der hæver el-virkningsgraden fra de 22,5% i referencen til 27%, hvilket svarer til RENO-Nords virkningsgrad i Aalborg [14]. Den samlede virkningsgrad hæves fra 85% i referencen til 104% vha. røggaskondensering i tråd med anbefalingerne i Varmeplan Danmark. Desuden overflyttes 0,07 TWh fra ren varmeproduktion til affaldskraftvarme i centrale kraftvarmeområder. Resultatet er, at el-produktionen af affaldskraftvarme stiger til 3,3 TWh, og varmeproduktionen stiger til 9,5 TWh.

Af hensyn til fleksibiliteten i energisystemet er en del af affaldet udsorteret. Ifølge rapporten "Vurdering af mængden af forbrændingsegnet affald i Danmark" fra 2008, som Rambøll har udarbejdet for Affald Danmark, kan der udsorteres 19% til medforbrænding og lagring [32]. Her er der valgt en løsning, hvor 10% udsorteres eller sæsonlagres, og således antages det, at det fulde potentiale ikke udnyttes af økonomiske eller tekniske årsager.

Principielt kan affaldskraftvarmeanlæggene etableres, så de umiddelbart kan skifte til ren varmeproduktion med kort varsel. Dermed kan de tjene penge som nedregulering og samtidig undgå at producere el, som er mindre værd end varmen i perioder med meget lave elpriser. Dette skaber også fleksibilitet, men betyder, at den samlede udnyttelse af affaldet bliver dårligere. Derfor er disse løsninger fravalgt her. En anden mulighed er at drive en varmepumpe med lavtryksdamp i perioder med lav elpris i forbindelse med udnyttelse af geotermi. Dette kan også øge fleksibiliteten, men er ikke inddraget her. Resultatet for affaldsforbrænding i 2030 og 2050 fremgår af Tabel 8. Der er ikke lavet forbedringer i IDA 2015-energisystemet inden for affald.

Tabel 8, Forbedringer af affaldskraftvarme. 10% heraf er forudsat sæsonlagret eller medforbrændt.

Referencen for 2030 og 2050					
TWh/år	Affald	Varmevirkningsgrad (%)	Varmeproduktion	Elvirkningsgrad (%)	Elproduktion
Fjv. omr.	0,07	0,80	0,06	0,00	0,00
Dec k/v	4,31	0,62	2,69	0,23	0,97
Cent k/v	7,95	0,62	4,96	0,23	1,79
Sum	12,33	-	7,71	-	2,76

IDA 2030 og IDA 2050					
TWh/år	Affald	Varmevirkningsgrad (%)	Varmeproduktion	Elvirkningsgrad (%)	Elproduktion
Fjv. omr.	0,00	-	0,00	-	0,00
Dec k/v	4,31	0,77	3,33	0,27	1,15
Cent k/v	8,02	0,77	6,20	0,27	2,14
Sum	12,33	-	9,53	-	3,29

I samråd med Bettina Kamuk, Rambøll, er der fastsat følgende meromkostninger for etableringen af bedre anlæg end i referenceenergisystemet. Det antages, at:

- alle anlæg skal have nyt kedel/turbineanlæg inden 2030, selvom dette ikke reelt er tilfældet, da en del af vedligeholdet blot vil ske ved udskiftning af visse dele.
- kun marginalomkostninger fra "normal" kedel til "højeffektiv" kedel indregnes
- røggasreanseanlægget udskiftes, og kun meromkostninger til kondenserende scrubber og tilhørende udstyr samt glasfiberlamineret røggaskanal indregnes.
- anlæggene vil blive bygget fra anlæg med 10 ton/time op til 30 ton/time. I gennemsnit regnes med anlæg på ca. 15 ton/time og dividerer det i hele affaldsmængden.
- affaldsmængden er omregnet fra den nuværende affaldsmængde på 12,33 TWh til ca. 3,7 mio ton, dvs. ca. 30 nye anlæg á 15 ton/time.

Med ovenstående betragtninger og antagelser kan meromkostningerne for kedel- og turbinedelen beregnes til et beløb i størrelsesordenen 20-22 mio. DKK/anlæg, dvs. 30 gange 20-22 mio. DKK/anlæg, i alt 600-660 mio. DKK. Hertil kommer røggasdelen på 30 gange 25 mio. DKK, i alt 750 mio. DKK. Disse meromkostninger implementeres i IDA 2030 og IDA 2050 og giver totale meromkostninger på 1,4 mia. DKK med en levetid på 25 år og 2% i d&v-omkostninger.

Anvendelsen af sæsonlagre betyder principielt, at driftstiden på affaldsforbrændingsanlæggene bliver mindre, hvorved omkostningerne stiger. Omvendt er der større mulighed for højere elpriser ved denne drift i IDA's energisystemer, idet der er væsentlig mere fluktuerende vedvarende energi i systemet. Der er ikke regnet med ændrede omkostninger i forhold til ovenstående som følge af de ændrede driftstider. Sæsonlagre giver også øgede omkostninger til håndtering og oplagring. Disse kan dog minimeres ved at planlægge udsorteringen og anvendelsen af affaldet på værket. Det har ikke været muligt at fastlægge disse omkostninger i denne rapport. Derfor er der regnet med, at disse omkostninger er identiske med de omkostninger, som håndteringen af biomasse giver, som beskrevet i Kapitel 5.

8.5 Geotermi

Geotermi udnyttes i dag to steder i Danmark, i Thisted siden 1984 og i København siden 2005, og samlet set produceres ca. 1/3 PJ. Potentialet for udnyttelse af geotermi i Danmark er imidlertid langt større. En undersøgelse af potentialet i København viste, at reserverne udgjorde 60.000 PJ. Dette skal sammenholdes med et årligt varmebehov på 30-40 PJ. Teoretisk set kan hele det danske fjernvarmebehov på ca. 120 PJ dækkes. Det er dog ikke alle steder, at det er rentabelt eller fysisk muligt at etablere et geotermianlæg, og geotermi er ikke egnet til at producere spidslast. Det vurderes, at mellem 25 og 40 PJ kan dækkes af geotermi. Et anlæg kan typisk forsyne omkring 5.000 husstande. Der bores normalt ned i 1-3 km's dybde, og vandet er normalt mellem 35 og 80 °C. Varmepumper til geotermi kan være absorptionsvarmepumper drevet af 160 °C varme fra et kraftvarmewærk eller andre fjernvarmeleverandører såsom halmfyr. Det kan også være elvarmepumper.

Ifølge Jesper Magtengaard fra DONG Energy vurderes det, at byer som Aalborg, Brønderslev, Frederikshavn, Helsingør, Hillerød, Hjørring, hovedstadsområdet, Næstved, Randers, Ringsted, Slagelse, Sønderborg, Thisted og Århus kan forsynes med varme fra geotermianlæg. Geotermi har den fordel, at det kan bruges sammen med en lagerboring for overskudsvarme fra f.eks. affaldskraftvarme eller fra varmepumper. Ca. 90% kan tilbageføres og udnyttes igen. Det bemærkes, at sæsonlagre skal afprøves i praksis. Sæsonlagre er ikke en del af dette tiltag.

I analysen forudsættes det, at ca. 15% af fjernvarmebehovet i større byer dækkes af geotermianlæg i IDA 2030 og IDA 2050. Dermed dækkes knap 10% af det totale fjernvarmebehov i IDA 2030 og IDA 2050 af geotermi.

Dette er efter input fra Poul Østergaard, Aalborg Universitet, implementeret i EnergyPLAN-modellen på følgende måde.

I Klimaplanen forudsættes geotermianlæggene placeret i tilknytning til affaldsforbrændingsanlæg, hvor der er mulighed for dampudtag til at drive en absorptionsvarmepumpe, der som lavtemperaturkilde anvender geotermisk varme. Der anvendes et variabelt dampudtag for derved at sikre den bedst mulige fleksibilitet, hvad angår el- og varmeproduktion i forhold til de tidsmæssigt varierende behov for disse. Som nævnt kan der være andre varmekilder end affaldsforbrændingsanlæg.

Beregningerne er baseret på analyser foretaget af Rambøll i forbindelse med Energiby Frederikshavn-projektet. Affaldskraftvarmeværkets kedel kan afbrænde affaldet i et konstant aftag, og den producerede damp kan så anvendes enten til kraftvarme eller til kraftvarme i kombination med geotermi.

Ift. Energiby Frederikshavn-projektet er det i IDA's Klimaplan forudsat, at der monteres røggaskondensering på affaldskraftvarmeanlæggene. Kondenseringsvarmen fra røggassen anvendes til produktion af fjernvarme. Kondenseringstemperaturen vurderes at være for lav til at påvirke dampproduktionen til geotermianlægget, så fjernvarmevirkningsgraden både med og uden geotermi er højere end i Frederikshavn. Med fuldt dampudtag til geotermi fastsættes fjernvarmevirkningsgraden til 20%, svarende ca. til de modellerede 7,5% for Frederikshavns plus forskellen mellem de to anlægs varmevirkningsgrader uden dampudtag til geotermi.

Mellem de to yderpunkter defineret som intet dampudtag og fuldt dampudtag, varierer virkningsgraderne lineært for at kunne simulere aggregerede populationer af affaldskraftvarmeværker i EnergyPLAN, hvor andelen af værker med geotermi varierer.

COP-værdien (Coefficient Of Performance) for Frederikshavn bibeholdes. Denne varierer altså ikke med skiftende grader af indført geotermi. Dampmængden sætter grænsen for varmeproduktion med geotermi; COP-værdien ændrer derfor ikke størrelse ved forskellige grader af indført geotermi. COP er beregnet ud fra lavtemperaturkilder ved 32°C-40°C. Det forudsættes således, at tilsvarende temperaturniveauer forefindes de andre steder, hvor geotermi indføres.

Ved en modellering med 50% indført geotermi, som svarer til det modellerede system for Frederikshavn, er den samlede produktion på de geotermiske anlæg på ca. 4 TWh ud af et samlet

fjernvarmeforbrug på 26 TWh i de større byer, svarende til en samlet dækning på ca. 15% af fjernvarmeforbruget i disse byer. Det svarer til en installeret effekt på 478 MW-th.

Denne dækning opnås med gennemsnitlige virkningsgrader for alle anlæggene, altså både anlæg med og uden geotermi, på η_{el} : 21,8%, η_{th} : 48,7 og η_{damp} : 31,7%.

Omkostningen til geotermi er i Teknologikataloget opgjort til ca. 150-300 DKK/MWh produceret [14]. Anlægsinvesteringerne er ifølge Teknologikataloget på 6,00 mio. DKK/MW-th i omkring 2015. Her anvendes 8,25 mio. DKK/MW-th. Med en installeret effekt på 478 MW-th er investeringsomkostningen altså 3,9 mia. DKK. Denne investering antages at inkludere drivvarmen. Levetiden for absorptionsvarmepumpen vurderes at være 15 år, mens levetiden for boringen er væsentligt længere. Her er der regnet med en gennemsnitlig levetid på hele investeringen på 30 år.

D&v-omkostninger til geotermi kan opdeles i indirekte og direkte omkostninger. De indirekte omkostninger er energiomkostninger til dampudtag eller elforbrug i forbindelse med fjernvarmeproduktionen. Denne del er indeholdt i disse modelleringer af energisystemerne. Den anden del er forbundet med generelt vedligehold og udskiftning af pumper. For større anlæg vurderer Allan Mahler fra DONG Energy, at drift og vedligehold eksklusive energikøb typisk er på 2,5% af den samlede anlægsinvestering med lokale variationer. Specielt kan omkostninger til injektionsboringen variere.

8.6 Brændselsceller

I IDA's Klimaplan 2050 indføres gradvist brændselscelleværker, dels som decentrale kraftvarmeværker, dels som centrale kraftvarmeanlæg og dels som kraftværker. I IDA 2015 er der ikke installeret brændselscelleværker. I IDA 2030 er halvdelen af de decentrale kraftvarmeanlæg brændselscelleværker. I IDA 2030 er 1/3 af de centrale kraft- og kraftvarmeværker baseret på brændselsceller, og i IDA 2050 er alle kraftværker baseret på brændselscelleteknologi. I IDA 2050 kunne nogle af anlæggene dog også være combined cycle gasturbiner i de større kraftværker, uden at det ville medføre væsentlige ændringer i det endelige system [33]. I forslaget til IDA 2050 er det dog kun brændselsceller, der er implementeret.

Samtidig med at disse anlæg installeres, reduceres kraftværksbestanden også pga. af det reducerede el-behov. I referenceenergisystemet for 2030 er el-timespidslasten på ca. 7.130 MW. Den installerede kraftværkskapacitet er på 8.550 MW, dvs. 20% over spidslasten. I IDA 2030 er der gennemført el-besparelser i husholdninger og industri samt som følge af installation af fjernkøling. Samtidig er elforbruget dog steget pga. bl.a. øget jernbanetransport, flere industrielle varmepumper, biogasanlæg, IBUS anlæg mv. Dette har netto nedbragt el-timespidslasten til knap 4.100 MW. Hertil kommer elbiler, der antages at blive opladet over seks timer, eller 2.100 MW. Desuden kommer varmepumper i husstande, som har el-patroner installeret til spidslastsituationer. For disse er spidslasten sat til 600 MW. Det betyder, at den samlede nødvendige kraftværkskapacitet kan opgøres til 8.100 MW ved en kapacitet på 20% over spidslasten.

Herforuden etableres et fleksibelt el-forbrug, som reducerer den nødvendige kraftværkskapacitet til ca. 7.600 MW. Desuden er der i IDA 2030 en decentral kraftværkskapacitet på ca. 1.950 MW. I alt installeres ca. 3.500 MW brændselsceller kraft- og kraftvarmeværker i IDA 2030. Elforbrug i referencen og i

Klimaplanen fremgår af Tabel 9. Forklaringen på de enkelte delelementer er præsenteret i de respektive afsnit, der behandler området.

Tabel 9, Elforbrug i referencen og i Klimaplanen.

TWh elforbrug	2008	2015	2030	2050	IDA 2015	IDA 2030	IDA 2050
Husholdninger	10,2	9,5	9,4	11,3	7,6	5,1	5,1
Ind. varmepumper	0,5	0,8	1,1	1,1	2,0	1,7	1,6
Store varmepumper	-	-	-	-	1,2	2,9	2,9
Elpatroner	-	-	-	-	1,0	0,6	0,2
BOLIG+	-	-	-	-	-	-0,5	-1,0
Industri inkl. raf.	23,0	23,6	28,7	36,5	15,8	13,2	12,8
Industrielle VP	-	-	-	-	0,7	0,7	6,6
Transport vej	-	-	-	-	-	4,6	6,8
Transport busser	-	-	-	-	-	0,2	0,3
Transport bane	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	2,1	5,0
IBUS	0,0	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	-
Biogas	-	-	-	-	-	0,2	0,3
Fjernkøling	-	-	-	-	-	-0,4	-0,4
Elektrolyse	-	-	-	-	-	-	7,5
Øvrige og nettab	2,3	1,9	1,9	1,9	1,9	2,5	2,5
Sum	36,3	36,4	41,7	51,5	30,7	33,0	50,0

De gennemsnitlige virkningsgrader på værkerne bliver herved:

- Kraftværker: 50,2%,
- Centrale kraftvarmeværker: 45,6% el og 44,5 % varme,
- Decentrale kraftvarmeværker: 46,6% el og 41,0% varme.

Fra 2015 indføres følgende nye brændselscelleværker, herunder kraftværker med en nyttevirkning 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 en højere virkningsgrad.

I IDA 2050 er det forudsat, at hele kraftværkskapaciteten på ca. 10.300 MW centrale værker og ca. 1.950 MW decentrale værker udgøres af brændselsceller. Her er virkningsgraden på brændselcellekraft- og kraftvarmeværkerne dog reduceret med 2% i el-virkningsgrad, da de forudsættes at anvende brændsler baseret på biomasse. Alle ovenstående virkningsgrader er fastsat i samråd med Topsoe Fuel Cells i forbindelse med udarbejdelsen af IDA's Energiplan 2030.

I IDA 2015 er det forudsat, at kraftværkskapaciteten er identisk med den i referencen for 2015, dvs. ca. 7.450 MW centrale værker og ca. 1.950 MW decentrale.

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.

I forbindelse med IDA's Klimaplan 2050 har der været afholdt et arrangement om brændselsceller og elektrolyseanlæg, hvor også Topsoe Fuel Cells deltog, men dette har ikke givet anledning til at justere ovennævnte vurdering af priser og virkningsgrader eller tidspunktet for, hvornår disse kan installeres. På baggrund af disse oplysninger er der anvendt følgende omkostninger:

- For decentrale kraftvarmeanlæg er anlægsprisen sat til 6 mio. DKK/MW, levetiden er 20 år, og driftsomkostningen er på ca. 750.000 DKK/MW, fordelt på en fast omkostning på 10% af anlægsprisen og en variabel omkostning på 20 DKK/MWh-el.
- For centrale kraft- og kraftvarmeværker er der anvendt en kombination af prisen for en gasturbine og en brændselscelle, her udmøntet som 6 DKK/MW, og driftsomkostninger på ca. 450.000 DKK/MW fordelt på en fast omkostning på 6% af anlægsprisen og en variabel på henholdsvis 20 DKK/MWh-el for kraftvarme og 15 DKK/MWh-el for kraftværket. Levetiderne er fastsat til 30 år.

8.7 *Olie og gas*

I referencen til IDA's Klimaplan 2050 er energiforbruget på Nordsøen omtrent konstant i perioden fra 2008 til 2030. Ifølge den reference, der blev anvendt ved udarbejdelsen af IDA Energiplan 2030, forventedes energiforbruget i Nordsøen at ville stige fra ca. 30 PJ til ca. 70 PJ i år 2030. Her var målet at reducere de 70 PJ i brændselsforbruget i 2030 med ca. 45%, svarende til en reduktion i stigningen i forhold til 2004 fra ca. 130% til ca. 30% og en reduktion af CO₂-emissionerne på 45%.

I mellemtiden er der taget politisk initiativ til at implementere dette mål, hvilket kommer til udtryk ved, at energiforbruget i den nye reference forventes at stige moderat, dvs. fra de nuværende ca. 28 PJ til 33 PJ i år 2030. De nævnte forventninger for brændstofforbruget er baseret på tre bidrag:

- Brændstofforbrug til produktion fra kendte forekomster med kendt teknologi.
- Brændstofforbrug til produktion fra nye fund.
- Brændstofforbrug til produktion ved anvendelse af ny teknologi.

På den baggrund er der ikke foreslået yderligere tiltag på dette område inden for tidshorisonten frem til år 2030. Efter år 2030 forventes energiforbruget i Nordsøen at udgå i takt med, at produktionen ophører. For år 2050 er der regnet med et energiforbrug til udvinding på 0 ligesom i referencen. I referencen for 2050 er der indregnet et olieforbrug til raffinaderier. Dette forbrug på 30 PJ olie udgår, da transportsektoren helt ændrer karakter i Klimaplanen.

9 Energiforbrug i byggeri

I dette afsnit præsenteres initiativerne inden for byggeri, herunder el-besparelser og varmebesparelser i husholdninger, nybyggeri efter BOLIG+ standard, omlægning til jordvarmepumper, vand til vand varmepumper kombineret med solvarme, samt biomassekedler. Bygningsintegrede solceller er introduceret i Kapitel 1.

Da varmebesparelserne hænger sammen med fjernvarmesystemet, har vi her valgt at beskrive udvidelsen af fjernvarmeområder, herunder solvarme i fjernvarmeområder. For industri og erhverv er el-besparelser og varmebesparelser beskrevet i Kapitel 1, dog omlægges en del af varmekonsumet i industri og erhverv til fjernvarme, hvilket er inkluderet i dette kapitel.

9.1 Reduktion af elforbruget i husholdninger

Referencen fra Energistyrelsen er baseret på Energiaftalen samt forbrugseffekterne af den anvendte brændselspris på 122 \$/tønne olie og skatteomlægningerne fra marts 2009. Som en effekt af disse forudsætninger falder elforbruget i husholdninger med ca. 1% årligt frem til ca. 2015. Derefter er elforbruget stort set konstant.

I IDA's Klimaplan 2050 skal elforbruget i husholdninger reduceres med 50% i forhold til 2008-niveauet. De 50% i el-besparelser skal dog opnås allerede i år 2030. I IDA's Klimaplan 2050 er det målet, at der opnås 25% besparelser i perioden fra 2010 til 2020. I praksis er alle 25% besparelser indregnet i IDA 2015.

I 2015 opnås der el-besparelser svarende til 6% i forhold til referencen for 2008. Her svarer de 25% el-besparelser i husholdningerne til yderligere ca. 19%, eller til at forbruget falder fra 9,4 TWh i referencen for 2015 til 7,7 TWh i IDA 2015. I IDA 2030 gennemføres el-besparelser på yderligere 25% i forhold til 2008, svarende til en reduktion fra 9,5 TWh i referencen for 2030 til 5,1 TWh i IDA 2030. I 2050 er elforbruget steget til 11,2 TWh i referencen. Her gennemføres besparelser, så der opnås et konstant forbrug på 5,1 TWh i både IDA 2030 og IDA 2050.

El-besparelser i industrielle bygninger, herunder servicevirksomheder og kontorer mv., er opgjort i afsnit 10.1. Det endelige totale elforbrug er opgjort i Tabel 9.

Målsætningen om 50% reduktion af elforbruget implementeres gennem oplysningskampagner og udskiftning af apparater. En række opgørelser af de tekniske el-sparepotentialer viser, at forbruget kan reduceres med 50% via 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 2 DKK/kWh. Tilbagebetalingstiden på 4 år er udregnet som tilbagebetalingstiden på merinvesteringen for et el-besparende apparat. Investeringsomkostningerne bliver således ca. 8 mia. DKK 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 0 DKK. Fordeles investeringen over levetiden, skal der således investeres 0,9 mia. DKK/TWh om året, for at elforbruget kan reduceres med 1 TWh/år.

Hvis de energieffektive teknologier bliver markedsdominerende, vil meromkostningen medføre en ændring fra nicheproduktion med et begrænset marked, til markedsdominans blandt disse produkter. En rapport fra OECD fra 2006 peger på, at når el-besparende apparater først bliver markedsdominerende, reduceres ekstraomkostningen væsentligt pga. stordriftsfordele, og der er en tendens til, at den tangerer 0 DKK [34]. Dette betyder, at den kalkulerede meromkostning reduceres som følge af stor produktion, og at markeds- og konkurrenceforhold i nogle tilfælde vil eliminere den forventede meromkostning i produkternes prisfastsættelse på markedet. På denne baggrund skønnes den samfundsøkonomiske ekstra investeringsomkostning i scenariet, hvor den energieffektive teknologi dominerer markedet, at være på 4,0 mia. DKK eller 0,47 mia. DKK pr. år for hver sparet TWh. Dette skøn er udviklet i samråd med Elsparefonden.

I den samfundsøkonomiske analyse indgår værdien af sparet kraftværkskapacitet på kondenskraftværker, som er opgjort til ca. 450 MW i 2015 og ca. 780 MW i 2030. I scenariet for år 2050 er den sparede kapacitet opgjort til ca. 1.100 MW i forhold til referencen.

9.2 *BOLIG+ standard i nybyggeri fra 2020*

I det seneste Energiforlig blev der indgået en aftale om, at energiforbruget i nybyggede huse skal reduceres med 25 % i 2010 (lavenergiklasse 2), med 50 % i 2015 (lavenergiklasse 1) og med 75 % i 2020 (lavenergiklasse 0). I referenceenergisystemet er der derfor medregnet en reduktion på 75% af dagens energiforbrug fra 2020 og frem, hvad angår nybyggeri. I IDA's Klimaplan 2050 foreslås det, at BOLIG+ gøres til standard fra 2020 og frem, og at dette koncept vedtages allerede nu. I praksis er konsekvensen her beregnet for boliger, mens standarden også bør gælde kontorer mv.

For BOLIG+ konceptet gælder, at energiproduktionen skal være neutral set hen over året både mht. el og varme. Det vil altså sige, at disse boliger er helt afhængige af fleksibilitet i det øvrige system. Der bør dog tænkes i løsninger, som indebærer tilslutning til solvarme, solceller og lavtemperaturfjernvarme. Det gælder desuden, at bygningen som minimum skal isoleres til energiklasse 1, og at elforbruget pr. bolig skal være maksimalt 2.000 kWh.

For nybyggede boliger er omkostningerne i dag ca. 10.000 DKK/m². Disse boliger må maksimalt have et energiforbrug på ca. 85 kWh/m², inkl. el og varme efter den nuværende standard. Med de tiltag, der er implementeret i Energiforliget, skal dette energiforbrug altså nedbringes til ca. 21 kWh/m². Dette kræver gennemtænkte løsninger, og ligesom i lavenergiklasserne må der i BOLIG+ suppleres op med vedvarende energi.

Statens Byggeforskningsinstitut (SBI) har vurderet, at meromkostningerne forbundet med lavenergiklasse 1 er ca. 6 % i forhold til dagens bolig, såfremt energieffektive løsninger er blevet standard [35].

I dag er antallet af påbegyndte m² pr. år for boliger ca. 2,5 mio.. Fra 2020 til 2030 antages det, at der vil blive bygget 2,5 mio. m² nybyggeri årligt, så der i IDA 2030 er 25 mio. m² efter denne standard. Dette skal ses i forhold til et samlet boligareal på ca. 370 mio. m² i 2030 i referencen. Fra 2030 til 2050 forventes det, at et dobbelt så stort boligareal vil blive bygget efter denne standard, dvs. 50 mio. m². Meromkostningerne til byggeri af energineutrale boliger vurderes at være 5% fra 2020 og frem.

Meromkostningerne kan hermed beregnes til ca. 12,5 mia. DKK i 2030, idet det dog antages, at denne investering er foretaget gradvist fra 2020 til 2030. Hvis levetiden på investeringen antages at være 30 år, vil de årlige omkostninger til investeringerne være ca. 640 mio. DKK/år i IDA 2030. Da det antages, at der vil være bygget ca. dobbelt så mange nye boliger i 2050, er omkostningerne det dobbelte i 2050, dvs. 25 mia. DKK med en levetid på 30 år. I Klimaplanen her regnes medat produktionen af vedvarende energi er ca. 1,1 TWh el og varme i IDA 2030 og 2,1 TWh i 2050, som er nødvendig for at opnå, at de nye boliger er energineutrale.

I praksis implementeres BOLIG+ i IDA's Klimaplan 2050 ved at fratrække 0,5 TWh elforbrug i 2030 og 1 TWh i 2050. Den resterende del regnes som sparet varmekonsum i forhold til referencen. Halvdelen af besparelsen foretages i centrale fjernvarmeområder og den anden halvdel i de huse, der har biomassekedler i referencen, idet det antages, at biomassekedler ville være alternativet. Det er valgt at regne på denne måde, da bygningsintegrerede solceller såvel som solvarme er implementeret særskilt i andre afsnit. I praksis vil solceller og solvarme dog få en anden indvirkning på energisystemet, end de besparelser der er regnet med her.

9.3 Opvarmning af eksisterende bygninger

Fjernvarmeområderne udvides gradvist frem mod 2030, så fjernvarme dækker 63-70 procent af det danske nettovarmebehov. Her forudsættes det, at individuelle kedler op til en kilometer fra eksisterende fjernvarmeområder forsynes med fjernvarme. Som delmål i 2015 er fjernvarmeområderne udvidet til naboområder med varmekedler, dvs. områder, som støder op til de eksisterende fjernvarmeområder. Der er ikke forudsat yderligere udvidelser fra 2030 frem til 2050. De udvidelser, der gennemføres, udnytter synergieffekten ved at kombinere besparelser i rumvarmekonsum og sænkning af returtemperaturen med marginale udvidelser af fjernvarmenettet og tilpasninger af rørdimensioner og spidslastkedler. I denne rapport er disse udvidelser gennemført i to tiltag for at skabe klarhed over omkostningerne. I IDA's Klimaplan 2050 tages der udgangspunkt i Varmeplan Danmark, hvor brændselsforbrug, CO₂-emissioner og samfundsøkonomiske konsekvenser for varmeforsyningen i Danmark blev analyseret [36].

I perioden fra 2010 til 2020 foreslås det, at der gennemføres varmebesparelser svarende til 25%. I praksis antages det, at disse besparelser er fuldt implementeret i IDA 2015. I IDA's Klimaplan 2050 opnås yderligere besparelser i varmekonsumet i bygninger, svarende til, at energiforbruget er ca. 50% lavere i IDA 2030 og IDA 2050 i forhold til referenceenergisystemerne. Disse besparelser fortages både inden for og uden for fjernvarmeområder.

I referencen er der i 2015 realiseret besparelser i varmekonsumet svarende til ca. 5% i forhold til 2008, primært inden for boliger. I referencen for 2030 falder energiforbruget til opvarmning af boliger med yderligere ca. 20%. Frem til 2050 falder energiforbruget i boliger i referencen med i alt ca. 35% i forhold til 2008. Dette mere end opvejes dog af kraftige stigninger i forbrug i industri og erhverv. Der er antaget en sammenhæng mellem energiforbrug og vækst i den måde referencen er beregnet på af myndighederne. Derfor opvejes varmebesparelserne i referencen af den økonomiske vækst i perioden 2030 til 2050, da energiforbruget i industri og erhverv stiger kraftigt. Nedenfor er besparelserne i IDA's Klimaplan 2050 og besparelserne indeholdt i referencen relateret til hinanden.

Både når der implementeres varmebesparelser i fjernvarmeområder og uden for fjernvarmeområder, ændres fordelingen af varmekonsumet, således at forbruget bliver mindre time for time, og at nettab og/eller brugsvand holdes på et konstant niveau. Dette er der taget højde for i beregningerne. Elvarme er ikke medtaget, idet det antages, at elvarme allerede er fjernet i referenceenergisystemet. Ligeledes er det minimale forbrug af kul og koks udeladt.

9.4 Omkostninger til varmebesparelser

Ifølge en ny rapport fra SBI, "Potentielle energibesparelser i det eksisterende byggeri - Skærpede krav til nybyggeriet 2010 og fremover - Økonomisk analyse", er det privatøkonomisk rentabelt at reducere energiforbruget i bygninger med 23% eller 37 PJ [37]. Investeringsomkostningerne til disse besparelser er opgjort til i alt ca. 38 mia. DKK, såfremt besparelserne implementeres sammen med planlagte renoveringer mv. Dette svarer til ca. 1.000 DKK/GJ i investering pr. reduceret GJ/år. Det foreslås, at disse besparelser iværksættes frem mod 2020. Disse besparelser betyder, at 75% af de dårligst isolerede boliger er renoveret i 2020. Yderligere kan der findes besparelser i installationer på i alt ca. 20 PJ frem til 2020, hvilket vil have omkostninger på ca. 34. mia. DKK. Halvdelen af disse omkostninger, eller ca. 17 mia. DKK, vurderes at være energirelaterede. Dette svarer til mellem 500-1000 DKK/GJ. Energiforbruget i bygninger kan nedbringes med yderligere 21 PJ, svarende til 37% i forhold til i dag, med marginale ekstraomkostninger på 62 mia. DKK, eller ca. 3.000 DKK/GJ. Disse besparelser iværksættes i perioden 2020-2030. Her renoveres de resterende af de dårligst isolerede boliger, samt en del af boligerne med middelgod isolering.

Alle ovennævnte initiativer svarer til en nedbringelse af energiforbruget med ca. 50% i forhold til i dag. I gennemsnit svarer det til, at omkostningerne til nedbringelse af energiforbruget er ca. 1.500 DKK/GJ.

I IDA's Energiplan 2030 blev omkostningerne til en nedbringelse af boligernes rumvarmebehov med 50% fastsat til 3.000 DKK/GJ i samråd med Henrik Tommerup og Svend Svendsen, DTU. Levetiden blev vurderet til at være 50 år i gennemsnit. Undersøgelser viser, at det vil koste 155 mia. DKK. i merinvesteringer i 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 [38]. Energiforbruget i boliger reduceres derved med, hvad der svarer til 51 PJ/år, eller ca. 42% af 122 PJ/år. Dette svarer til ca. 3.000 DKK/GJ i energibesparelse. I IDA's Energiplan 2030 blev disse omkostninger fordelt med ca. 2.000 DKK/GJ på de første 25% reduktioner og ca. 4.000 DKK/GJ på de efterfølgende 25% og med en levetid på 50 år. Her anvendes de seneste data for energibesparelser, som beskrevet ovenfor.

På denne baggrund bruges der i IDA's Klimaplan 2050 1.000 DKK/GJ til besparelserne i IDA 2015, idet det antages, at de billigste besparelser implementeres først. I IDA 2030 og IDA 2050 anvendes marginale meromkostninger på 2.000 DKK/GJ, idet det antages, at ca. halvdelen af energibesparelserne med den bedste økonomi er foretaget i referencen. Levetiden estimeres igen til at være gennemsnitligt 50 år.

9.5 Varmebesparelser i fjernvarmeområder

I Klimaplanen gennemføres først energibesparelser og siden omlægninger til fjernvarme. I IDA 2015 implementeres yderligere energibesparelser i fjernvarmeområder, svarende til 20% af varmebehovet, så

de samlede energisparetiltag når en besparelse på 25%, i forhold til en situation hvor ingen besparelser gennemføres. 25% besparelser foreslås implementeret i perioden 2010-2020, men her regnes tiltaget som implementeret i IDA 2015.

Efter samme princip er der implementeret varmebesparelser i IDA 2030 og IDA 2050, svarende til yderligere ca. 30% i forhold til referencen for disse år. Hermed opnås den samlede besparelse i varmemeforbruget på 50%. Fjernvarmemeforbruget er i 2050 på samme niveau som i 2030, idet der anvendes 20% mindre varme i boliger og tilsvarende mere i industri og erhverv i referencen for 2050. I IDA's alternativ til 2050 betyder udviklingen i referencen derfor, at besparelserne i praksis skal gennemføres mere i erhverv end i boliger.

De samlede besparelser inden for fjernvarmeområder er ca. 4,8 TWh i IDA 2015; 6,8 TWh i IDA 2030, og 6,7 TWh i IDA 2050. Omkostningerne hertil er henholdsvis 17,1 mia. DKK; 49,0 mia. DKK og 48,5 mia. DKK. Principielt giver disse besparelser anledning til ændringer i forsyningssystemet f.eks. inden for kraftvarmeverker og kedler. Disse ændringer er dog ikke medregnet her, idet Klimaplanen allerede indebærer fjernvarmeudvidelser og andre ændringer i kraftværkerne.

Varmebesparelserne er fordelt på de tre fjernvarmeområder. Områder med fjernvarme produceret på kedler, decentrale kraftvarmeområder og centrale kraftvarmeområder. Der er beregnet et nettab, inkl. brugsvand, svarende til 32,6%, jf. tabel 13.16 i Varmeplan Danmark [36]. Af Tabel 10 kan fordelingen på de enkelte områder ses, ligesom de ændringer, der er sket som følge af energibesparelserne.

Tabel 10, Varmebesparelser i fjernvarmeområder

2015	Reference		+ varmebesparelser	
TWh	Fjv. ab værk	Varmedeforbrug	Varmedeforbrug	Fjv. ab værk
Fjv. omr.	2,73	1,84	1,47	2,36
Dec k/v	10,25	6,91	5,53	8,87
Cent k/v	22,30	15,03	12,02	19,29
Sum	35,28	23,78	19,02	30,52

2030	Reference		+ varmebesparelser	
TWh	Fjv. ab værk	Varmedeforbrug	Varmedeforbrug	Fjv. ab værk
Fjv. omr.	2,64	1,78	1,25	2,11
Dec k/v	9,90	6,67	4,67	7,90
Cent k/v	21,52	14,50	9,97	16,86
Sum	34,06	22,96	15,89	26,86

2050	Reference		+ varmebesparelser	
TWh	Fjv. ab værk	Varmedeforbrug	Varmedeforbrug	Fjv. ab værk
Fjv. omr.	2,64	1,78	1,25	2,11
Dec k/v	9,90	6,67	4,67	7,90
Cent k/v	21,52	14,50	9,79	16,55
Sum	34,06	22,96	15,70	26,55

9.6 Varmebesparelser uden for fjernvarmeområder

Varmebesparelser uden for fjernvarmeområderne gennemføres med samme udgangspunkt som ovenfor, dog med en justering i 2050. I 2015 antages 25% af varmekonsumet at være brugsvand, mens andelen svarer til 30% i 2030 og 2050. I referencen anvendes en gennemsnitlig virkningsgrad på 90% for naturgaskedler, 85% for oliekedler og 80% for biomassekedler. I IDA 2015 og IDA 2030 er de besparelser, der opnås i rumvarmebehovet, parallelle med besparelserne implementeret i fjernvarmeområder, dvs. yderligere 20% i 2015 og yderligere 30% i 2030.

Tabel 11, Varmebesparelser uden for fjernvarmeområder

2015	Reference		+ varmesbesparelser	
TWh	Brændsel	Varmeforbrug	Varmeforbrug	Brændsel
Naturgas	6,55	4,42	3,54	5,57
Olie	4,15	2,65	2,12	3,53
Biomasse	12,42	7,45	5,96	10,56
Solvarme*	0,21	0,21	0,21	0,21
Varmepumper **	2,43	1,82	1,46	2,07
Sum	25,76	16,55	13,28	21,93

2030	Reference		+ varmesbesparelser	
TWh	Brændsel	Varmeforbrug	Varmeforbrug	Brændsel
Naturgas	4,79	3,02	2,11	3,78
Olie	2,62	1,56	1,09	2,07
Biomasse	11,21	6,20	4,34	8,89
Solvarme*	0,50	0,50	0,50	0,50
Varmepumper **	3,26	2,28	1,60	2,58
Sum	22,38	13,56	9,64	17,82

2050	Reference		+ varmesbesparelser	
TWh	Brændsel	Varmeforbrug	Varmeforbrug	Brændsel
Naturgas	3,83	2,41	2,17	3,56
Olie	2,09	1,24	1,12	1,94
Biomasse	8,57	4,64	4,18	7,99
Solvarme*	0,50	0,50	0,50	0,50
Varmepumper **	3,26	2,28	2,05	3,03
Sum	18,25	11,08	10,02	17,03

* Solvarmen i referenceenergisystemerne anvendes stadig fuldt ud i områder med biomassekedler efter besparelserne.

**Varmepumper ab anlæg

I Tabel 11 er varmesbesparelserne uden for fjernvarmeområder vist. I referencen for 2050 er der allerede implementeret besparelser, svarende til ca. 20%, i husholdninger med individuel opvarmning fra 2030 til 2050. Derfor gennemføres der kun yderligere besparelser uden for fjernvarmeområder, svarende til

10%, så der i alt opnås besparelser på ca. 50% i forhold til i dag. Omkostningerne til disse rumvarmebesparelser er 11,8 mia. DKK i IDA 2015; 28,2 mia. DKK i IDA 2030, og 7,6 mia. DKK i IDA 2050.

9.7 Omlægninger til fjernvarme

For at implementere udvidelsen af fjernvarme gradvist mod 2030, så der opnås en fjernvarmedækning på 63-70 procent af det danske nettovarmebehov, tages der udgangspunkt i Varmeplan Danmark [36]. I dag dækkes ca. 46 procent af nettovarmebehovet af fjernvarme i Danmark.

Scenariet, der anvendes til udvidelse i IDA 2015, repræsenterer et niveau mellem Scenario 1 og 2 i Varmeplanen, svarende til mellem 53 og 63 procent af nettovarmebehovet. Her omlægges eksisterende og planlagte områder i Scenario 1, såvel som områder, der støder op til fjernvarmeområdet og i dag typisk er forsynet med naturgaskedler i Scenario 2.

I IDA 2030 og 2050 anvendes en mellemting mellem Scenario 2 og 3. I Scenario 3 omlægges områder med op til en kilometers afstand til eksisterende fjernvarmeområder. Der er altså ikke forudsat yderligere udvidelser fra 2030 frem til 2050.

Således vælges en mellemløsning mellem scenarierne for 2015, 2030 og 2050, idet rentabiliteten og de tekniske muligheder afhænger af det konkrete projekt. Omvendt er løsningen ambitiøs for at nedbringe naturgasforbruget til opvarmning mest muligt. Implementeringen af disse scenarier i Klimaplanen er sket med udgangspunkt i Bilag 13.4 side 125 i bilagsrapporten til Varmeplanen. I den forbindelse er tallene her justeret, fordi Varmeplanen relaterer til en anderledes reference.

I IDA 2015 er fjernvarmebehovet 30,5 TWh efter, at der er implementeret besparelser svarende til en 25% reduktion af boligernes rumvarmebehov. I Varmeplan Danmark svarer dette tal (Tabel 13.4) til 27,53 TWh, som ved en udvidelse af fjernvarmeområderne, svarende til Scenario a og 2 og 25% rumvarmebesparelser, stiger til mellem 30,94 TWh og 36,68 TWh. Dette er en stigning på 6,28 TWh, svarende til 23%. Med en tilsvarende stigning øges fjernvarmebehovet i år 2015 fra 30,52 TWh til 37,49 TWh, svarende til en stigning på 6,97 TWh.

Forholdet på 1,11 mellem stigningen i henholdsvis Varmeplan Danmark og Klimaplanen er anvendt til at justere de øvrige ændringer. Det betyder, at det samlede brændselsforbrug i husholdninger falder fra i alt 19,7 TWh til 15,1 TWh i Klimaplanen, sammenlignet med fra i alt 18,3 TWh til 14,4 TWh i Varmeplan Danmark (mellemting mellem Scenario 1 og Scenario 2). Omlægningen i IDA's Klimaplan 2050 foretages i områder med naturgas-, olie- og biomassekedler, så varmepumper ab anlæg og solvarme er konstante i referencen.

I referencen i Klimaplanen er der en større andel af biomassekedler end i referencen anvendt i Varmeplan Danmark, jf. den antagne omlægning i Energistyrelsens basisfremskrivning [6]. Derfor er omlægningen her justeret i forhold til fordelingen mellem naturgas-, olie og biomassekedler i Klimaplanens reference. I alt ændres husholdningernes brændselsforbrug i IDA 2015 fra 5,57 TWh til 4,34 TWh i naturgaskedler; fra 3,53 TWh til 2,75 TWh i oliekedler og fra 10,56 TWh til 7,97 TWh i biomassekedler i Klimaplanen.

I Varmeplan Danmark udvides fjernvarmen ikke kun i boligområder men også i industri- og erhvervsområder. Efter tilsvarende fremgangsmåde som beskrevet ovenfor, med udgangspunkt i Bilag 13.4 i Varmeplan Danmark og ved brug af faktoren 1,11, er der identificeret brændselsbesparelser i industrien på i alt 3,6 TWh. Dette er her fordelt halvt på besparelser i naturgaskedler og halvt i oliekedler.

I IDA 2030 og IDA 2050 er det samlede fjernvarmebehov efter implementeringen af 50% varmesbesparelser, men før omlægningerne, henholdsvis 26,9 TWh og 26,6 TWh. I Bilag 13.4 i Varmeplan Danmark svarer disse forbrug til 21,12 TWh. Dette stiger ved omlægningen til 63-70% fjernvarmedækning. Her implementeres omlægningen som en mellemting mellem Scenario 2 og 3. I Scenario 3 i Varmeplan Danmark udvides fjernvarmeområdet mere end i Scenario 2, da udvidelsen går op til 1 km fra de nuværende fjernvarmeområder. Forbruget stiger i Scenario 3 i Varmeplan Danmark til 31,46 TWh, hvilket er en stigning på 10,34 TWh svarende til 49%. Efter tilsvarende fremgangsmåde som beskrevet ovenfor er de resulterende behov i IDA 2030 og IDA 2050 identificeret. I denne fremgangsmåde opskrives fjernvarmebehovet, brændselsbehovet i individuelle huse justeres, besparelser i industri og erhverv gennemføres, og resultatet tilpasses referencen i IDA's Klimaplan 2050.

I Tabel 12 vises produktionen af fjernvarmeværk, fordelt på de tre grupper, og brændselsforbrug til opvarmning af huse uden for fjernvarmeområder. Her fremgår det, hvordan disse ændrer sig som følge af varmesbesparelser og omlægninger til fjernvarme. Desuden fremgår det, hvilke besparelser der kan opnås i industri og erhverv som følge af udvidelsen af fjernvarmeområder.

Tabel 12, Fjernvarme af værk, brændselsforbrug til opvarmning i individuelle husstande og brændselsbesparelser vedr. rumvarme omlagt til fjernvarme i industri og erhverv

Reference uden besparelser, inkl. BOLIG+						
TWh	Fjernvarmeomr.	Decentrale k/v	Central k/v	Sum	Brændselsforbrug i husstande	-
2008	2,78	10,42	22,67	35,87	25,51	-
2015	2,73	10,25	22,30	35,28	25,76	-
2030	2,64	9,90	21,13	33,67	22,38	-
2050	2,64	9,90	20,74	33,28	18,25	-
+ besparelser						
TWh	Fjernvarmeomr.	Decentrale k/v	Central k/v	Sum	Brændselsforbrug i husstande	-
2015	2,36	8,87	19,29	30,52	21,93	-
2030	2,11	7,90	16,86	26,86	17,82	-
2050	2,11	7,90	16,55	26,55	17,03	-
+ omlægninger						
TWh	Fjernvarmeomr.	Decentrale k/v	Central k/v	Sum	Brændselsforbrug i husstande	Besparelser i industrien
2015	2,90	10,89	23,70	37,49	17,60	-3,60
2030	2,96	11,09	23,67	37,72	11,13	-4,95
2050	2,96	11,09	23,23	37,28	10,42	-4,89

Omkostningerne til ændring og udvidelse af fjernvarmenettet, som er i tråd med lavere fremløbstemperaturer og som følger af lavere slutbehov og større distributionsnet mv., fremgår af bilagsrapporten på side 107 i Varmeplan Danmark. I Scenario 1 er investeringsomkostningerne 8 mia. DKK, i Scenario 2 svarer de til 33 mia. DKK og i Scenario 3 til 78 mia. DKK. Levetiden er på 40 år og d&v-omkostninger på 1%. I IDA 2015 anvendes en mellemting mellem Scenario 1 og 2, og omkostningerne bliver 20,5 mia. DKK. I IDA 2030 og IDA 2050 anvendes en mellemting mellem Scenario 2 og 3, eller 55,5 mia. DKK. Denne gennemsnitsbetragtning afspejler, at der i samme grad vil blive foretaget både samfundsøkonomisk billige omlægninger og samfundsøkonomisk dyre omlægninger. Desuden indregnes besparelser som følge af, at fjernvarme har erstattet kedler.

9.8 Varmepumper, solvarme og biomassekedler uden for fjernvarmeområder

Andelen af varmepumper, solvarme og biomassekedler i individuelle husstande viser, at der allerede er sket en omlægning til fjernvarme, jf. ovennævnte tiltag. Klimaplanens initiativer skal derfor ses i lyset heraf, når f.eks. solvarmeandelen fastlægges. Hvis der vælges en løsning for fremtiden, hvor mindre omlægges til fjernvarme, kan der installeres flere varmepumper og mere solvarme mv. end her. I referencerne for 2030 og 2050 er der installeret ca. 0,5 TWh solvarme, og ca. 3,26 TWh af varmebehovet er dækket af varmepumper. I referencen for 2015 er der installeret 0,2 TWh solvarme, og 2,4 TWh af varmebehovet dækkes af varmepumper.

Det er planen, at varmepumper gradvist skal erstatte opvarmning i kedler frem til 2020, så varmepumperne dækker 80% af varmebehovet uden for fjernvarmeområder. Det forudsættes, at 50% af varmebehovet uden for fjernvarmeområder dækkes af jordvarmepumper og 50% af luft-til-vand-varmepumper i IDA 2015. De resterende 10% dækkes af biomassekedler. Der anvendes en års-COP på 2,9 i IDA 2015, som svarer til et gennemsnit af COP for de to typer varmepumper. Jordvarmepumper har en COP på 3,2, mens luft-til-vand-pumper har en COP på 2,6. Omkostningerne er opgjort i Appendiks II. I referencen formodes varmepumperne også at have en års-COP på 2,9, svarende til dette gennemsnit.

I 2015 dækker biomassekedler ca. 40% af varmtvands- og rumvarmebehovet på i alt 13,6 TWh efter implementeringen af besparelser og omlægninger. Dette bibeholdes. I IDA 2015 installeres varmepumper som erstatning for 90% af alle oliekedler, svarende til et fald i olieforbruget fra 2,75 TWh til 0,28 TWh. Det forudsættes desuden, at 50% af alle naturgaskedler konverteres til varmepumper, svarende til et fald i brændselsforbruget fra 4,34 TWh til 2,17 TWh. Dette betyder dog, at varmekonsumet til varmepumper stiger fra 2,07 TWh til 6,12 TWh.

I IDA 2015 dækkes i alt ca. 0,6 TWh af varmebehovet af solvarme, hvilket er ca. fem gange så meget som i dag. 20% af behovet dækkes af solvarme i 20% af husstandene, svarende til i alt ca. 0,1 TWh i områder med olie- og naturgaskedler. I områder med biomassekedler dækkes 20% af behovet af solvarme i 20% af husstandene, eller ca. 0,26 TWh. I kombination med varmepumper installeres solvarme svarende til 20% af behovet i 20% af husstandene, svarende til ca. 0,25 TWh. I områder, hvor 20% af varmebehovet dækkes af solvarme, installeres typisk brugsvandsanlæg. I områder med større solvarmedækning bruges typisk kombinerede brugsvands- og rumvarmeanlæg.

I fremtiden ses flere kombinationsløsninger, f.eks. løsninger, hvor varmepumper og solvarme kombineres i vand-til-vand varmepumper, og hvor solvarmen forvarmer vandet og, ifølge Danfoss og Sonnenkraft, øger COP til mellem 4 og 5 på disse anlæg. Her vælges en mellemløsning på 4,5 i års-COP. Der vælges en løsning, hvor halvdelen af alle varmepumper i 2030 og i 2050 er kombineret med solvarme, og halvdelen med jordvarmeanlæg med en års-COP på 3,2. For de kombinerede anlæg vælges en løsning i Klimaplanen, hvor det antages, at 25% solvarmedækning af det årlige behov kan hæve COP til 4,5. I den resterende halvdel af husstandene med varmepumper vælges en løsning, hvor jordvarmepumper kombineres med 25% solvarme, men her med en års-COP på 3,2. I EnergyPLAN er disse betragtet som et gennemsnit, idet den samlede solvarmedækning i husstande med varmepumper er 25%, og varmepumperne har en gennemsnitlig års-COP på 3,85, jf. ovenstående kombination på 50/50.

I IDA 2030 installeres varmepumper til erstatning af 95% af alle naturgas- og oliekedler. 10% af det samlede varmebehov dækkes af biomassekedler, og de resterende knap 90% af varmepumper. I IDA 2030 udvides andelen af solvarme til i alt ca. 2,15 TWh. I IDA 2030 har 95% af alle husstande uden for fjernvarmeområder solvarme, som dækker 20% af behovet i områder med kedler og 25% i områder med varmepumper.

I IDA 2050 vælges en tilsvarende løsning, idet naturgas- og oliekedler dog helt udfases. I alt er der i IDA 2050 en solvarmedækning på ca. 2,04 TWh eller 23% uden for fjernvarmeområder i både 2030 og 2050. I Tabel 13 er resultatet af omlægningerne vist.

Tabel 13, Omlægninger i varmeforsyningen i individuelle husstande.

	2015	IDA 2015	2030	IDA 2030	2050	IDA 2050
TWh	Ikke omlagt til fjv.	+ sol og VP.	Ikke omlagt til fjv.	+ sol og VP.	Ikke omlagt til fjv.	+ sol og VP.
Naturgas	4,34	1,95	2,07	0,08	1,82	0,00
Olie	2,75	0,24	1,13	0,04	0,99	0,00
Biomasse	8,23	6,38	4,86	0,92	4,08	0,87
Solvarme*	0,21	0,54	0,50	2,15	0,50	2,04
Varmepumper **	0,71	2,04	0,89	1,62	1,05	1,56
Sum	16,25	11,15	9,44	4,81	8,44	4,47

* Solvarme ab anlæg

** Elforbrug i varmepumper

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 mindskes de resulterende brændselsforbrug yderligere. Dette er dog ikke indregnet i IDA 2015.

Ifølge EnergyPLAN-modelberegningerne vil solvarmen fra brugsvandsanlæggene kunne opbevares med et varmelager i størrelsesordenen 1-dags gennemsnitsvarmebehov. For et hus med et varmebehov på 10.000 kWh svarer det således til et lager på ca. 27 kWh eller 4-500 liter og for et hus med et varmebehov på 7.500 kWh til ca. 20 kWh eller godt 300 liter.

Omkostningerne til individuelle solvarmeanlæg er fra IDA's Energiplan 2030. Her blev der taget udgangspunkt i omkostningerne til integreret individuel solvarme baseret på 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 DKK for lager inkl. varmeveksler og tilkobling. Udskifter man alligevel kedlen (som følge af forudsætningen om løbende udskiftning), reduceres den nuværende pris til 35.000 DKK. Med indregning af en skalafordel på et marked i den skitserede størrelse vil prisen ifølge Arcon kunne forventes at være 25.000 DKK i perioden 2015-2030. Drifts- og vedligeholdelsesomkostninger er sat til 1%, svarende til en ekstraomkostning på 250 DKK /år for solvarmeanlægget. Levetiden for et anlæg er beregnet 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.

Solvarmeanlæg på hustage kan kombineres med fjernvarme. Der etableres i øjeblikket fjernvarmeområder med decentral produktion fra f.eks. solvarme. Disse koncepter giver mulighed for at mindske rørdimensionerne, samt f.eks. at lave større solvarmeanlæg, der har lavere omkostninger. Der er ikke regnet på solvarmeanlæg i størrelsesordenen mellem individuelle anlæg og solvarmeanlæg i fjernvarmeområder her.

Anlægsomkostningerne til varmepumper kombineret med solvarme antages at være de samme som til installation af solvarme og til installation af luft-til-vand-varmepumper hver for sig, hvilket muligvis er i overkanten. Omkostningerne til de kedler, der erstattes, er opgjort i Appendiks II.

9.9 Etablering af solvarme i fjernvarmeområder

Udbygningen af store solvarmeanlæg til fjernvarmenettet foregår gradvist frem mod 2030, hvorefter der ikke er forudsat yderligere fjernvarmedækning. Der tages i beregningerne udgangspunkt i, at der skal spares så meget brændsel som muligt, uden at der er tale om, at den producerede solvarme går tabt. Dette er implementeret med følgende forudsætninger for IDA 2050:

- 5 % solvarme i 50% af de centrale kraftvarmeområder. Dette svarer til 2,5% af 24,34 TWh eller 0,61 TWh, som ifølge modelberegningerne kan integreres i kraftvarmesystemet uden ekstra varmelagre.
- 25% solvarmedækning i 50% af de decentrale kraftvarmeområder. Dette svarer til 1,39 TWh, hvilket ifølge modelberegningerne kan integreres i systemerne med et varmelager på ca. 8 GWh. Dette er mindre end de nuværende lagre, der typisk ligger på omkring en dags gennemsnitsfjernvarmebehov i 2008, svarende til ca. 1,5 dag i 2030 efter besparelser. I de 50% decentrale kraftvarmeområder, hvor det planlægges at tilføje solvarme, er der i referencen 20 GWh varmelagre.
- 50% af fjernvarmebehovet dækkes i 90% af fjernvarmeområderne uden kraftvarme. Dette svarer til 1,33 TWh. Der regnes med et lager svarende til knap 10 dages gennemsnitlig

fjernvarmeproduktion lig 80 GWh. Denne lagerkapacitet tænkes opført som dam-lagre, hvorfor der er indregnet et lagertab på 0,01% i timen. Herved kan 1,25 TWh svarende til 94% af produktionen nyttiggøres.

Der etableres solvarme i områder med fjernvarme svarende til i alt 3,25 TWh i IDA 2050. Dette svarer til godt 8% af det samlede behov, inkl. net-tab og efter implementeringen af varmebesparelser, omlægninger til fjernvarme og BOLIG+, flere biogasanlæg og fjernkøling. I IDA 2030 er solvarmeproduktionen og -andelen på samme niveau.

I IDA 2015 dækkes i alt 1% af fjernvarmebehovet af solvarme. Dette fordeler sig på 20% solvarmedækning i 25% af fjernvarmeområderne uden kraftvarme, 10% dækning i 10% af de decentrale kraftvarmeområder samt 5% dækning i 10% af de centrale kraftvarmeområder. I alt er andelen af solvarme fra store anlæg på 0,4 TWh i IDA 2015.

Omkostningerne til solvarme i fjernvarmeområder tager udgangspunkt i oplysningerne i IDA's Energiplan 2030, idet der i samråd med Per Alex Sørensen, PlanEnergi s/i, er foretaget en enkelt opjustering af pris-niveauet. Prisen for solvarme i fjernvarmeområder, der producerer 500 kWh/m², er sat til en anlægsomkostning på 1.600 DKK/m² samt driftsomkostninger på 2 DKK/MWh. For varmelagre i fjernvarmeområder er omkostningerne 18 mio. DKK for 30.000 m³, svarende til 1,6 GWh. For et dam-varmelager er omkostningen 250 DKK/m³ for anlæg over 100.000 m².

Solvarme og sæsonlagre kan kombineres med varmepumper og kan dække op til 80% af varmebehovet i decentrale kraftvarmeværker. I IDA's Klimaplan 2050 regnes separat på storskala-solvarme og store varmepumper, således at dette er en mulighed, der kan hæve andelen af solvarme, udover hvad der er implementeret her.

I alt dækker solvarmen i områder både i og uden for fjernvarmeområderne således henholdsvis 0,91 TWh i IDA 2015, 5,4 TWh i IDA 2030 og 5,29 TWh i IDA 2050. Dette svarer til ca. 2% af det samlede nettovarmebehov i IDA 2015 og ca. 11% i IDA 2030 og IDA 2050.

10 Industri og erhverv

Tiltagene inden for industri og erhverv bygger på rapporten "Energibesparelser i erhvervslivet", der er udarbejdet i forbindelse med IDA's Klimaplan 2050 i marts 2009 [39]. Her dekomponeres energiforbrug inden for industri og erhverv, kombineret med erfaringer med, hvad der konkret kan lade sig gøre ude i virksomhederne. Rapporten vurderer fremstillingsvirksomheder, privat service, bygge- og anlægsvirksomhed, detailhandel, engroshandel, raffinaderier, landbrug, gartneri og fiskeri.

I dette kapitel implementeres desuden fjernkøling, der dog ikke er inkluderet i ovennævnte rapport, med udgangspunkt i foreløbige erfaringer hermed. Den del af industrien, der omhandler rumvarme, er ikke inkluderet her, men i potentialet for omlægning til fjernvarme i industri og erhverv, behandlet i afsnit 9.7.

10.1 Reduktion af elforbruget i industri og erhverv

I beregningerne tages udgangspunkt i, at de realiserbare el-besparelser har en tilbagebetalingstid på mellem 5 og 10 år, jf. Tabel 14. Med dette udgangspunkt implementeres el-besparelser svarende til 32% af 2008-forbruget i IDA 2015 og 43% i IDA 2030. I 2050 forudsættes det, at el-besparelser på yderligere 2% kan opnås, svarende til en reduktion på 45% af forbruget i 2008. Elforbruget i industri og erhverv nedbringes i IDA 2015 fra 23,6 TWh til 15,8 TWh. I IDA 2030 nedbringes elforbruget fra 28,7 TWh til 13,2 TWh og i IDA 2050 fra 36,5 TWh til 12,8 TWh. I referenceenergisystemet er offentlig service en del af industri og erhverv, og det er forudsat her, at der inden for denne sektor kan opnås lige så store besparelser.

Tabel 14, Procentvis potentiale for el-besparelser i 2007 [39].

Slutanvendelse	Tilbagebetalingstid 2015			Tilbagebetalingstid 2030		
	2 år	5 år	10 år	2 år	5 år	10 år
Belysning	15	20	60	25	35	70
Pumpning	20	35	45	35	45	60
Køl/frys	15	35	50	30	40	55
Ventilation	20	30	35	30	40	50
Trykluft	25	35	60	40	60	75
Øvrige elmotorer	10	15	25	20	25	30
Edb	10	15	25	20	25	30
Smeltning m.m.	5	10	15	15	20	30
Rumvarme	5	10	15	15	20	30
I alt	15	23	40	26	35	50

El-besparelserne kan gennemføres med en selskabsøkonomisk tilbagebetalingstid på i gennemsnit 7,5 år. Anlægsomkostningen er sat til 2,4 mia. DKK/TWh ud fra den betragtning, at elprisen i 2008 er ca. 60 øre/kWh og renten er 10 %. Dette giver samlede omkostninger på 18,9, 37,1 og 57,1 mia. DKK i henholdsvis IDA 2015, IDA 2030 og IDA 2050. 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 produktionen til nye produkter. Der vil dog også være andre investeringer, som er af mere

strukturel karakter og derfor har en længere levetid. Som ved el-besparelser i husholdninger, reduceres kraftværkskapaciteten på kondensværker i forhold til det maksimale forbrug i en time.

10.2 Fjernkøling

Der implementeres 1,65 TWh fjernkøling, svarende til halvdelen af det potentiale, som Euroheat and power har anslået, at der er i Danmark i IDA 2030 og IDA 2050. Ifølge et regneeksempel fra Energistyrelsen, som præsenteres i en rapport om fjernkøling i Danmark [40], kan kompressionskøleanlæg, der er installeret i dag, antages at have en gennemsnitlig COP på 2,5. Nye anlæg har en væsentligt højere COP på gennemsnitligt 4, så derfor må det i den langsigtede potentialevurdering antages, at alternativet til fjernkøling er kompressionskøling med en gennemsnitlig COP på 4. Det årlige elforbrug til produktion af 1,65 TWh køling kan da beregnes til 0,41 TWh.

For absorptionsvarmepumpen anvendt til fjernkølingssystemet antages en COP på 1,5 enheder varme til 1 enhed fjernkøling [40]. Dvs. i alt er varmebehovet til køling 0,91 TWh. Nettabet i fjernvarmesystemerne er, i det anvendte scenario fra Varmeplan Danmark, 21,4%. Det resulterende fjernvarmebehov af værk er derfor 1,10 TWh. Det antages, at hele dette potentiale er at finde i områder med fjernvarme fra centrale kraftvarmeværker. Det sparede elforbrug er 0,41 TWh.

Ifølge Helge Bach Christensen, IDA Energi, er investeringsomkostningerne til denne omlægning 10 mia. DKK, hvis man tager udgangspunkt i budgettal fra et kendt større anlæg i hovedstadsområdet. Her antages en levetid for denne investering på 40 år for 80% af investeringen, og 20 år for 20%, idet en del af investeringen vedrører rørledninger og en del køleanlægget. Dette svarer til en investering på 9,44 mia. DKK med en levetid på 30 år. For d&v anvendes årligt 0,5% af hele investeringen.

Tabel 15, Procentvist potentiale for varmebesparelser i 2007 [39].

Slutanvendelse	Tilbagebetalingstid 2015			Tilbagebetalingstid 2030		
	2 år	5 år	10 år	2 år	5 år	10 år
Kedel- og nettab	5	20	40	7	25	50
Opvarmning/kogning	5	15	35	10	25	55
Tørring	10	20	30	15	25	35
Inddampning	10	23	57	15	30	65
Destillation	5	15	35	10	20	40
Brænding/sintring	5	10	25	10	15	30
Smeltning/støbning	5	15	35	10	20	40
Rumvarme	5	20	30	20	45	75
Sum af varmeforbrug						
Yderligere ved procesintegr.	10	20	30	10	25	45
Yderligere ved enzymer	10	20	30	10	25	40
I alt	8	21	38	15	34	62

10.3 Brændselsbesparelser

Varmeforbruget i industri og erhverv er fordelt på en række anvendelser. Af Tabel 15 fremgår potentialet inden for forskellige områder, baseret på ovennævnte rapport [39]. Igen anvendes en mellemvej, hvor det vurderes, at varmebesparelserne kan gennemføres med 7,5 års tilbagebetalingstid. Varmebesparelserne implementeres alene i brændselsforbruget til industri og erhverv. Den del af rumvarmen, der forsynes med fjernvarme, er ikke behandlet her, men i afsnit 9.5 og 9.7, hvor der er gennemført varmebesparelser i fjernvarmeområder og omlægninger til fjernvarme. Den resterende del af rumvarmen, der leveres fra kedler mv., er den del af brændselsforbruget, der reduceres her.

Tabel 16, Omlægninger i industri og erhverv

Reference				
TWh	2008	2015	2030	2050
Kul	2,9	2,7	3,0	4,0
Olie	24,4	22,7	26,4	32,7
Naturgas	14,0	11,0	10,5	14,0
Biomasse	3,1	3,2	3,5	4,3
Sum brændsel	44,4	39,6	43,4	55,0
Elforbrug	23,0	23,6	28,7	36,5
Elproduktion	1,0	1,1	1,9	1,9
Varmeproduktion	1,0	1,4	2,7	2,7

Trin 1, + el- og brændselsbesp. og varmepumper				Trin 2, + øget k/v produktion			
TWh	2015	2030	2050	TWh	2015	2030	2050
Kul	2,1	2,0	1,9	Kul	2,1	2,0	1,9
Olie	18,0	16,9	16,4	Olie	18,0	16,9	16,4
Naturgas	10,3	9,7	9,4	Naturgas	10,4	10,0	9,8
Biomasse	2,3	2,1	2,1	Biomasse	2,3	2,1	2,1
Sum brændsel	32,6	30,6	29,8	Sum brændsel	32,8	31,0	30,1
Elforbrug	16,5	13,9	13,5	Elforbrug	16,5	13,9	13,5
Elproduktion	0,8	1,3	1,3	Elproduktion	0,9	1,6	1,6
Varmeproduktion	1,4	2,7	2,7	Varmeproduktion	1,4	2,7	2,7

Trin 3, + omlægning til biomasse				Trin 4, + omlægning til elforbrug			
TWh	2015	2030	2050	TWh	2015	2030	2050
Kul	1,5	0,5	0,0	Kul	1,5	0,5	0,0
Olie	12,5	4,3	0,0	Olie	12,5	4,3	0,0
Naturgas	7,3	2,5	0,0	Naturgas	7,3	2,5	0,0
Biomasse	11,5	23,6	30,1	Biomasse	11,5	23,6	23,6
Sum brændsel	32,8	31,0	30,1	Sum brændsel	32,8	31,0	23,6
Elforbrug	16,5	13,9	13,5	Elforbrug	16,5	13,9	19,3
Elproduktion	0,8	1,3	1,2	Elproduktion	0,8	1,3	1,2
Varmeproduktion	1,4	2,7	2,7	Varmeproduktion	1,4	2,7	2,7

I IDA 2015 gennemføres ovennævnte brændselsbesparelser på 27% af forbruget i forhold til 2008 og 31% i IDA 2030. I 2050 forudsættes det, at yderligere 2% besparelser kan opnås, svarende til 33% af forbruget. Ifølge "Energibesparelser i erhvervslivet" [39] opnås en del af besparelserne med varmepumper. I rapporten er anført, at dette vil medføre et ekstra elforbrug på op til 2,3 PJ i 2015 og op til 3,4 PJ i 2030, forudsat en COP på 5. I denne analyse er dette implementeret ved, at elforbruget er øget med 2,5 PJ eller 0,7 TWh i både 2015, 2030 og 2050, hvilket øger den nødvendige kondenskraftværkskapacitet med ca. 150 MW. Det resulterende brændselsforbrug og det reducerede elforbrug efter implementering af varmepumper fremgår af trin 1 i Tabel 16.

Omkostningerne til brændselsbesparelser er vurderet ud fra, at de kan gennemføres med en selskabsøkonomisk tilbagebetalingstid på 6 år. I IDA's Energiplan 2030 blev det vurderet, at med fordelingen på brændselstyper i referencen og 2006-brændselspriser, inkl. energifgifter 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. DKK for en besparelse på 21,5 TWh/år. Ligesom i IDA's Energiplan 2030 regnes med en levetid på 30 år på besparelserne og en ekstra driftsomkostning på 0 DKK. Omkostningerne bliver derved 6,4 mia. DKK i 2015, 11,9 mia. DKK i 2030 og 23,6 mia. DKK i 2050.

10.4 Udvidelse af kraftvarmeproduktionen i industrien

Med reduktionen af brændselsforbruget på ovennævnte niveauer reduceres referencens el-produktion fra industriel kraftvarme på tilsvarende niveauer. Herpå hæves el-produktionen som følge af tiltagene i IDA's Klimaplan 2050 med 11% i 2015, 20% i 2030 og 23% i 2050. El-produktion øges ved at hæve virkningsgraden på eksisterende anlæg. Brændselsforbruget udregnes marginalt på procesvarmeanlæg og sættes lig anlæggenes totalvirkningsgrad, som her forudsættes at være 80%. Naturgasforbruget antages derved at stige med 0,11 TWh i 2015, 0,33 TWh i 2030 og 0,37 TWh i 2050. Resultatet fremgår af trin 2 i Tabel 16.

Bemærk, at el-produktionen falder igen som følge af omlægning til biomasse og el i trin 3, som er beskrevet nedenfor. Den samledestigning i produktionen efter alle tiltag inden for industri og erhverv er 10% i IDA 2015, 17% i IDA 2030 og 18% i IDA 2050 i forhold til en situation, hvor ovennævnte samproduktion med procesvarmeanlæg mv. ikke blev gennemført. Det er antaget, at der fortsat vil være industriel overskudsvarme i fremtiden af samme omfang som i dag.

10.5 Omlægning til biomasse- og elforbrug i industrien

Som det næste skridt omlægges til biomasse. I 2015 er 35% af brændselsforbruget biomasse. I 2030 er denne andel steget til ca. 75% og i 2050 til 100%. I IDA 2050 fastholdes biomasse-mængden, der anvendes i IDA 2030, men de øvrige forbrug omlægges til elforbrug. Det er antaget, at dette kan give en besparelse på ca. 10%, da anvendelse af el er mere effektiv. I alt øges elforbruget herved med 5,9 TWh. Det skal understreges, at der er tekniske udfordringer forbundet med at omlægge hele det industrielle behov til biomasse.

Denne omlægning har betydning for el-produktionen fra industrien. Ifølge Mogens Weel Hansen fra Weel & Sandvig reduceres el-produktionen med 40-50%, hvis de nuværende industrielle

kraftvarmeproducenter konverterer til biomasse. Konkret er det vurderet her, at omlægningen betyder en nedgang i el-produktionen på 18% i IDA 2015, 19% i IDA 2030 og 50% i 2050 med den nuværende teknologi. I samråd med Mogens Weel Hansen vurderes det dog, at denne nedgang i el-produktionen fra industriel kraftvarme kun er det halve, da introduktionen af ny teknologi, som f.eks. forgasning af træflis mv., kan forbedre el-virkningsgraden. Der tages udgangspunkt i den samme varmeproduktion som i referencen. Derfor er nedgangen i el-produktionen som følge af omlægningen sat til 9%, 18% og 25% i henholdsvis IDA 2015, IDA 2030 og IDA 2050.

I alt er der dog tale om en reduktion i el-produktionen i forhold til referencen, hvilket principielt giver besparelser i investeringsomkostningerne. Dette er ikke indregnet her, men ville give lavere omkostninger i IDA's Klimaplan 2050. Resultatet af omlægningen og den reducerede kraftvarmeandel fremgår af trin 3 i Tabel 16.

Fjernvarmeproduktionen forbliver uændret i forhold til referencen, bl.a. pga. det reducerede brændselsforbrug ved effektiviseringer, som reducerer mængden af tilgængelig overskudsvarme fra industrien.

Omkostninger til omlægning fra kul, olie og naturgas til biomasse er opgjort til 15 DKK/GJ i ekstraomkostninger ved biomassekedler i forhold til oliekedler i henhold til Teknologikataloget [14]. Ifølge 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 samlet drift på 5.000 timer, en levetid på 20 år og en rente på 5%. Ud fra disse betragtninger bliver anlægsprisforskellen herved 2,4 mio. DKK/MW, svarende til 190.000 DKK/år. Hertil kommer driftsomkostninger på 70.000 DKK/år. Med en driftstid på 4.500 timer og en nyttevirkning på 90% bliver brændselskonverteringen 18.000 GJ pr. år, svarende til en udgift i størrelsesordenen 15 DKK/GJ pr. år. Omkostningerne ved omlægning fra kul er mindre; til gengæld vil en vis del af omlægningen være kraftvarme, hvilket er forbundet med højere omkostninger.

I IDA 2015 omlægges 9,2 TWh til biomasse, hvilket er forbundet med marginale ekstraomkostninger på ca. 500 mio. DKK/år. I IDA 2030 og IDA 2050 er omlægningen på 21,2 TWh og omkostningerne på ca. 1.150 mio. DKK/år. I IDA 2050 omlægges øvrige brændsler som nævnt til et elforbrug. Der indregnes ikke ekstraomkostninger som følge heraf pga. selve anlægsomlægningen, men dog medregnes den øgede spidslastkapacitet på ca. 900 MW. Resultatet af omlægningen fremgår af trin 4 i Tabel 16.

11 Transport og mobilitet

Det er en stor udfordring at håndtere transportsektorens energiforbrug. Dels er transportarbejdet vokset historisk og forventes også at vokse i de kommende år. Dels skal de drivmidler, der skal bruges i trafikken, kunne transporteres på en sikker måde og samtidig være energirige. Der findes derfor ikke en enkel løsning, og man må satse på mange virkemidler for at få nedbragt energiforbruget og erstatte en del af det fossile brændselsforbrug på kort sigt og resten på længere sigt. En del af initiativerne, f.eks. roadpricing og omlægning af garageafgifter såsom ejeravgift og forsikring til kilometerafgifter, kan iværksættes på kort sigt. Andre initiativer kræver, at der laves en samlet plan, f.eks. for den banebårne transport.

11.1 Håndtering af transportbehovet for personbiler og varevogne

På transportområdet skal der derfor sættes på en lang række forskellige initiativer inden for de forskellige transportformer. Først og fremmest er det nødvendigt at gøre noget ved de forhold, der skaber en større efterspørgsel efter transport - og det vil sige den måde, vi bor og arbejder på, og den måde skatte- og afgiftssystemet er indrettet på. [41] Hvis transportsektorens CO₂-udledning skal reduceres drastisk, vil det derfor være nødvendigt at gennemføre følgende:

- roadpricing med et stærkt incitament til miljøvenlige biler
- indførelse af miljøzoner i større byer, der kun giver adgang til biler, der overholder stadig skærpede emissionskrav
- differentierede ejendomsskatter og afskaffelse/reduktion/ændring af kørselsfradraget, så garageafgifter erstattes af kilometerafgifter
- fysisk planlægning, der generaliserer stationsnærhedsprincippet
- en målrettet satsning på jernbane, busser og cykler som bærende element i fremtidens trafiksystem

I IDA 2015 forudsættes ovenstående ændringer ikke i beregningerne, idet det allerede er taget med i betragtning, at vejtransporten fremover bliver ca. 0,4% mere energieffektiv om året [6]. Det er imidlertid vigtigt, at tiltag inden for transport er igangsat for at kunne nå målene for IDA 2030 og IDA 2050. Resultatet af omstillingerne i transportsektoren fremgår af Tabel 19.

For at reducere væksten i transportarbejdet frem til IDA 2030 gennemføres en række tiltag. I IDA's Energiplan 2030 blev det, i samråd med Per Homann Jespersen fra RUC, vurderet, at en provenuneutral omlægning af alle bilskatter til en kilometerafgift kan mindske persontransportarbejdet med op til 15%. Frem til 2030 bør der, foruden roadpricing, laves en bedre fysisk planlægning samt en byfortætning, så disse tre tiltag samlet set giver en reduktion af væksten i transportarbejdet i person- og varevognstransporten. Yderligere virkemidler er differentierede ejendomsskatter og afskaffelse/reduktion af kørselsfradraget.

I IDA 2030 er halvdelen af væksten på 18% for personbiler og varevogne mv. i perioden reduceret ved hjælp af de nævnte tiltag, og halvdelen er overflyttet til jernbanen. De 15%, der principielt er muligt, er således implementeret i form af 9% reduktion. Dermed er mængden af vejtrafik 18% mindre i IDA 2030

end i referencen for 2030, men der er fortsat en vækst på 9%, som nu er overflyttet til jernbanen. For IDA 2050 er det målet, at de nævnte tiltag vedr. roadpricing, fysisk planlægning mv. kan holde transportarbejdet på et konstant niveau i forhold til IDA 2030, med udgangspunkt i det ovennævnte potentiale for reduktion af væksten i transportarbejdet.

De samfundsøkonomiske omkostninger forbundet med disse tiltag vurderes at være neutrale, men dette forudsætter, at der sker en omlægning af skatter og afgifter med disse mål, samt at der laves en samlet plan, hvor den fysiske planlægning prioriteres, og hvor der investeres i kollektiv transport i stedet for flere veje.

11.2 Mere effektiv vejtransport med elbiler mv.

I IDA 2030 er halvdelen af bilparken for personbiler og varevogne rene elbiler eller plug-in hybridbiler. Disse forventes at kunne dække 90% af transportarbejdet, se Tabel 17. Her opgøres transportvaner i Danmark i 2006, og det fremgår, at over 95% af transportbehovet foregår på ture under 150 km, og at 80% af turene er under 100 km.

Tabel 17, Turlængder og transportformer i Danmark i 2006, baseret på tal fra Transportvaneundersøgelsen. Andet er færger og fly mv. [42].

Turlængde (mio. km)	Andet	Gang	Cykel	EU-knallert/ motorcykel	Fører i bil	Varevogn / lastbil	Passager i bil	Bus	S-tog, metro	Tog	Sum
1-2 km	4	612	528	18	618	18	93	34	4		1.929
3-4 km	7	233	519	33	1.466	78	288	87	17		2.728
5-6 km	20	110	404	39	1.250	73	340	145	32	5	2.418
7-10 km	38	32	378	91	3.076	170	780	295	71	14	4.945
11-15 km	59	12	210	87	3.472	166	969	303	151	47	5.476
16-20 km	60	3	82	66	2.981	272	891	178	177	131	4.841
21-30 km	50	5	68	69	4.767	367	1.304	208	380	170	7.388
31-40 km	47	6	31	35	3.479	252	802	147	309	305	5.413
41-50 km	18		64	20	2.652	332	839	16	84	291	4.316
51-100 km	193		42	33	6.838	968	2.138	100	63	1.040	11.415
101-200 km	293				6.099	740	2.105	119		1.423	10.779
201-300 km	649			49	1.072	416	556	102		883	3.727
301 km -	503				991	775	288	210		906	3.673
Sum	1.941	1.013	2.326	540	38.761	4.627	11.393	1.944	1.288	5.215	69.048
% under 50 km	16	92	98	85	61	37	55	73	74	20	57

I beregningerne her vil 45% af person- og varevognstransporterne i IDA 2030 være baseret på el. I Energistyrelsens rapport "Alternative drivmidler i transportsektoren" fra 2007 blev det opgjort, at elbiler vil have en virkningsgrad på ca. 90% efter 2020, og at standardbiler har en virkningsgrad på ca. 25%, målt på fremdrift i forhold til brændselsforbrug [43]. Konkret regnes der i denne analyse derfor med en faktor 3 forbedring af energiforbruget for den del, der overflyttes til elbiler i forhold til konventionelle biler. Selv om der her regnes med en overflytning fra rene standardbiler på benzin, diesel eller bio-ethanol til elbiler, kan det i praksis forholde sig sådan, at en del af disse er plug-in hybridbiler baseret på

f.eks. forbrændingsmotorer kombineret med batterier, som kan dække størstedelen af transportbehovet. Derfor svarer dette til, at 50% af den samlede bilpark er elbiler eller hybrid-biler.

Omkostningerne til denne overflytning beregnes her som de marginale ekstraomkostninger ved at indføre elbiler som erstatning for 45% af den samlede bilpark i 2030. Den samlede bilpark mht. personbiler og varebiler forudsættes at bestå af 2,5 mio. enheder, hvilket er det samme som i dag. De samfundsøkonomiske omkostninger i 2020 og frem er 98.000 DKK/enhed for alm. dieselmotorer og 77.000 DKK/enhed for benzinmotorer [43]. De tilsvarende d&v-omkostninger kan opgøres til 7,7% pr. år, og hertil kommer omkostninger til brændsel. I IDA 2030 erstattes ca. 40% benzinmotorer og 60% dieselmotorer. Omkostningerne til elbiler tager udgangspunkt i samme rapport og er 87.000 DKK/enhed. Dertil kommer d&v-omkostninger, der her er justeret til en batteripris på ca. 250\$/KWh. Med udgangspunkt i "Alternative drivmidler i transportsektoren" [43] og justeringer foretaget som følge af denne batteripris i rapporten "Analysis of power balancing with fuel cells & hydrogen production plants in Denmark (draft-version)" [44], kan d&v-omkostningerne inkl. batteriskift opgøres til 11,2%, for en elbil med en rækkevidde på 150-200 km. Levetiden for ovenstående elbiler og standardbiler er sat til 13 år [44].

I IDA 2030 regnes der med, at 45% af bilparken (1,13 mio. enheder) erstattes, hvilket med ovenstående omkostninger svarer til marginale meromkostninger på ca. 4.2 mia. DKK/år. Med en levetid på 13 år og d&v-omkostninger på 11,2 % er dette implementeret i IDA 2030, hvilket giver en merinvestering på ca. 20,5 mia. DKK. Elforbruget til opladningen af elbilerne forudsættes i IDA 2030 at være fleksibelt i den periode, hvor der ikke er noget transportbehov. I IDA 2030 reduceres forbruget af benzin, diesel og bioethanol som følge heraf fra 135 PJ til 61 PJ. Elforbruget til elbiler bliver 16,6 PJ. I praksis kan en del af disse biler være hybridbiler, og det antages derfor, at de marginale omkostninger ved 45% elbiler også kan repræsentere en situation, hvor en del af den halvdel af bilparken, der omlægges, er hybridbiler.

I IDA 2030 er der implementeret el- og hybridbusser svarende til, at i alt 20% af brændselsforbruget dækkes af el. Der er ikke indregnet ekstraomkostninger som følge heraf. Med udgangspunkt i de marginale meromkostninger for elbiler er det antaget, at meromkostningerne vokser halvt så meget for elbusser som for elbiler. De marginale meromkostninger bliver derfor 468 mio. DKK. I alt skal der således bruges 20,9 mia. DKK på elbiler og elbusser i IDA 2030. Det er vigtigt at have et veludbygget busnet, der kan understøtte udbygningen af jernbanen skitseret nedenfor.

Der indregnes omkostninger til ladestationer til elbiler svarende til to ladestationer pr. bil. Omkostningerne opgøres med udgangspunkt i rapporten "Alternative drivmidler i transportsektoren" [43] til 5.000 DKK/ladestation, med en levetid på 10 år. I IDA 2030 betyder det, at der skal investeres i alt 11,3 mia. DKK eller årligt ca. 1,3 mia. DKK.

Selv om en del af persontransporten er overflyttet til jernbanen i 2050, regnes der fortsat med samme antal biler som i dag. Samlet set dækkes 100 % i 2050 af el og plug-in hybrider. I beregningerne forudsættes det, at hybridbilerne er forsynet med brint, men brint kunne principielt også erstattes af andre brændsler som DME, methanol mv. Brintbilerne er i beregningerne 2,5 gange mere effektive end konventionelle biler [44].

Ud af det samlede transportbehov til biler i IDA 2050 dækkes 80% af elbiler og 20% af brintbilhybrider i beregningerne her. Med ovennævnte udgangspunkt for elbiler, kan de marginale meromkostninger for elbiler nu beregnes til ca. 36,5 mia. DKK i forhold til konventionelle biler med samme levetid og d&v som ovenfor (2 mio. biler). Meromkostningerne for brintbiler og elbiler tager udgangspunkt i rapporten "Analysis of power balancing with fuel cells & hydrogen production plants in Denmark (draft-version)" [44], hvor prisen på en brintbil med 6 KWh hybridisering er opgjort til 126.000 DKK/enhed og d&v til 6%, samt en levetid på 13 år. Med samme fremgangsmåde som ovenfor er de samlede merinvesteringer i 0,5 mio. brintbiler beregnet til 17 mia. DKK, med d&v på 6% og 13 års levetid. Brintbiler forventes at være 2,5 gange så effektive som konventionelle biler. I alt stiger elforbruget til elbiler til 24 PJ, og brintforbruget bliver 7 PJ. Omkostningerne til ladestationer er i IDA 2050 20 mia. DKK eller 2,3 mia. DKK/år.

I IDA 2050 dækker el 25% af brændselsforbruget i busser. Med ovenstående forudsætninger bliver de marginale meromkostninger derfor 585 mio. DKK. I alt skal der således bruges 37 mia. DKK på elbiler og elbusser i IDA 2050.

I IDA 2050 er 25% af lastbilerne og busserne omlagt til brint/DME. Med udgangspunkt i, at disse også er 2,5 gange mere effektive end almindelige lastbiler, kan brint/DME-forbruget opgøres til 4,5 PJ i alt. Omkostningerne herfor er indregnet med udgangspunkt i ovennævnte omkostninger til brintbiler, men med en antagelse om, at de marginale meromkostninger kun er halvt så store i forhold til almindelige lastbiler. Dette svarer til marginale meromkostninger på 5,2 mia. DKK med en levetid på 13 år og d&v-omkostninger på 6%. Samlet set er der altså tale om meromkostninger på 22,2 mia. DKK for brint/DME-køretøjer i IDA 2050.

I IDA 2050 antages det, at brinten kan forsynes med højtemperaturolektrolyse, og at denne kan opbevares i store ståltryktanke. Til højtemperaturolektrolyse fra el til brint til transport er der anvendt en virkningsgrad på 73%. Omkostningerne efter 2020 kan for et sådant anlæg opgøres til 1,9 DKK/MW, levetiden til 20 år og d&v-omkostningerne til 2%, jf. Appendix IV [44]. Der er medtaget tab på 3% som følge af kompression fra et output på ca. 40 bar fra højtemperaturolektrolyse til 430 bar. Dette høje tryk er nødvendigt, hvis brinttanken i bilen opbevarer ved 350 bar. Desuden er der medtaget 5% tab i brintlagre. Dette tab er inkluderet i beregningerne ved at nedsætte virkningsgraden på elektrolyseanlægget til 67,6%. I praksis kan brinten opbevares ved lave tryk for at holde lagringstab og omkostninger nede, hvorefter brinten komprimeres til det nødvendige niveau.

For brintlagre tages udgangspunkt i "Scenarier for en samlet udnyttelse af brint som energibærer i Danmarks fremtidige energisystem" fra 2001 [45]. I IDA 2050 anvendes omkostninger for store stålbrintlagre i beregningerne. Disse opbevarer brint ved 10-15 bar, med et tab på ca. 3% som følge af kompression. Den typiske anlægsstørrelse er 14-28 MWh. Omkostningerne er 40 DKK/GJ eller 144.000 DKK/MWh, levetiden er 30 år og der er ingen d&v-omkostninger opgjort i kilden [45]. I beregningerne her regnes med 5% lagringstab og ikke 3%, hvorfor omkostningerne ikke er ændret pga. forskellen i opbevaringstryk. Det antages i IDA 2050, at d&v-omkostninger er på 0,5% om året af investeringsomkostningerne.

Der er antaget 50% driftstid på elektrolyseanlæggene, svarende til 564 MW-e, og et 63 GWh brintlager, svarende til en uges gennemsnitligt forbrug. Brintlagre antages at ligge i forbindelse med elektrolyse og tankanlæg. Brintlagrene der anvendes, har kun lidt lavere omkostninger end de anlæg, der kan købes i dag. I praksis kan en del af brinten blandes i naturgasnettet, hvilket der ikke er inddraget meromkostninger for her i forhold til referencen. I alt skal der investeres for ca. 1 mia. DKK i elektrolyseanlæg til transport. De årlige investeringsomkostninger kan opgøres til 71 mio. DKK/år, og d&v-omkostningerne er 21 mio. DKK/år. For brintlagre til transport er investeringsomkostningerne opgjort til ca. 9 mia. DKK. De årlige investeringsomkostninger kan opgøres til 463 mio. DKK/år, og d&v-omkostningerne er 45 mio. DKK/år.

11.3 Udbygning af jernbanen

I IDA 2030 er halvdelen af væksten i personbil- og varebiltransporten overflyttet til jernbanen. Dette svarer til ca. 9% af væksten på 18% i referencen. I IDA 2030 er halvdelen af væksten i vejgodstrafikken fra 2008 flyttet fra vej til bane og skib, og samtidig foregår 95 % af togtransporten med elektrisk drevne tog. Kun på enkelte sidebaner vil der stadig være behov for diesel, resten vil være dækket af elektrificering eller hybridteknologi.

Luftfartens indenrigstrafik reduceres til 5% af dagens niveau i perioden frem til 2030, da togene bliver væsentligt mere konkurrencedygtige som følge af bedre infrastruktur og højere fart.

Det antages, at el-tog er en faktor 3 mere effektive end dieseltog, en faktor 6 mere effektive end fly og en faktor 5 mere effektive end personbiler. Overflytningen af gods til banen og til skib øger effektiviteten med en faktor 10. I alt stiger elforbruget til tog fra ca. 0,4 TWh i referencen for 2030 til 2,1 TWh i IDA 2030.

I IDA 2030 omlægges en del af person- og godstransporten på veje ved en investering på i alt 200 mia. DKK i en opgradering af jernbanenettet til højere hastighed, flere regionalbaner, samt nærbaner, letbaner, S-tog og metro, herunder en elektrificering af hovedjernbanenettet og cykelinfrastruktur, bedre godsfaciliteter m.m. [4;46]. Dertil kommer en investering på 3 mia. DKK i cykelinfrastruktur og parker og rejsefaciliteter til både cykler og biler. Omlægningen til højhastighedsjernbanenet (200 km/t) kræver nybygninger på København-Ringsted over Køge, nybygning af højhastighedsbanen over Femern, opgradering af Kastrup St., og kapacitetsudvidelse på Kastrupbanen, Køge-Femern (ny bane + opgradering af eksisterende), overhalingsspor Odense-Fredericia, Vejlefjordbroen (genvej, inkl. tilhørende nyanlægning af baner), ny bane (genvej) Hatting til Skanderborg, ny bane Århus-Randers, opgradering af banen Randers-Aalborg, ny bane Vejle-Billund (Lufthavn)-Herning. Derudover kræves 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 landsdelene 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 8,4 mia. DKK. Ovennævnte investeringer vurderedes i IDA's Energiplan 2030 af Alex Landex at kunne medføre en fordobling af den kollektive trafiks markedsandel af såvel gods- som persontransport.

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. DKK/år, som et konservativt skøn og for København alene og allerede i 2004 i en undersøgelse foretaget af COWI [47]. Differencen i omkostningerne er på 2,7 mia. DKK/ 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.

Visionen, der ligger til grund for planlægningen af det nye Nordhavnskvarter i København er, at den fysiske planlægning over 40 år har muliggjort, at persontransportarbejdet fordeler sig med 1/3 til biltrafik, 1/3 til offentlig transport (tog) og 1/3 til gang og cykel. Dette er muligvis ikke realistisk over hele landet. Derfor er der implementeret en løsning i IDA 2050, hvor andelen af transport, der dækkes af gang/cykel, fordobles i forhold til i dag. Dette kan lade sig gøre, ved at følge eksemplet fra bl.a. Odense og København [48]. For jernbane, herunder letbaner mv., stiger markedsandelen fra ca. 30% til ca. 40% i IDA 2050. Biler dækker således fortsat 50% af behovet. Cykel/gang udgør ca. 5% af persontransportarbejdet i dag, og den kollektive transport udgør 15-20%.

I IDA 2050 er den kollektive trafik endnu mere udbygget end i IDA 2030. Det er meget vanskeligt at opgøre omkostningerne hertil. Elforbruget til jernbanen mere end fordobles. Allerede i IDA 2030 er der regnet med investeringer i store og små infrastrukturanlæg for 203 mia. DKK. Det må imidlertid forventes, at en yderligere udbygning kræver mindst lige så store investeringer. Der kan peges på følgende tiltag, der vil forøge kapaciteten og dækningen med kollektiv trafik: der skal sættes fokus på bystrækningen fra Kolding til Århus, og videre til Aalborg, der i dag er dårligt betjent; kapaciteten på hovedstrækningerne skal udvides, og det bør overvejes hvilke større tiltag, der kan nedbringe rejsetiden mellem de større byer yderligere, samt hvordan sammenhængen er med det europæiske højhastighedsnet. Desuden skal der sættes fokus på de tværgående forbindelser fra vest til øst i Jylland, samt udbygning af betjeningen på Sjælland uden for hovedstadsområdet.

Elforbruget til tog er steget med 1,7 TWh til 2,1 TWh i IDA 2030 med investeringerne på 203 mia. DKK. I IDA 2050 er elforbruget steget til 4,9 TWh. Med dette udgangspunkt er merinvesteringerne fra 2030 til 2050 skønnet til 340 mia. DKK, idet der i denne vision kræves en massiv satsning på el-drevne transporttyper i tråd med ovenstående konkrete infrastrukturforslag, blot mere vidtforgrenet. Imidlertid kan der herved spares omkostninger på nybygning og vedligehold af vejanlæg, hvilket dog ikke er indregnet som en besparelse her. Omkostninger til den videre omlægning til banebåren transport i IDA 2050 skal lægges oveni omkostningerne i IDA 2030, idet denne udbygning ikke er foretaget i referencen for 2050. Dvs. de totale investeringer er på 543 mia. DKK i IDA 2050. Der regnes igen med en levetid på 100 år for halvdelen af investeringen og 30 år for den anden halvdel.

I beregningerne indregnes igen det konservative estimat af, hvad den tid, der tilbringes til transport på vejene, koster samfundet, dvs. 5,7 mia. DKK/år [47]. Omvendt indregnes ikke den gevinst, der kan være tale om, som følge af, at tiden i den kollektive transport kan anvendes til at arbejde. Der er heller ikke indregnet den gevinst, der kan opnås som følge af et lavere investeringsbehov i nye veje. I beregningerne omsættes bruttoinvesteringen på 543 mia. DKK med ovennævnte betragtninger til 328 mia. DKK med en levetid på 30 år. Det skal bemærkes, at hvor investeringerne frem til 2030 er baseret på konkrete projekter, er de yderligere investeringer baseret på skøn, som følge af, at der investeres i kollektiv trafik frem for i nye vejanlæg. Det har ikke været muligt inden for rammerne af IDA's Klimaplan 2050 at skaffe mere præcise informationer om konkrete projekter vedr. udbygning af infrastrukturen til den kollektive trafik.

Jernbanen i IDA 2050 er fuldt elektrificeret, og Danmark indgår fuldt integreret i det europæiske højhastighedsnet, hvilket vil gøre det muligt at nå til Oslo, Stockholm og en række nordtyske byer inden for 3 timer fra København. Det er forudsat, at flytrafikken til disse destinationer er bortfaldet, svarende til omfanget af den nuværende indenrigstrafik i Danmark, men der er ikke indregnet et fald i transportarbejdet i udenrigsflyvningen som følge heraf.

11.4 Effektivisering af flytransporten og skibsfarten

Udenrigslufttrafikken forventes at følge referencen. Den øges generelt med 1,2%, men fra 2020 til 2040 indregnes en forbedring af effektiviteten af nye fly. Producenterne forventer, at fly fra 2020 kan være op til 50% mere effektive end i dag. Dette er allerede indregnet i referencen, hvorfor der ikke er lavet ændringer her, udover for brændselsforbruget i 2050. Imidlertid er det vigtigt at være opmærksom på, at der typisk skal stilles krav til industrien for at opnå de største effektiviseringer.

I IDA 2030 er halvdelen af væksten i vejgodstrafikken fra 2008 flyttet fra vej til bane og skib. Søfarten kan ved gennemførelsen af en række målrettede energispareinitiativer reducere sit energiforbrug med 40 % frem til 2030 og 60% frem til 2050. Bedre teknisk udformning af skibene og operationelle tiltag som fartnedsættelser vil medvirke til, at dette mål nås. Det gælder også for skibsfarten, at der bør stilles krav til forbedringer. Det antages, at en målrettet indsats vil kunne gøre effektiviseringen inden for skibsfarten omkostningsneutral, idet de sparede brændsler mere end opvejer omkostningerne til udviklingen af disse.

11.5 Biobrændsler i transportsektoren

Selvom meget af transporten kan dækkes af el eller af fossile brændsler, til det er muligt at omlægge til el, er det sandsynligvis fortsat nødvendigt med biobrændsler i fremtiden.

I referencen for 2015 dækkes 0,3 PJ af biobrændsler. I referencen for 2030 og for 2050 dækker biobrændsler 5,75%. I beregningerne her er det antaget, at dette er bio-ethanol produceret på IBUS-anlægget beskrevet nedenfor.

I IDA 2030 er en del af biobrændslerne i vejsektoren omlagt til elbiler og plug-in hybridbiler. Derfor falder mængden af biobrændsler til i 4,7 PJ i IDA 2030. I IDA 2050 er anvendelsen af bio-ethanol udfaset og erstattet med el- og hybridbiler baseret på brændsler fra elektrolyse.

Mht. til omkostningerne er der regnet med en omlægning af 3% af bilparken til biler drevet på mindst 85% bio-ethanol i IDA 2030, hvilket er forbundet med en ekstraomkostning på ca. 3% pr. bil, da d&v-omkostninger stiger til 8,2% i ovennævnte benzinbil [43]. Omkostningerne til en standard benzinbil kan opgøres til 77.000 DKK/enhed og 7,7% i d&v-omkostninger. I alt er meromkostningerne beregnet for 64.000 biler. Den samlede merinvestering kan opgøres til 170 mio. DKK og 8,2% d&v-omkostninger med en levetid på 13 år. I referencen anvendes mere bio-ethanol end i IDA 2030. Her indregnes ekstraomkostninger til disse biler på, hvad der svarer til 5,7% af bilparken. Merinvesteringen er i referencen 400 mio. DKK. I referencen for 2015 og i IDA 2015 antages, at mængden af bio-ethanol biler er den samme. Derfor er disse meromkostninger også indregnet i disse energisystemer.

I referencen for 2015 og i IDA 2015 bliver der brugt 9,6 PJ bio-ethanol i vejtransporten. I referencen for 2030 og 2050 bliver der brugt 10,5 PJ i vejtransporten. I IDA 2030 anvendes 4,7 PJ bio-ethanol i vejtransporten. I IDA 2050 anvendes der ikke bio-ethanol i vejtransporten. Imidlertid skal de fossile brændsler på 37,9 PJ i luftfarten erstattes med vedvarende energi i IDA 2050. Det er på nuværende tidspunkt ikke klart, hvilke alternativer der bedst kan erstatte de eksisterende brændsler i luftfarten. Ligeledes står det heller ikke klart, hvor meget af luftfarten, der kan erstattes af internationale højhastighedstog. I IDA 2050 anvendes derfor bio-diesel i luftfarten, idet der dog indregnes 10% tab som følge af, at bio-diesel skal omsættes til flybrændstof. I alt skal der således bruges 33,4 PJ bio-flybrændstof til luftfarten i IDA 2050, hvoraf langt hovedparten er til udenrigsluftfarten.

I IDA's Energiplan 2030 blev der opgjort ressourceforbrug og omkostninger til produktion af bio-ethanol. Biomasseforbrug og omkostninger blev vurderet med udgangspunkt i oplysninger fra Niclas Scott Bentsen, Københavns Universitet, fra Kim Winther, DONG Energy, og Lars Henrik Nielsen, Risø-DTU, om et IBUS-anlæg anno 2006 med følgende data. IBUS-anlægget er bedre end forventet i IDA's Energiplan 2030, da C5 og C6-sukker kan anvendes. Et energiinput på 2.320 TJ halm, 28 GWh el samt 613 TJ damp/varme omsættes til 1.078 TJ ethanol, 1.033 TJ biobrændsel samt 33.000 foder (melasse 70% tørstof). Brændværdien i foderet kan opgøres til 257 TJ, hvilket her ses i forhold til de anvendte biomassemængder.

Det antages, at anlægget placeres i tilknytning til et eksisterende udtagsværk eller et industrielt procesanlæg, 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. 2.320 TJ halm minus 1.290 TJ biobrændsel (1.033+257), lig med netto 961 TJ biomasse minus den mængde ekstra biobrændsel, der skal til for at producere damp og varme: $613 \text{ TJ} / 1,67 = 367 \text{ TJ}$. I alt skal der anvendes netto 1.397 TJ for at producere 1.078 TJ ethanol, svarende til en omsætningsfaktor på 1,3 enheder biomasse pr. enhed ethanol. Hertil kommer et elforbrug på 28 GWh.

En pris på 590 mio. DKK er oplyst for IBUS-anlægget, som desuden vil have driftsudgifter ud over energi på ca. 30 mio. DKK/år. Der regnes med en levetid på 20 år. Hertil kommer købet af enzymer, som er vanskeligt at prissætte, fordi der ikke findes et kommercielt marked for dette køb. 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. DKK/år i år 2006, faldende til ca. 7 mio. DKK/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 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 ($613 \text{ TJ} - 20\% = 490 \text{ TJ} / 1,3 = 377 \text{ TJ}$). Til produktion af 4,7 PJ bio-ethanol i IDA 2030 skal der netto anvendes 6,2 PJ biomasse samt i alt 0,09 TWh el. Den samlede anlægspris er 2,2 mia. kr., levetiden er 20 år og d&v 6,4%. Resultatet er vist i Tabel 18 for IDA 2030.

Tabel 18, Opgørelse af data vedr. IBUS-anlæg anvendt i IDA's Klimaplan 2050 i IDA 2030 energisystemet

		2006	2030	IDA 2030
Halm	TJ	2.320	2.320	10.153
Biobrændsel (inkl. foder)	TJ	-1.290	-1.290	-5.645
Brændsel til damp/varme	TJ	367	377	1.651
Netto biomasseforbrug	TJ	1.397	1.407	6.158
Bio-ethanol	TJ	1.078	1.078	4.717
	TWh			1,31
Faktor (Biomasse/Ethanol)	-	1,30	1,31	1,305
Anlægsomkostning	Mio. DKK	590	500	2.188
Drift og vedligeholdelse	Mio. DKK/year	30	25	109
Køb af enzymer	Mio. DKK/year	42	7	31
Levetid	År		20	20
Elforbrug	GWh	27,8	19,46	85

Med ovenstående udgangspunkt kan omkostningerne og biomasseforbrug til bio-ethanol i de øvrige energisystemer opgøres. For referencen for 2015 og IDA 2015 er biomasseforbruget 12,5 PJ, investeringsomkostningerne er 4,4 mia. DKK, og elforbruget er 0,17 TWh. Tilsvarende for referencen for 2030 er biomasseforbruget 13,7 PJ, investeringsomkostningerne er 4,9 mia. DKK og elforbruget er 0,19 TWh.

Udover bio-ethanol skal der i IDA 2050 anvendes biodiesel i en del busser, tunge lastbiler, samt i søtransporten. I IDA 2050 forventes 25% af brændstofforbruget at være dækket af brint/DME, og de resterende 75% forventes dækket af biodiesel svarende til 25,2 PJ. Hertil kommer forbrug i bustransporten på 5,7 PJ, samt yderligere biodiesel til luftfarten på 34,8 PJ. Der er regnet med, at 96% af biomassebrændværdien er bevaret efter omdannelsen til biodiesel, svarende til, at biomassebehovet hertil bliver 75 PJ. Der er ikke indregnet yderligere omkostninger end tabet på 4% biomasse vedr. produktion af biodiesel i forhold til den almindelige raffinering til diesel. Dog er de samme transport- og håndteringsomkostninger medregnet, som Energistyrelsen anbefaler. Det er antaget, at transportforbruget i Forsvaret er bio-diesel.

11.6 Transportscenarierne

Tiltagene inden for transport kan reducere energiforbruget til transport i IDA 2030 med 22 % i forhold 2008, og i IDA 2050 med 44%. Resultatet af omstillingerne i transportsektoren fremgår af Tabel 19.

Tabel 19, Brændselsforbrug til transport i IDA's Klimaplan 2050

Transporttype	(PJ)	2008	2030	2050	IDA 2030	IDA 2050
Vejtransport	Sum	171,2	184,3	223,4	120,9	68,1
Personbiler	Benzin	81,4	60,9	74,6	27,5	-
	Diesel	12,0	15,5	19,0	7,0	-
	Bio-ethanol	0,3	10,5	10,5	4,7	-
	El	-	-	-	10,7	17,1
	Brint/DME	-	-	-	-	5,1
Varebiler	Benzin	8,0	7,0	8,6	3,2	-
	Diesel	31,6	41,1	50,3	18,5	-
	El	-	-	-	5,9	7,4
	Brint/DME	-	-	-	-	2,2
Busser	Diesel	8,9	11,4	13,9	9,1	-
	Brint/DME	-	-	-	0,8	1,1
	El	-	-	-	-	0,9
	Biodiesel	-	-	-	-	5,7
Lastbiler	Diesel	29,2	38,0	46,5	33,6	-
	Brint/DME	-	-	-	-	3,4
	Biodiesel	-	-	-	-	25,2
Jernbaner		4,2	5,1	4,6	7,7	17,9
Passagertog	Diesel	2,7	3,4	4,2	0,2	-
	El	1,2	1,3	-	6,6	16,9
Godstog	Diesel	0,2	0,3	0,4	0,0	-
	El	0,1	0,1	-	0,9	1,0
Indenrigsluftfart	JP	1,4	1,3	1,3	0,1	-
	Bio-flybr.	-	-	-	-	0,1
Udenrigsluftfart	JP	38,5	37,8	33,4	37,8	-
	Bio-flybr.	-	-	-	-	33,4
Søfart	Diesel	4,5	4,5	4,5	2,8	1,8
	Biodiesel	-	-	-	-	-
Forsvaret	Diesel	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1
	Biodiesel	-	-	-	-	-
SUM		222,0	235,2	269,3	171,5	123,4

12 Landbrug og biomasse

I dette kapitel opgøres et bud på det danske biomassepotentiale til energi- og materialeformål med udgangspunkt i oplysningerne i hovedrapporten. Desuden opgøres omkostningerne til biogas i IDA's Klimaplan 2050, lige som der vises en opgørelse over biomasseforbrug i IDA 2015, IDA 2030 og IDA 2050. For tiltag inden for dette tema, der ikke har betydning for energisektoren, henvises til opgørelsen af CO₂-emissioner i Kapitel 15 og temabeskrivelsen i hovedrapporten.

12.1 Biomassepotentialet til energi og materialer i Danmark

De fleste scenarier og prognoser for anvendelse af biomasse har først og fremmest haft fokus på anvendelse af biomasse til energiformål, herunder el, varme og drivmiddel til transport. Imidlertid skal der også dækkes et behov til fremstilling af materialer, såfremt disse ikke længere skal produceres på fossile brændsler. I takt med, at der fokuseres på behovet for i det hele taget at substituere fossilt baserede råvarer, og ikke kun råstoffer til energiformål, er der kommet fokus på integreret udnyttelse af biomasse. I Tabel 20 er en række opgørelser af de danske biomasseressourcer anvist. Desuden er forbruget for 2006 vist, samt import og dansk produceret biomasse.

Tabel 20, Ressourcer af biomasse til energiformål i Danmark: Forbrug 2006 og forskellige scenarier. Tal er angivet som PJ, forstået som brændværdien af de forskellige former for biomasse.

PJ	Forbrug af danske ressourcer	Import	Dansk potentiale* [49]	Potentiale i IDA Energiplan 2030	IDA Klimaplan 2050
Halm	18	0	55	55	30
Træ	38	16,1	40	40	50
Biomasse til biogas	4	0	40	40	40
Gyllefiberfraktion			0	108	5
Energiafgrøder			0	144	52
Bionedbrydeligt affald	30	0	30	30	30
Alger	-	-	-	-	100
I alt	90	16,1	Ca. 165	417	307

* Ifølge Energistyrelsen

Forskellene i de forskellige potentialer for biomasse for Danmark skyldes forskelle i vurderinger af udbytte, arealstørrelser, halmmængde, afgrøds- og affaldstyper mv. I scenariet for Klimaplanen er alger inkluderet. På linje med energiafgrøder - og måske endda i endnu højere grad - er alger forbundet med væsentlige usikkerheder såvel teknologisk ift. frembringelsen som miljømæssigt ift. vurderingen af de afledte konsekvenser.

Energiafgrøder såsom majs eller roer kan dyrkes uden, at det går ud over den nuværende landbrugsproduktion, dels fordi der samproduceres foder, flydende biobrændsler, fast brændsel og foder, som så ikke skal dyrkes andre steder, dels vha. inddragelsen 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. I forbindelse med udarbejdelsen af IDA's Energiplan 2030 vurderede Claus Felby, Københavns Universitet, at hvis majsens 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.

I IDA's Klimaplan 2050 anvises 100 PJ fra alger, jf. hovedrapporten. Dette er imidlertid forbundet med et stort arealforbrug, jf. hovedrapporten. Der er derfor i baggrundsrapporten ikke taget endelig stilling til balancen mellem anvendelsen af biomasse fra alger og fra energiafgrøder. Denne problemstilling illustrerer imidlertid, hvorfor det er vigtigt at få den størst mulige andel af energisystemet effektiviseret og overflyttet til el-drift.

I IDA's Klimaplan 2050 anvendes biomasse i kraftvarmeværker til produktion af flydende brændsler til transportsektoren i IBUS anlæg, samt i affaldsforbrænding og i industrien. 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.

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 herunder.

12.2 Anvendelse af biomasse

Forbruget af biomasse i IDA's Klimaplan 2050 er opgjort i Tabel 21 fordelt på sektorer. Som det fremgår, skal der i IDA 2050 i alt anvendes ca. 284 PJ til energiproduktion og transportformål. I IDA 2015 og IDA 2030 er den anvendte biomasse henholdsvis 154 og 151 PJ, når der tages højde for, at ca. 59% af affaldet til forbrænding er bio-nedbrydeligt, jf. Energistyrelsens seneste vurdering fra foråret 2009 [1]. For affald er der også visse usikkerheder om indholdet af den bionedbrydelige del, hvorfor ovennævnte 30 PJ potentiale fra den bionedbrydelige del af affaldet også er usikker. Imidlertid er der også andre kilder. Desuden er der visse usikkerheder mht. alger og energiafgrøder. Derfor skal opgørelsen i Tabel 21 mht. affald tages med de nævnte forbehold for, at den endelige fordeling kan være anderledes.

Tabel 21, Anvendelse af biomasse i IDA's Klimaplan 2050.

PJ	2015	2030	2050	IDA 2015	IDA 2030	IDA 2050
Transport	12,5	13,6	13,6	12,5	6,1	75,0
Individuel opvarmning	44,7	41,5	32,9	27,6	3,3	3,1
Industri	11,5	12,5	15,5	41,3	85,1	85,0
Fjernvarmeværk	4,0	2,7	2,7	4,0	4,3	6,5
Decentral CHP	10,3	11,6	11,6	10,3	14,0	28,7
Central CHP	38,8	96,4	96,4	37,4	11,7	41,7
Affaldsforbrænding	21,2	26,2	26,2	21,2	26,2	44,4
Sum	143	204	199	154	151	284

Alt i alt kan IDA 2015 og IDA 2030 således mere end forsynes rent mængdemæssigt med de danske biomassepotentialer. I IDA 2050 er det antaget, at affald til forbrænding udelukkende er bio-nedbrydeligt, da materialefremstilling antages at være baseret på biomasse. Det kan bemærkes, at hvis

det ikke er tilfældet, ændrer det ikke på de endelige konklusioner vedr. målet om 90% nedbringelsen af drivhusgasudslippet, jf. Kapitel 1.

I IDA 2050 kan energisystemet inkl. transport også forsynes med biomassepotentialer rent mængdemæssigt. Imidlertid er de overskydende biomasseressourcer herudover små, og således er der ikke ressourcer til eksempelvis materialeproduktion. I IDA 2050 går en stor del imidlertid til dels udenrigsflytransporten, dels til industrien og dels til affaldsforbrænding. Det bør derfor i fremtiden undersøges:

- Om der udvikles andre brændsler til luftfarten end de biomassebaserede.
- Om en del af udenrigsflytransporten kan dækkes af internationale højhastighedstog.
- Om transportarbejdet i udenrigsluftfarten kan gøres mere effektiv.
- Om transportarbejdet i luftfarten kan reduceres.
- Om endnu mere end anvist her kan flyttes fra brændselsforbrug til industrielle processer til el.
- Om der kan spares yderligere inden for industrien.
- Om en større mængde affald kan genanvendes i stedet for forbrændes.
- Om en del af affaldsressourcen kan omdannes til eksempelvis gasformige biobrændsler, der dels kan opbevares og dels anvendes mere effektivt end i affaldsforbrændingsanlæg.
- Om affaldsforbrænding kan gøres mere fleksibel på anden vis, uden at affaldet blot så bliver brændt af i en kedel.
- Om affaldsforbrænding kan gøres mere effektiv ved at hæve elvirkningsgraden.

Det har ikke været muligt at undersøge ovennævnte teknologiske muligheder inden for rammerne af dette projekt.

12.3 Biogas

Det er ikke realistisk at kunne anvende hele biogaspotentialer inden 2030. Det vurderes, at det er muligt at opnå en anvendelse på 75% af biogaspotentialer, svarende til 32 PJ. I IDA 2050 er der regnet med, at hele potentialer på 40 PJ udnyttes.

Der indregnes ekstraomkostninger til opførsel af biogasanlæg. For omkostninger til biogas er der taget udgangspunkt i Teknologikataloget [14]. Af Teknologikataloget fremgår det, at omkostningerne til transport af gylle fra landbrug til biogasanlæg er omkring 16 DKK/GJ. Hertil kommer d&v af biogasanlæggene. I 2030 vil d&v-omkostningerne være ca. 20 DKK/GJ på små anlæg og ca. 15 DKK/GJ på store biogasfællesanlæg. D&v-omkostninger er altså i alt ca. 33 DKK/GJ. Af Teknologikataloget fremgår det, at investeringsomkostningerne ved store biogasfællesanlæg med en kapacitet på 800 m³ biomasse om dagen er 55 mio. DKK. 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. DKK og levetiden til 30 år.

I forbindelse med udarbejdelsen af IDA's Klimaplan 2050 har ovennævnte tal været sendt i høring hos enkelte eksperter på biogas-området. Tilbage meldingen herfra tyder på, at driftsomkostningerne må forventes at være højere end antaget i Teknologikataloget. På den baggrund er det her valgt at justere driftsomkostningerne for transport fra 16 til 20 DKK/GJ samt driftsomkostningerne på store biogasfællesanlæg fra 15 til 20 DKK/GJ, således at den samlede omkostning bliver 40 DKK/GJ. Desuden

er anlægsomkostningerne opjusteret fra 55 til 70 mio. DKK for et anlæg med en daglig produktion på 500 GJ.

Med udgangspunkt heri er der regnet med investeringer på 12 mia. DKK i IDA 2030 og 15 mia. i IDA 2050. Elforbruget hertil er i IDA 2030 0,2 TWh/år og i IDA 2050 0,27 TWh/år. Det ekstra varmeforbrug hertil er hhv. 1,8 og 2,4 TWh/år.

Det bemærkes, at det er en del af IDA's Klimaplan 2050, at methanudslippet fra biogasanlæg er helt fjernet i IDA 2030 og IDA 2050, jf. hovedrapporten.

13 Energisystemerne i IDA's Klimaplan 2050

Med udgangspunkt i de tre referenceenergisystemer, er energisystemet i IDA 2015, IDA 2030 og IDA 2050 som summen af ovennævnte tiltag gennemgået i de foregående kapitler. Umiddelbart medfører disse tiltag et el-system med store ubalancer mellem forbrug og produktion, som kommer til udtryk i form af et betydeligt el-overløb og tvungen eksport af el. Dermed nedsættes muligheden for at tjene penge ved handel på det internationale el-marked. Med henblik på at skabe større fleksibilitet er der derfor foretaget en række tekniske systemforbedringer af de samlede systemer. Disse ændringer er herefter indarbejdet i IDA's Klimaplan 2050.

I første omgang foretages der justeringer i IDA 2015, herefter i IDA 2030 og herefter igen i IDA 2050. I tabellerne i de enkelte afsnit fremgår både referencen for de enkelte år såvel som resultaterne i IDA's Klimaplan 2050. Bemærk at tiltagene i IDA 2015 tager udgangspunkt i udviklede teknologier, der umiddelbart kan anvendes. IDA 2030 og IDA 2050 inddrager også teknologier, der endnu ikke er fuldt udviklede, og især IDA 2050 kræver store strukturelle ændringer og økonomiske investeringer. Efter justeringerne præsenteres de samlede resultater og andelen af vedvarende energi i de forskellige sektorer.

13.1 Energisystemet i IDA 2015

I Tabel 22 er tiltagene i forhold til IDA 2015 implementeret i referencen. I **trin 1** regnes som udgangspunkt med, at kraftværkerne ikke regulerer efter varmebehovet. Alligevel er energiforbruget her nedbragt fra 228 TWh/år til 209 TWh/år som følge af de besparelser og effektiviseringer, der kan foretages på kort sigt med kendt teknologi. I udgangspunktet er eloverløbet imidlertid steget markant fra 0,3 TWh til 9,2 TWh. Det vil bl.a. være nødvendigt at fjerne kritisk eloverløb ved at nedregulere kraftvarmeverker, anvende el-patroner og i sidste omgang nedregulere vindkraftanlæg. Det er ikke kun vindmøllerne, med en produktion på 15,4 TWh, der er årsag i eloverløbet. Strøm fra affaldskraftvarmeanlæg og industriel kraftvarme bidrager med yderligere 3,1 TWh. Yderligere 7,7 TWh kan nyttiggøres ved at nedregulere produktionen på kraftvarmeverkerne og erstatte denne med kedler, samt ved at anvende 1,4 TWh i el-patroner i kraftvarmeverker. Tilbage er derefter 1,5 TWh, som fjernes ved, at vindmøllerne lukkes ned eller strømmen eksporteres.

I udgangspunktet i trin 1 er der ikke regnet med, at kraftvarmeverkerne regulerer deres elproduktion efter vindkraften (eller markedet). I **trin 2** er kraftvarmeverkerne sat til at regulere deres elproduktion i forhold til vindproduktion og elproduktion fra andre autoproducenter. Som det ses, mindskes eloverløbet markant fra 9,2 til 1,5 TWh/år. Til gengæld øges kedelproduktionen på kraftvarmeverkerne, hvorved brændseffektiviteten mindskes i det samlede energisystem. Dette ses blandt andet ved, at brændselsforbruget korrigeret for el-eksport vokser fra 187 til 195 TWh/år, som det fremgår af Tabel 6.1.

I **trin 3** er der tilføjet 250 MW-e 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 2015 med en investering i varmepumper på 20 mio. DKK pr. MW-e, en levetid på 20 år og en driftsomkostning på 0,2%. Denne omkostning inkluderer

investeringen i anlæg til supplerende varmeoptag for dele af varmepumpekapaciteten. I forvejen er der installeret varmepumper i individuelle husstande, jf. afsnit 9.8.

Tabel 22, Tekniske systemanalyser af IDA 2015

		Referencen	Trin 1	Trin 2	IDA 2015
<i>Input:</i>			Udgangspunkt	Markedsregulering	Store varmepumper
Elforbrug	TWh/år	36,4	28,5	29,9	30,7
Fjernvarmeforbrug	TWh/år	35,3	37,5	37,5	37,5
Individuel opvarmning	TWh/år	23,3	10,0	10,0	10,0
Industri inkl. service & raff.	TWh/år	34,8	32,8	32,8	32,8
Transport (inkl. fly og skib)	TWh/år	62,8	62,8	62,8	62,8
Nordsø, tab, mv.	TWh/år	16,8	8,4	8,4	8,4
Gns. eff. dec. k/v (el/varme)	%	36 / 47	36 / 47	36 / 47	36 / 47
Gns. eff. cen. k/v (el/varme)	%	32 / 52	32 / 52	32 / 52	32 / 52
Gns. eff. kondensværker	%	41	41	41	41
<i>Primær energiforbrug</i>					
Vindkraft	TWh/år	10,4	15,4	15,4	15,4
Solvarme	TWh/år	0,2	0,9	0,9	0,9
Kul	TWh/år	36,6	27,5	17,3	18,0
Olie	TWh/år	94,9	87,3	87,3	87,4
Naturgas	TWh/år	46,4	36,2	36,1	31,8
Biomasse	TWh/år	39,7	41,9	41,9	42,8
Total, inkl. el-eksport	TWh/år	228,2	209,2	199,0	196,3
<i>Nøgletal</i>					
Nettoeksport (eloverløb)	TWh/år	0,3	9,2	1,5	1,4
Total korrigeret for el-eksport	TWh/år	227,5	186,9	195,4	192,9
Kondens-el i % af el-behov	%	22	6	6	7
Kedler i % af fjernvarme-behov	%	15	9	31	19
CO ₂ -emission	Mio. ton	47,4	40,2	36,7	36,0
Korrigeret CO ₂ -emission	Mio. ton	46,0	33,1	34,6	34,0

Med ovennævnte tiltag og de trin, hvor i gennem systemet tilpasses, som vist her, kan det ukorrigerede energiforbrug nedbringes til 196 TWh, svarende til 707 PJ i IDA 2015. I 2015 påregnes ikke initiativer inden for transportsektoren, men fjernvarmenettet udvides, og der investeres i vedvarende energi, individuelle og store varmepumper, samt energibesparelser. CO₂-udledningen kan nedbringes til ca. 36 mio. ton i IDA 2015 fra 47 mio. ton i referencen samme år (ukorrigeret). Resultaterne af ovennævnte trin fremgår af Fig. 16 for IDA 2015.

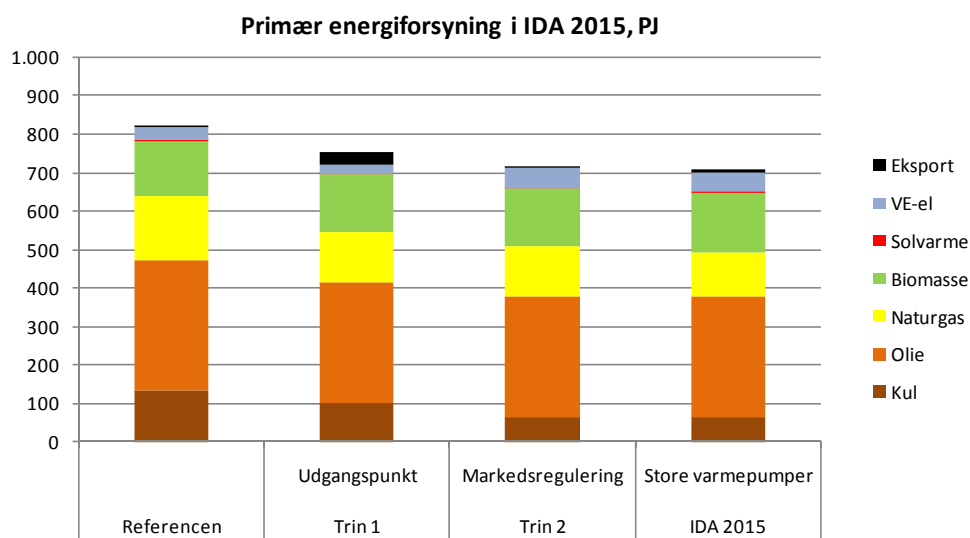


Fig. 16, Fordelingen mellem brændsler i IDA 2015 og illustration af forbedringerne gennem tekniske tilpasninger af systemet.

13.2 Energisystemet i IDA 2030

Ligesom for år 2015, er tiltagene i IDA 2030 indført i Energistyrelsens referenceenergisystem. I energisystemet for 2030 er der foretaget samme justeringer som ovennævnte. Dog er andelen af store varmepumper i fjernvarmeområder hævet fra 250 MW-e i IDA 2015 til 450 MW-e i IDA 2030. De første tre trin i justeringerne har samme type effekter her som i 2015 beskrevet ovenfor.

I IDA 2030 er der gennemført tre trin yderligere. Dels fordi ubalancerne i højere grad påkræver, at systemet indrettes til det, dels fordi der er implementeret nye teknologier i IDA 2030, der giver mulighed for at øge fleksibiliteten. Alle seks trin og data for de konkrete konsekvenser for energisystemet kan findes i Appendiks VI. Resultaterne af gennemførslen af alle trin fremgår af Fig. 17 for IDA 2030.

I omlægningens første tre trin reduceres energiforbruget i IDA 2030 fra 187 til 162 TWh. Eloverløbet er dog fortsat højt på 6,3 TWh. Derfor gennemføres i **trin 4** fleksibelt elforbrug, således at i alt 15% af elforbruget i husholdninger, industri og erhverv er fleksibelt. 7,5% er fleksibelt inden for et døgn og 7,5% inden for en uge. Det er vanskeligt at opgøre omkostningerne ved fleksibelt elforbrug. Her er medtaget omkostninger svarende til en investering skønsmæssigt sat til 500 mio. DKK med en levetid på 20 år og med 1% i ekstra driftsomkostninger. Med fleksibelt elforbrug reduceres behovet for kraftværkskapacitet med 570 MW. Værdien heraf er medtaget i de samfundsøkonomiske beregninger. Dette har ikke den store effekt på det samlede brændselsforbrug, men kan reducere eloverløbet med 1,0 TWh.

I udgangspunktet lades elbilerne op, når de ikke kører på vejene; upågtet, at dette ikke er særligt hensigtsmæssigt, når der er rigtig mange elbiler. I **trin 5** gennemføres et tiltag, hvor elbilerne lader op, når vinden blæser (eller når strømmen er billig), og så vidt muligt ikke aftager strøm i timer med spidslastbehov. Dette er selvsagt under den forudsætning, at bilerne skal være opladet, så de kan dække

transportbehovet. Konkret er der igen regnet med 45% af 2,5 mio. biler. Der er regnet med en kapacitet pr. bil på 18 kW [44]. I alt er der en kapacitet på ca. 20 GW. Den samlede bilkapacitet kan selvsagt ikke lades op samtidig, og det vil heller ikke være tilfældet i praksis. I modsætning til hvad man kunne forvente, viser erfaringer fra USA, at kun 20% af alle biler er på vejene, når der er myldretid. Den samme procentdel er anvendt i beregningerne her. Der regnes med, at 70% af alle biler er tilsluttet nettet, når de er parkeret [50]. Der er ikke indregnet ekstraomkostninger, da der i forvejen er indeholdt omkostninger til to ladestationer pr. bil, jf. afsnit 11.2. I trin 5 er det muligt at nedbringe energiforbruget yderligere, men dette tiltag, har også en væsentlig effekt på eloverløbet, der falder fra 5,3 TWh efter trin 4 til nu 3,8 TWh.

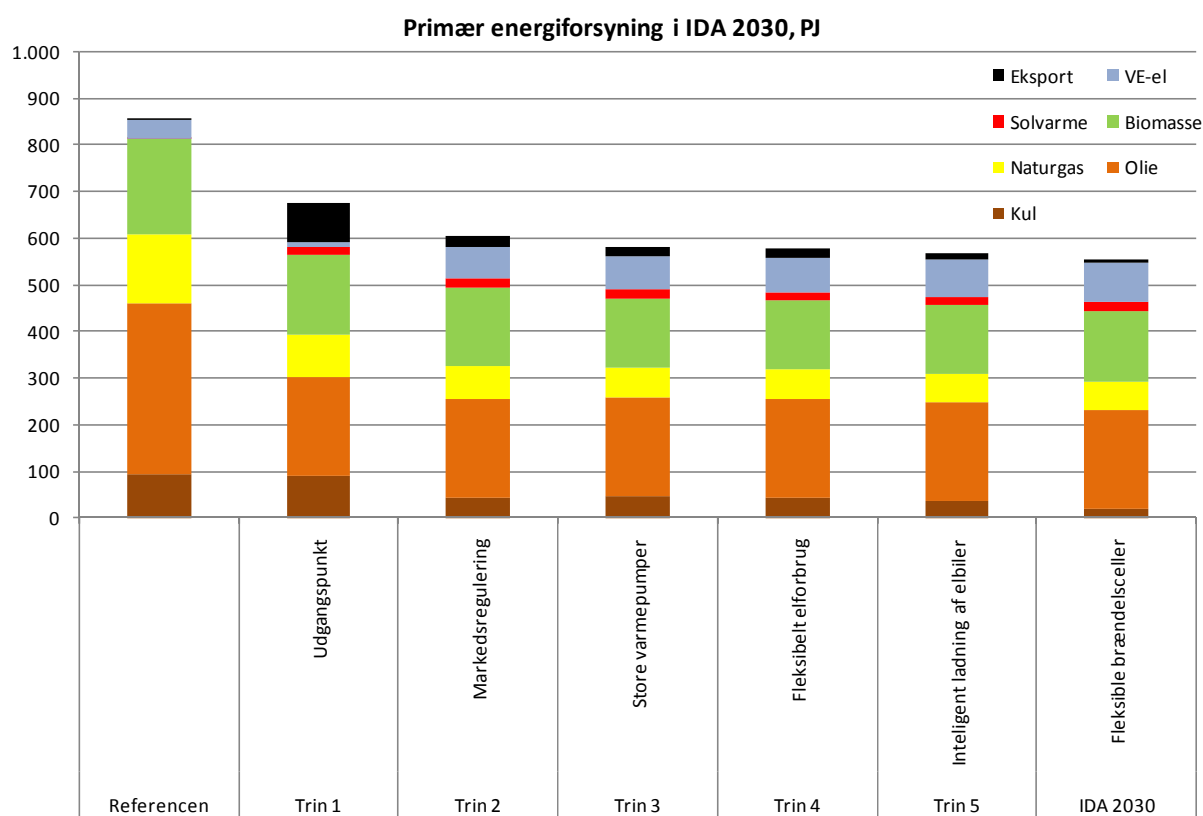


Fig. 17, Fordelingen mellem brændsler i IDA 2030 og illustration af forbedringer opnået gennem tekniske tilpasninger af systemet.

I referencen regnes der med, at de store damp turbineværker skal holdes på en samlet minimumsproduktion på 450 MW for at kunne indgå i den løbende regulering af el-nettet. Sådanne tekniske begrænsninger gør sig imidlertid ikke gældende for brændselscellekraftvarmeværkerne installeret i IDA 2030, jf. afsnit 8.6. Sådanne værker kan potentielt regulere meget hurtigt fra nul til fuld kapacitet, langt hurtigere end de nuværende damp turbine. I kombination med, at der allerede nu bliver stillet krav til vedvarende energianlæg, såsom vindmøller, vedr. systemydelse i form af frekvens og spænding, er dette minimumskrav fjernet i **trin 6**. Teknologier som elbiler og fleksibelt forbrug kan også være en del af denne løsning. I IDA 2030 kan energiforbruget reduceres til ca. 154 TWh og eloverløbet til 1,8 TWh, mens CO₂-udledningen kan nedbringes fra 44 mio. ton i referencen for 2030 til 21 mio. ton i IDA 2030 (ukorrigeret).

13.3 Energisystemet i IDA 2050

I IDA 2050 er alle ovennævnte trin også gennemført. Her er resultatet, at det samlede brændselsforbrug kan falde fra 160 i udgangspunktet til 124 TWh efter trin 6. I IDA 2050-energisystemet er der væsentligt mere vedvarende energi fra fluktuerende kilder end i IDA 2030. Derfor stiller integrationen af denne energi også større udfordringer til systemet. Dette afspejler sig i høj grad ved, at eloverløbet efter trin 6 stadig er på 2,3 TWh. Alle data for de konkrete konsekvenser, som justeringerne i IDA 2050 har haft for energisystemet, kan findes i Appendiks VI. Resultaterne af gennemførslen af alle trin fremgår af Fig. 18 for IDA 2050.

I IDA 2050 er målet, at hele energisystemet er baseret på vedvarende energikilder. Samtidig er biomasse en begrænset ressource, der ikke vil kunne dække hele energibehovet, selv hvis der gennemføres massive besparelser. I IDA 2050 installeres derfor elektrolyseanlæg til produktion af brint til kraftvarmeanlæg i *trin 7*. Konkret er der installeret 600 MW-e elektrolyseanlæg fordelt med 200 MW-e på decentrale kraftvarmeværker og 400 MW-e på centrale kraftvarmeværker. Der installeres desuden i alt 101 GWh brintlager, svarende til, at ovennævnte elektrolyseanlæg kan køre på fuld kapacitet i en uge.

I IDA 2050 antages det, at brinten kan forsynes med højtemperatur elektrolyse. Det antages, at brinten opbevares i store ståltryktanke. Til højtemperatur elektrolyse er der anvendt en virkningsgrad på 73% fra el til brint. Desuden anvendes varmeproduktionen fra anlægget, således at i alt 7,5% kan anvendes i fjernvarmenettene.

For brintlagre tages igen udgangspunkt i "Scenarier for en samlet udnyttelse af brint som energibærer i Danmarks fremtidige energisystem" fra 2001 [45]. Store ståltryktanke opbevarer brint ved 10-15 bar, med et tab på ca. 3% som følge af kompression. Den typiske anlægsstørrelse er 14-28 MWh. Omkostningerne er 40 DKK/GJ eller 144.000 DKK/MWh, levetiden er 30 år, og der er ingen d&v-omkostninger opgjort i kilden [45]. I beregningerne her regnes med 5% lagringstab og ikke 3%. Det antages i IDA 2050, at d&v-omkostninger pr. år svarer til 0,5% af investeringsomkostningerne i stedet for 0.

Omkostningerne efter 2020 kan for elektrolyseanlæg opgøres til 1,9 DKK/MW, levetiden til 20 år og d&v-omkostninger til 2%, jf. Appendiks IV [44]. Der er medtaget tab i brintlagre svarende til 5%. Dette tab er inkluderet i beregningerne ved at nedsætte virkningsgraden på elektrolyseanlægget til 69%. Ligesom for produktionsanlæggene til transport, antages brintlagre at ligge i forbindelse med elektrolyse og tankanlæg. I praksis kan en vis del anvendes i naturgasnettet, hvilket der dog ikke er inddraget meromkostninger for her i forhold til referencen. I alt skal der for trin 7 i IDA 2050 investeres 1,1 mia. DKK i elektrolyseanlæg. De årlige investeringsomkostninger kan opgøres til 76 mio. DKK/år og d&v-omkostninger til 22 mio. DKK/år. For brintlagre er investeringsomkostningerne opgjort til 14,5 mia. DKK. De årlige investeringsomkostninger kan opgøres til 740 mio. DKK/år og d&v-omkostninger til 73 mio. DKK/år. Disse elektrolyseanlæg og brintlagre lægges oveni de anlæg, der er installeret til transport, jf. afsnit 11.2. I alt investeres der 2,1 mia. DKK i elektrolyseanlæg og 23,6 mia. DKK i brintlagre.

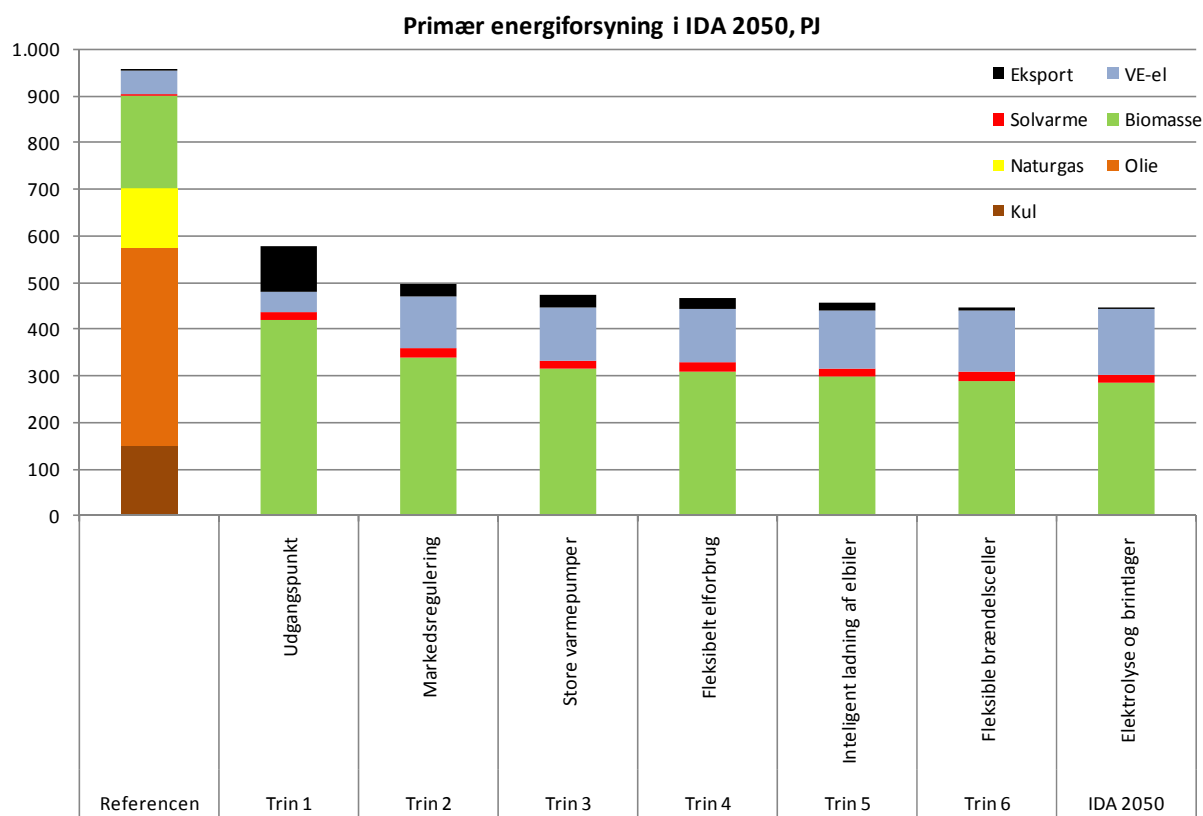


Fig. 18, Fordelingen mellem brændsler i IDA 2050 og illustration af forbedringerne opnået gennem tekniske tilpasninger af systemet.

I alt produceres 5,1 TWh brint inkl. 3,29 TWh brint til transport. I trin 7 reduceres behovet for biomasse med 1,2 TWh i IDA 2050. Totalt falder forbruget fra 124 TWh til 123 TWh. Eloverløbet falder derimod fra 2,3 TWh til 0,3 TWh. Bemærk, at dette tiltag er forholdsvis ineffektivt i forhold til de øvrige justeringer. Dette ses i forholdet mellem reduktionerne i eloverløbet og reduktionerne i brændselsforbruget. Drivhusgasserne fra energisektoren er fjernet i IDA 2050. Der henvises dog til Kapitel 14 vedr. udledninger, hvis affaldsforbrændingen ikke er CO₂-neutral. Vedr. biomasseforbruget i forhold til potentialet henvises til Kapitel 12.

13.4 Samlede resultater for brændselsforbrug og vedvarende energi

De samlede resultater af de tekniske analyser fremgår af Fig. 19. I disse energisystemer er vedvarende energi integreret på de forskellige forsyningsområder. I Tabel 23 til Tabel 25 er procenter for vedvarende energi opgjort for alle referenceenergisystemerne og for IDA-energisystemerne.

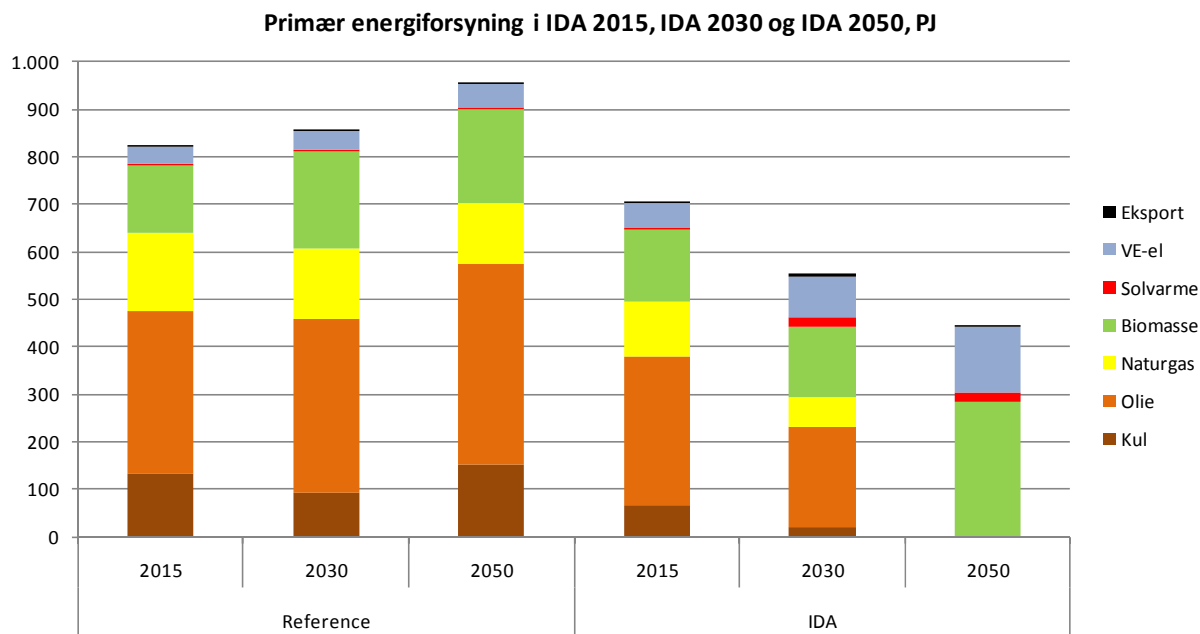


Fig. 19, Fordelingen mellem brændsler i referenceenergisystemerne og i IDA's Klimaplan 2050.

Tabel 23, Vedvarende energis (VE) procentdel af elproduktionen.

VE i elproduktion	2008	2015	2030	2050	IDA 2015	IDA 2030	IDA 2050
Vindmøller	19%	28%	28%	27%	48%	67%	63%
- heraf landvindmøller	16%	18%	16%	13%	28%	36%	25%
- heraf offshorevindmøller	3%	10%	12%	14%	20%	31%	38%
Bølgekraft	0%	0%	0%	0%	0%	4%	5%
Solceller	0%	0%	0%	0%	0%	3%	9%
Biomasse	11%	17%	32%	26%	19%	11%	22%
- heraf kraft- og kraftvarme	8%	13%	28%	23%	15%	4%	15%
- heraf affaldsforbrænding	3%	4%	4%	3%	4%	4%	5%
- heraf industriel CHP	0%	0%	0%	0%	0%	3%	2%
Syntetisk brændsel	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%
Total af elproduktion	30%	45%	60%	53%	67%	85%	100%
Total produktion (TWh)	36,54	36,74	41,84	51,54	32,1	34,8	50,36
Total forbrug (TWh)	36,35	36,42	41,72	51,48	30,67	33,04	50,11
Total diff. (TWh)	0,19	0,32	0,12	0,06	1,43	1,76	0,25

Af Tabel 23 fremgår, hvor stor en andel af elproduktionen, der udgøres af vedvarende energi. Det er værd at bemærke, at for f.eks. vindmøller gælder det, at produktionen stiger i hele perioden både i referencen og i energisystemerne i Klimaplanen. Imidlertid stiger elforbruget også, hvilket afspejles i, at procentsatsen samlet set bliver mindre. Elforbruget fremgår af Tabel 9.

Af Tabel 24 fremgår den vedvarende energis procentdel af varmeforsyningen, både mht. individuelle forsyningsteknologier og mht. fjernvarme. For de teknologier, hvor der indgår et elforbrug, er årsgennemsnittet for vedvarende energi i elproduktionen anvendt, som præsenteret ovenfor. Dette gælder f.eks. for den del af el-produktionen, der går til varmepumper.

Tabel 24, Vedvarende energis (VE) procentdel af varmeproduktionen.

Ind. forsyning, varmebehov	2008	2015	2030	2050	IDA 2015	IDA 2030	IDA 2050
Solvarme	1%	1%	3%	3%	4%	23%	23%
Varmepumpe	4%	9%	14%	17%	35%	65%	67%
Biomasse	47%	46%	50%	48%	43%	10%	10%
Total af ind. behov	51%	56%	67%	68%	83%	98%	100%
Total behov ind.	22,90	22,00	19,53	16,28	14,69	9,29	8,78

Fjernvarmeproduktion	2008	2015	2030	2050	IDA 2015	IDA 2030	IDA 2050
Solvarme	0%	0%	0%	0%	1%	8%	8%
Varmepumpe	1%	0%	0%	0%	10%	24%	25%
Elpatron	0%	0%	0%	0%	2%	1%	1%
Biomasse	25%	26%	35%	35%	24%	39%	66%
- heraf kraftvarme	6%	12%	19%	19%	11%	3%	9%
- heraf kedel	7%	3%	3%	3%	3%	16%	26%
- heraf affaldskraftvarme	11%	10%	13%	13%	10%	15%	25%
- heraf industriel CHP	0%	0%	0%	0%	0%	5%	6%
Syntetisk brændsel	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Total af fjernvarme behov	25%	26%	35%	35%	37%	71%	100%
Total produktion	36,70	36,10	35,52	35,53	38,04	40,63	40,79
Total produktion til fjv.kunder	35,87	35,28	34,06	34,06	37,49	37,72	37,28
Total varmebehov (an forbruger)	26,90	27,87	26,91	26,91	29,62	29,80	29,45
Solvarme af totalforbrug	0%	0%	1%	1%	2%	11%	11%

Af Tabel 25 fremgår andelen af vedvarende energi i energisystemernes delelementer og i de totale systemer. I energisystemerne i Klimaplanen, hvor elforbrug indgår i varmeforsyning og i transport, er årsgennemsnittet anvendt til at beregne procentdelen af vedvarende energi. Dette gælder f.eks. elbiler i transporten.

Tabel 25, Vedvarende energis (VE) procentdel af delelementer i energisystemet.

	2008	2015	2030	2050	IDA 2015	IDA 2030	IDA 2050
El	30%	45%	60%	53%	67%	85%	100%
Fjernvarme	25%	26%	35%	35%	37%	71%	100%
Individuel opvarmning	51%	56%	67%	68%	83%	98%	100%
Transport	0%	6%	6%	5%	6%	16%	100%
Fjernvarmeværk	45%	39%	27%	27%	39%	66%	100%
Decentral CHP	10%	18%	22%	22%	25%	59%	100%
Central kraft- og kraftvarme	13%	21%	50%	38%	31%	33%	100%
Affaldsforbrænding	59%	59%	59%	59%	59%	59%	100%
Total af system	16%	22%	29%	25%	30%	47%	100%

I IDA's Klimaplan 2050 er der konstrueret et energisystem, der er baseret på 100% vedvarende energi. Resultatet er, at et sådant system er muligt, men at balancen mellem et stort forbrug af biomasse og store mængder el til direkte anvendelse eller til produktion af syntetiske brændsler fortsat udgør en udfordring. Her er der lavet et bud på denne balance.

Frem mod et 100% vedvarende energisystem skal der gennemføres yderligere besparelser og indføres mere vedvarende energi end i IDA 2030. I både IDA 2015 og IDA 2030 er der tilstrækkelige nationale biomasseressourcer. Imidlertid repræsenterer biomasse en udfordring i 2050-energisystemet, hvor der i Klimaplanen anvendes 284 PJ biomasse. Denne mængde kan potentielt forsynes med nationale ressourcer, men omvendt levner en sådan anvendelse ikke mange ressourcer til evt. materialeproduktion. Det er således en udfordring i fremtiden, om en større del af brændselsforbruget i industri og flytransport kan overgå til direkte eller indirekte eldrift, eller om der kan gennemføres yderligere besparelser.

Det skal understreges, at det ikke er noget mål i Klimaplanen, at der ikke skal handles med biomasse internationalt. Klimaplanen giver dog mulighed for, at Danmarks nuværende afhængighed af import af olie og naturgas ophører og ikke blot erstattes af en afhængighed af import af biomasse, når vi ikke har flere olie- og naturgasressourcer tilbage i Nordsøen.

14 Udslip af drivhusgasser i IDA's Klimaplan 2050

Bidragene fra energisystemerne præsenteret i de foregående kapitler skal ses i sammenhæng med udslip fra andre sektorer. I dette kapitel opgøres de samlede reduktioner i Klimaplanen i 2015, 2030 og 2050. Målet i IDA's Klimaplan 2050 er, at udslippet af drivhusgasser skal reduceres med 90% i år 2050 sammenlignet med emissionerne i år 2000. Her er drivhusgasserne omregnet til CO₂-ækvivalenter. I år 2000 svarede den samlede emission (korrigeret) til 72 mio. tons CO₂-ækvivalenter, hvoraf 54 ton kom fra energi, mens 18 kom fra landbrug og industrielle processer. Herudover kommer ekstrabidraget fra luftfarten, som ikke er indregnet i disse tal.

14.1 Tiltag ud over ændringer i energisystemet

Ifølge DMU er industriens samlede drivhusgasbidrag opgjort til 25 mio. tons i år 2007. Heraf svarer den del, der ikke allerede indgår under energiproduktion, jf. de forrige kapitler, til 4,2 mio. tons CO₂-ækvivalenter/år inkl. udledninger fra lossepladser.

Tabel 26, Udledning af drivhusgasser fra industrielle processer i 2007.

	Tons	Tons CO ₂ -ækv.
CO ₂ -emissioner fra industrielle processer	2.062.000	2.062.000
CH ₄ -emissioner fra industrielle processer	4.650	97.650
N ₂ O-emissioner fra industrielle processer	10	3.100
F-gas-emissioner fra industrielle processer	885.710	885.710
CH ₄ -emissioner fra lossepladser	54.900	1.152.900
Sum		4.201.360

Ifølge en opgørelse til FN af de danske drivhusgasemissioner i 2005, forventes det, at udslippet af F-gasser reduceres med ca. 80% fra 2015 og frem [51]. Derfor reduceres det totale udslip fra industrielle processer inkl. lossepladsgasser til 3,5 mio. ton CO₂-ækvivalenter. Der findes flere muligheder for at nedbringe CO₂-udslippet fra cementproduktionen. Ud af de 2 mio. ton fra industrielle processer stammer ca. 1,7 mio. ton CO₂ fra cementproduktion. Denne udledning kan reduceres ved at anvende cement mere effektivt, bruge alternativer, anvende andre materialer end kalksten, øge effektiviteten af produktionen mv. [52]. Her er der implementeret 20% besparelser ved at tilsætte fintmalet glaspulver, baseret på forskningsresultater fra Aalborg Universitet. Imidlertid kunne andre eller flere tiltag implementeres. De 20% reducerede udslip fra drivhusgasser er implementeret fra 2030 med 350.000 ton i årlige CO₂-besparelser. Der er ikke fundet anledning til eller muligheder for at ændre andre af disse udledninger frem til 2050.

For landbrug svarer den samlede emission af drivhusgasser til 12 mio. tons/år ud over den del, der er omfattet af den samlede energiproduktion, som er beskrevet i de foregående kapitler. De energirelaterede udslip kan opgøres til 7 mio. ton/år. Disse 19 mio. ton/år foreslået reduceret med 11,7 mio. ton/år gennem reduceret fødevarerproduktion, ændrede kostvaner, samt forbedret landbrugspraksis og øget økologisk drift. I praksis er dette implementeret her med udgangspunkt i kapitlet om landbrug fødevarer og materialer i hovedrapporten. De 19 mio. ton CO₂-ækvivalenter er fratrasket 7 mio. ton pga. forbedret landbrugspraksis og omlægninger. Yderligere fratrækkes de 7 mio. ton, der er direkte

energirelaterede, og som er behandlet i de ovenstående kapitler. Herudover kan 4,7 mio. relateres til mindre spild (1,2 mio. ton) og ændrede kostvaner (3,5 mio. ton). Det antages, at denne reduktion medfører en besparelse på 3 mio. ton på landbrugsjorden (svarende til 12/19-dele). Samlet set giver dette reduktioner på 10 mio. ton CO₂-ækvivalenter fra landbruget, eksklusiv de energirelaterede udledninger. I IDA's Klimaplan 2050 tænkes dette implementeret, så hhv. 10% af dette er gennemført i år 2015 og 50% i år 2030. Reduktionerne kommer fra et reduceret fødevarerspild, ændrede kostvaner, samt forbedret landbrugspraksis og øget økologisk drift.

I forhold til CO₂- emissioner fra fly kan der argumenteres for, at disse pga. øvrige emissioner skal tælle mere end deres direkte CO₂-udledning. Præcist hvor meget mere er der ikke konsensus om, og tallet kan forbedres ved en direkte indsats. Der er i den forbindelse nævnt faktorer på mellem 1,7 og 5 på almindeligt flybrændstof. Dette forhold indregnes her som et ekstra bidrag, svarende til at CO₂- emissionen fra luftfart tæller en faktor 2. Hvis denne betragtning anlægges, skal tallet for år 2000 justeres op til 74,5 mio. tons CO₂-ækvivalenter ud fra følgende betragtning. I år 2000 afbrændte Danmark ca. 34,8 PJ primært Jet Petrol i forbindelse med indenrigs- og udenrigsluftfart. Med en CO₂- emission på 72 kg/GJ svarer det til en emission på 2,5 mio. tons CO₂-ækvivalenter. En tilsvarende korrektion er foretaget for de øvrige år.

Den tekniske udfordring med at udvikle og fremstille alternative brændstoffer, der er egnet til fly, er stor. Det kan være svært at afgøre, om konventionelt flybrændstof er mere miljøvenligt end et alternativt. Spørgsmålet er, om kondensskyerne inkl. cirrusskyer bliver kraftigere på grund af flere partikler og vanddamp ved nye brændstoftyper. Fly drevet af hydrogen medfører 2,6 gange mere vanddamp ifølge IPPC. I en prognose vil det være rimeligt at antage, at alternativt bio-brændstof til fly i fremtiden ikke vil være væsentligt forskelligt fra konventionelt brændstof, jf. hovedrapporten. Klimaeffekten kan derfor antages at være dobbelt så stor som effekten fra det CO₂, der udledes i forbindelse med afbrændingen af det alternative biobrændstof. I IDA 2050 anvendes bio-flybrændstof, jf. afsnit 11.5. Hvis ovennævnte faktor anvendes efter denne metode, bliver resultatet 2,4 mio. tons CO₂-ækvivalenter.

14.2 Resulterende udslip af drivhusgasser

Resultatet af ovenstående betragtninger vedr. udslip fra industrielle processer og fra fly fremgår sammen med resultatet for energiforsyningen i IDA's Klimaplan 2050 af Tabel 27. Desuden fremgår udslippene i 2000 og i referencen for 2008-2050.

Tabel 27, CO₂-ækvivalenter i 2000 og i referencen for 2008-2050, samt i IDA's Klimaplan 2050

CO ₂ -ækv. (mio. ton/år)	Reference					IDA's Klimaplan 2050		
	2000	2008	2015	2030	2050	2015	2030	2050
Energi	54,0	52,5	47,4	44,4	53,1	36,0	21,0	0,0
Landbrug	13,8	12,0	12,0	12,0	12,0	11,0	7,0	2,0
Industri	4,2	4,2	3,5	3,5	3,5	3,5	3,1	3,1
Sum	72,0	68,7	62,9	59,9	68,5	50,5	31,1	5,2
Fly (ekstrabidrag)	2,5	2,9	3,3	2,8	2,5	3,3	2,7	2,4
Sum inkl. fly ekstrabidrag	74,5	71,6	66,1	62,7	71,0	53,8	33,9	7,6

Ved de omlægninger i energisystemet og inden for landbruget, som foreslås i IDA's Klimaplan 2050, kan CO₂-emissionerne frem til 2050 reduceres til 7,2% af emissionerne i år 2000. Hvis ekstrabidraget fra fly indregnes, er reduktionen på 10,2% i 2050. Resultatet fremgår af Tabel 27 inkl. ekstrabidraget fra fly.

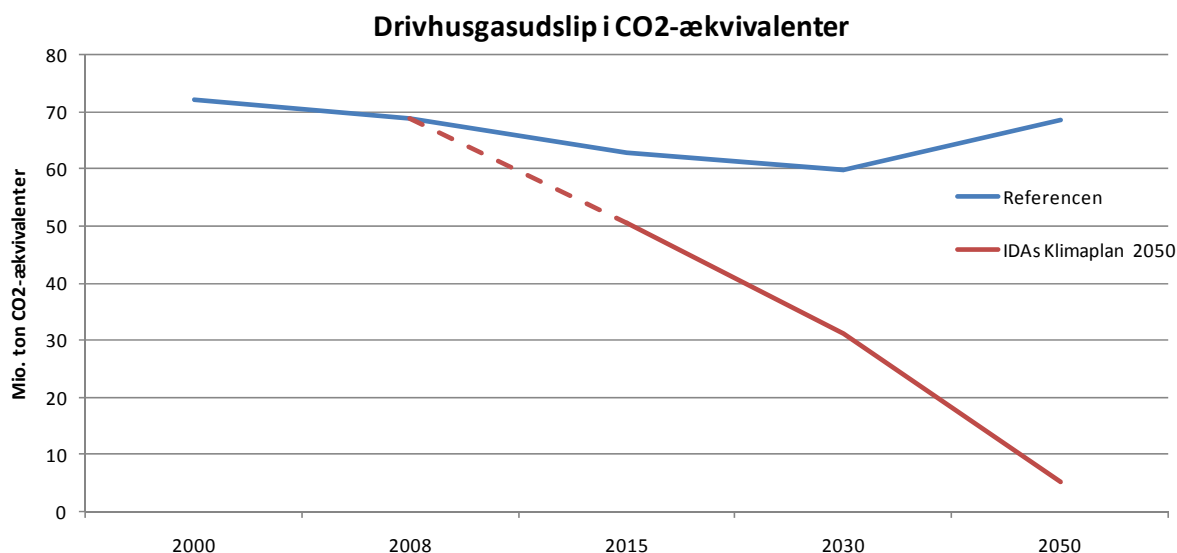


Fig. 20, Udslippet af drivhusgasser i referenceårene og i IDA's Klimaplan 2050.

14.3 Følsomhedsanalyser

I disse beregninger er det en forudsætning, at affald er CO₂-neutralt i 2050 og ikke har et CO₂-udslip på 32,5 kg/GJ, som anbefalet af Energistyrelsen [1]. Materialer vil her blive genanvendt eller vil være baseret på biomasse. Hvis dette ikke er tilfældet, stiger udledningen med ca. 1 mio. tons CO₂. Udslippet reduceres hermed til 9,0% i forhold til 2000 og 11,9%, hvis ekstrabidraget fra fly indregnes. Det bør også nævnes, at udslippet af metan fra biogasanlæg skal være helt ophørt i 2050, jf. hovedrapporten.

Hvis det ikke lykkes at lave de foreslåede kostomlægninger, vil CO₂-udledningerne stige med ca. 3,5 mio. ton. Herved bliver CO₂-emissionerne i 2050 reduceret til 12,0% af niveauet for år 2000. Hvis ekstrabidraget fra fly indregnes, reduceres udslippet til 14,9% af niveauet for år 2000 i 2050.

15 Samfundsøkonomisk vurdering af energisystemerne

I dette kapitel er den samfundsøkonomiske konsekvensvurdering af IDA's Klimaplan 2050 præsenteret. Den samfundsøkonomiske vurdering omfatter en vurdering af det samlede energisystem. Herforuden er der foretaget en vurdering af systemernes evne til at handle med el på Nord Pool under forskellige forudsætninger. Der er desuden foretaget følsomhedsanalyser af de samfundsøkonomiske resultater. De generelle forudsætninger i analyserne her, er præsenteret i Kapitel 5. Der præsenteres resultater for både 2015, 2030 og 2050. Det skal understreges, at opgørelsen af de samfundsøkonomiske konsekvenser er forbundet med de forudsætninger, der er beskrevet i de foregående afsnit. Der er væsentlige usikkerheder forbundet med opgørelsen af de samfundsøkonomiske omkostninger ved IDA 2050, som er baseret på 100% vedvarende energi.

15.1 Overordnet samfundsøkonomisk vurdering af IDA 2015 og IDA 2030

I dette afsnit er referencens samlede samfundsøkonomiske omkostninger opgjort og sammenlignet med IDA 2015, IDA 2030 og IDA 2050 hvad angår de tre brændselsprinsniveauer samt de to CO₂-omkostninger. Resultaterne for 2015 og 2030 er illustreret i Fig. 21, baseret på de centrale brændselsprisanbefalinger fra Energistyrelsen, svarende til 122\$/tønne olie, og en CO₂-handelspris på 229 DKK/ton.

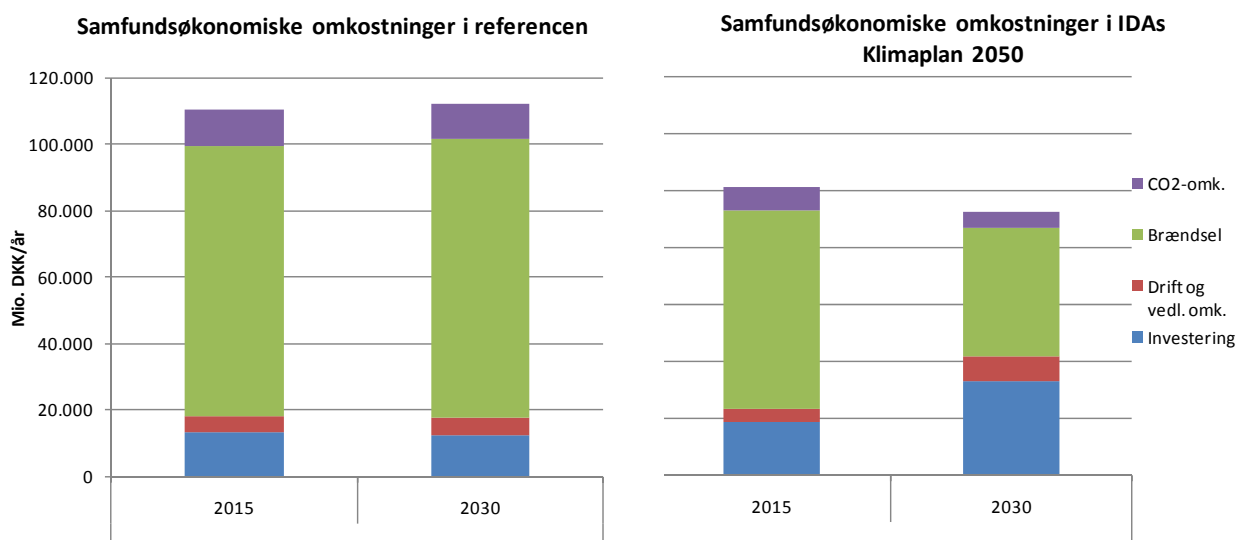


Fig. 21, Samfundsøkonomiske omkostninger i referenceårene 2015 og 2030, samt for IDA 2015 og IDA 2030.

Omkostningsopgørelsen er i første omgang vist for et lukket system uden handel eller udveksling med el på Nord Pool. Dette er gjort for at kunne vise nettoværdien af at handle med el under forskellige relevante forudsætninger. De yderligere gevinster ved elhandel med nabolande er opgjort i afsnit 15.3.

Det generelle billede er, at Danmark med både IDA 2015 og IDA 2030 opnår en væsentligt bedre økonomi end i referencen. I 2015 og 2030 er differencen mellem IDA's energisystemer og de tilsvarende referencer med de centrale brændsels- og CO₂-prisforudsætninger henholdsvis ca. 9 og ca. 20 mia. DKK/år. I IDA 2015 er det dog væsentligt at nævne, at en del af tiltagene foretages i perioden 2010 til

2020. Dette gælder el- og varmebesparelser i husholdninger, samt udskiftning af individuelle kedler med varmepumper. Desuden opnår man en mere robust situation, idet de samlede omkostninger til energi er mindre følsomme over for udsving i oliepriser og CO₂-omkostninger. Analyserne her peger på, at der vil kunne opnås en gevinst, selv med halvt så store brændselspriser som Energistyrelsen i øjeblikket anbefaler anvendt, jf. Fig. 22 og Fig. 23. De høje brændselspriser afspejler prisniveauet i sommeren 2008.

Det er værd at bemærke, at der årligt bruges mellem 50 og 95 mia. DKK/år i dag og frem mod 2030 til brændsler, afhængigt af brændselspriserne. I IDA's Klimaplan foreslås det, at disse udgifter nedbringes til mellem 29 og 51 mia. DKK/år i 2030, afhængigt af brændselspriserne.

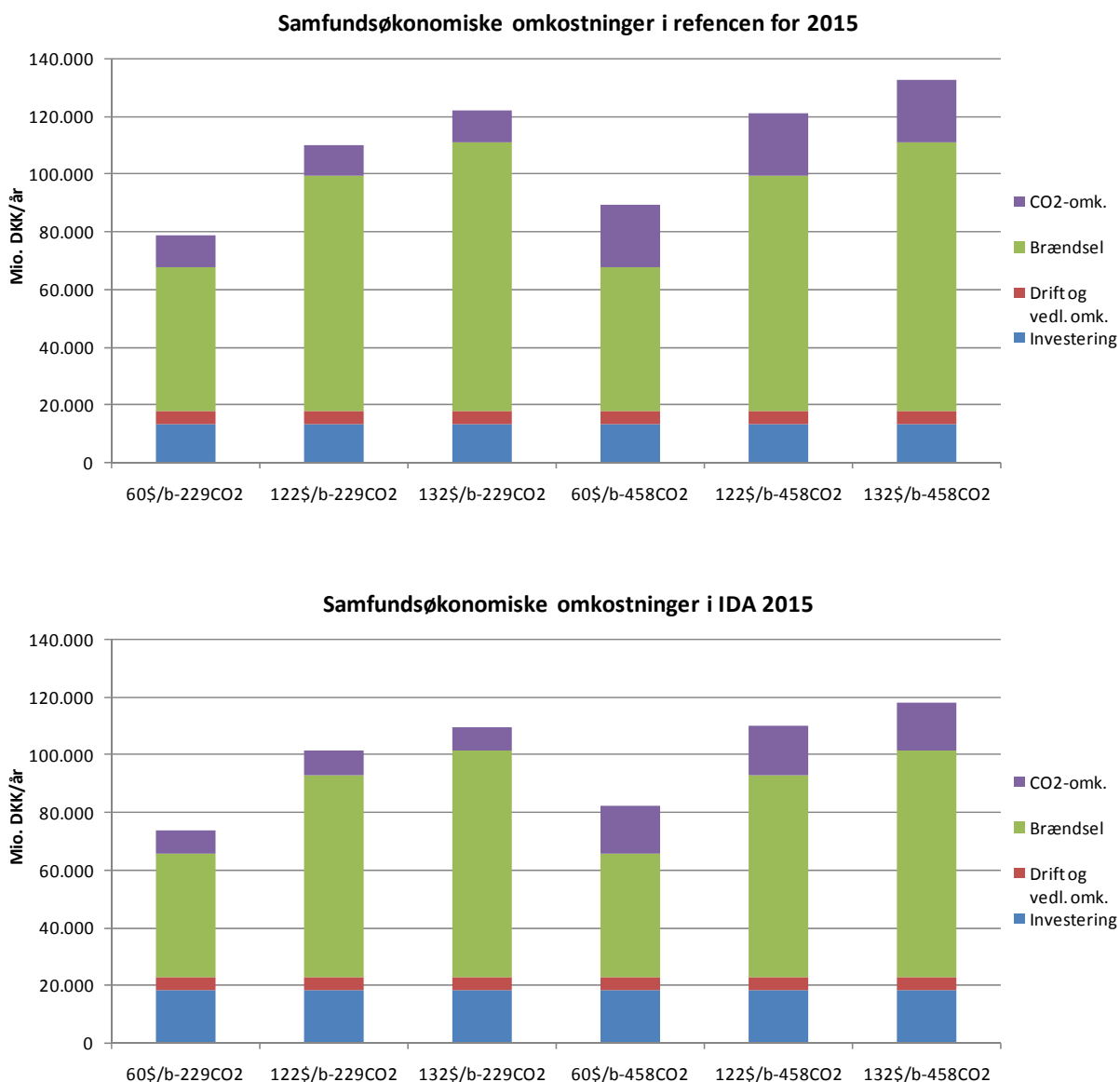


Fig. 22, Samfundsøkonomiske omkostninger for referencen i 2015 og IDA 2015 ved varierende brændsels- og CO₂-priser.

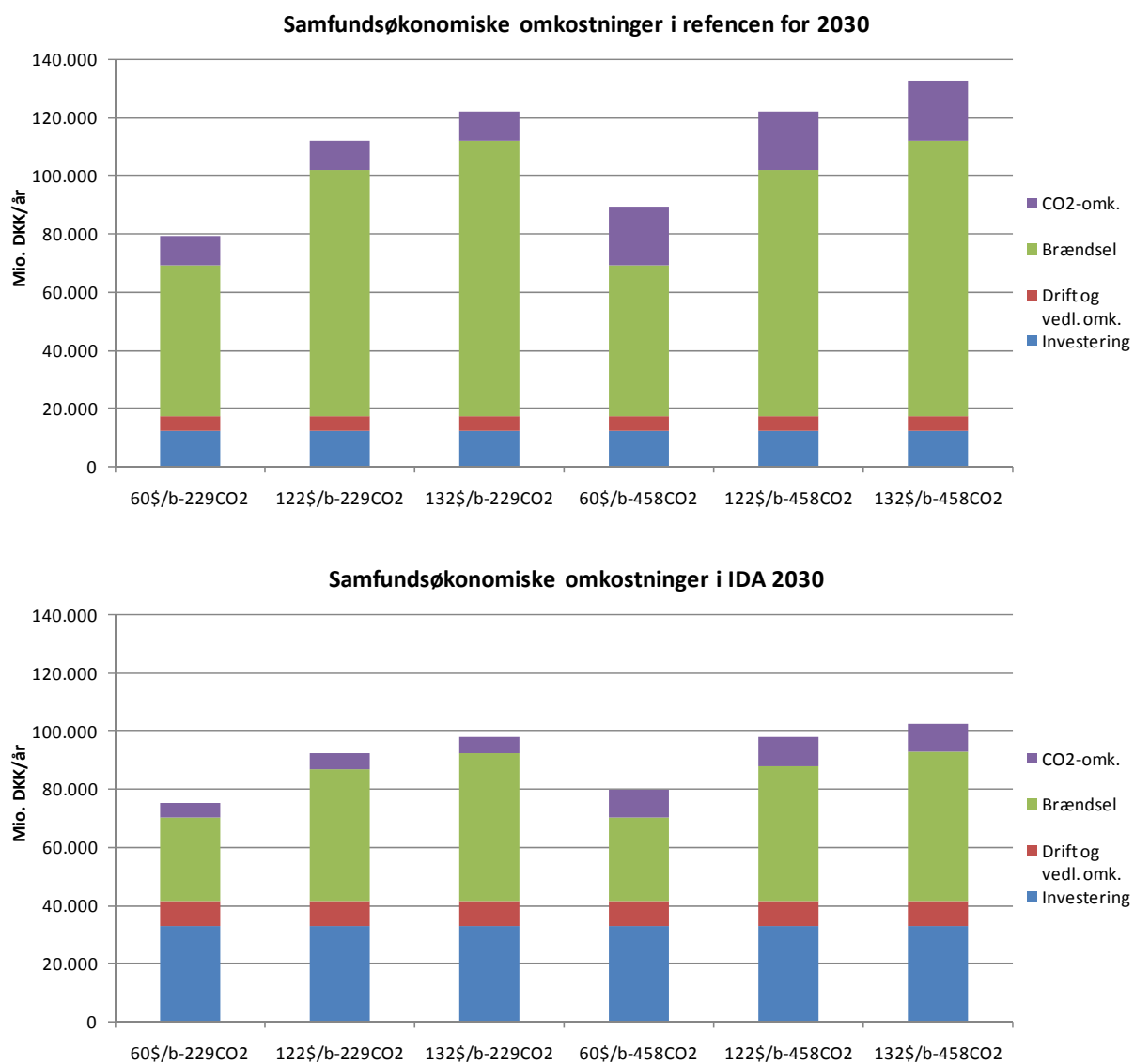


Fig. 23, Samfundsøkonomiske omkostninger for referencen i 2030 og IDA 2030 ved varierende brændsels- og CO₂-priser.

Danmark kan, som et lille land, ikke have indflydelse på oliepriserne og oliemarkedet i verden. Ud fra denne betragtning 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 energisystem, som kan klare sig under høje såvel som lave oliepriser. I en sådan situation er IDA 2015 og IDA 2030 at foretrække i stedet for udviklingen i referencen, jf. Fig. 22 og Fig. 23.

Ved ovennævnte resultater kan der laves en sikkerhedspolitisk sammenligning af referencen og af IDA 2015 og IDA 2030 ud fra en betragtning om, at IDA's Klimaplan 2050 er en del af en samlet satsning i Europa, USA og eventuelt andre olieforbrugende dele af verden. Ved at reducere efterspørgslen på fossile brændsler kan de olieforbrugende lande sammen tage påvirke oliemarkedet og derved opnå lavere brændselspriser. Derimod må man forudse høje oliepriser, hvis alle lande fortsætter med at øge efterspørgslen. Set i denne sammenhæng er det relevant at sammenligne **IDA 2015 og IDA 2030 med de lave oliepriser med referencen og høje oliepriser.**

Af Fig. 23 ovenfor fremgår det, at man med IDA's Klimaplan 2050 kan opnå de laveste omkostninger allerede i en situation, hvor Danmark går enegang. I en situation, hvor Danmark går sammen med andre lande, er gevinsten endog meget betydelig, jf. Fig. 24.

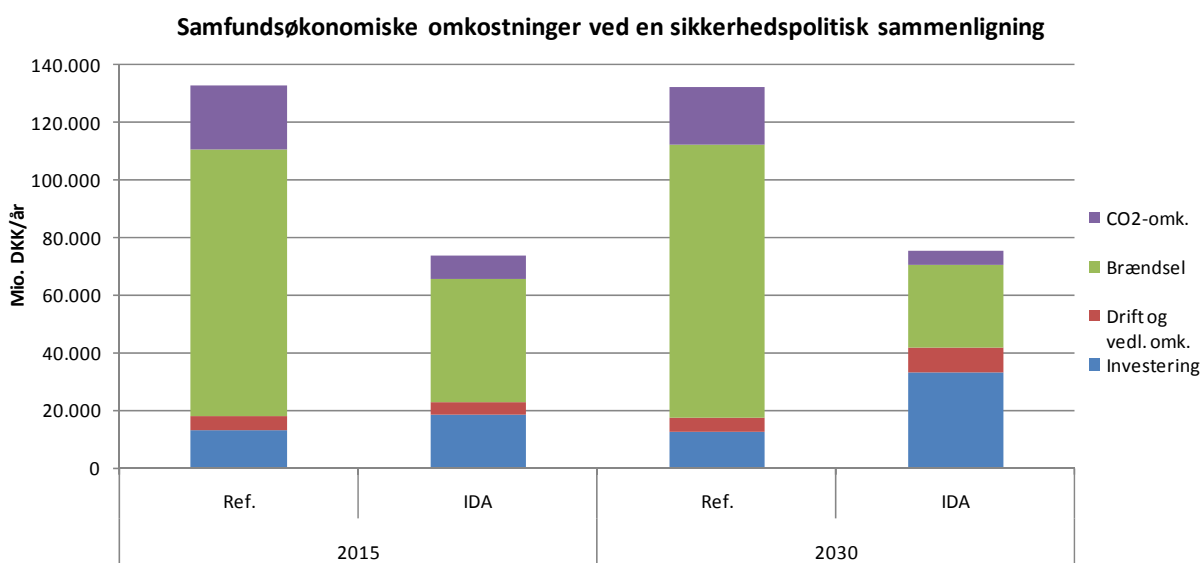


Fig. 24, Samfundsøkonomiske omkostninger i en "sikkerhedspolitisk sammenligning" for 2015 og 2030.

Det er vigtigt at være opmærksom på, 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 de besparelser og effektiviseringer, IDA's Klimaplan 2050 indeholder. Der skal altså føres en aktiv skatte-, afgifts- og tilskudspolitik for at opnå den store samfundsøkonomiske gevinst.

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% vedvarende energisystem i IDA 2050. De enkelte tiltag er analyseret i IDA 2030 i næste kapitel.

Der er muligheder for at hente yderligere gevinster ved implementering af IDA's Klimaplan 2050, idet tiltagene vil medføre en væsentlig udvikling inden for erhverv, hvor der forventes at være et stort eksportpotentiale på ca. 200 mia. DKK/år. Dette er opgjort i Kapitel 18. Imidlertid kan ovennævnte samfundsøkonomiske gevinster ved "etableringen og driften" af selve energisystemet høstes, uanset eksportpotentiale, og uanset om det er dansk eller udenlandsk arbejdskraft, der anvendes. Der kan skabes ca. 30-40.000 jobs i fasen frem til 2050, hvor energisystemet er etableret, og herudover tre gange så mange, hvis eksportpotentialet realiseres. Dette er opgjort i Kapitel 19. Herforuden kan der opnås store samfundsøkonomiske besparelser på grund af færre helbredsomkostninger. Disse er opgjort i Kapitel 17. De positive effekter på betalingsbalancen er ikke opgjort.

15.2 Overordnet samfundsøkonomisk vurdering af et 100% vedvarende energisystem

IDA 2050 er baseret på 100% vedvarende energi. Nedenstående opgørelse af de samfundsøkonomiske omkostninger skal ses som et første forsøg på at opgøre de samfundsøkonomiske omkostninger ved et sådant system. Sådanne opgørelser er dog forbundet med væsentlige usikkerheder. Energisystemet IDA 2050 er, hvad angår en lang række tiltag, bl.a. el- og varmebesparelserne, kun ændret marginalt i forhold til tiltagene i IDA 2030. På fem områder er der dog sket væsentlige ændringer:

- Andelen af vedvarende energi er hævet væsentligt i el-systemet
- Endnu mere af brændselsforbruget i industri og transport er erstattet med elforbrug
- Kraftværksbestanden består af brændselsceller og bruger udelukkende brændsler baseret på biomasse. Disse kan dog til dels erstattes af combined cycle gas turbiner.
- Elektrolyseanlæg og brintlagringsteknologier har erstattet en mindre del af biomassen
- Transportsektoren er i højere grad end i IDA 2030 omstillet til banebårne transportformer og elbiler

De største ændringer i systemet mht. omkostninger, er de væsentlige investeringer i elektrolyse og brintteknologier samt udvidelsen af den kollektive transport, jf. Kapitel 11 og 13. Af Fig. 25 fremgår omkostningerne i referenceenergisystemet for 2050, samt et skøn over omkostningerne for IDA 2050. Det skal understreges, at resultaterne er afhængige af brændselsprisforudsætningerne samt de væsentlige strukturelle samfundsmæssige omlægninger, der er foreslået i IDA 2050. Til gengæld er IDA 2050 robust over for større ændringer i biomassepriserne, end analyseret her, jf. forudsætningerne for brændselspriser beskrevet i afsnit 5.5. I det centrale brændselsprisscenario kan der opnås potentielle besparelser på over 25 mia. DKK/år.

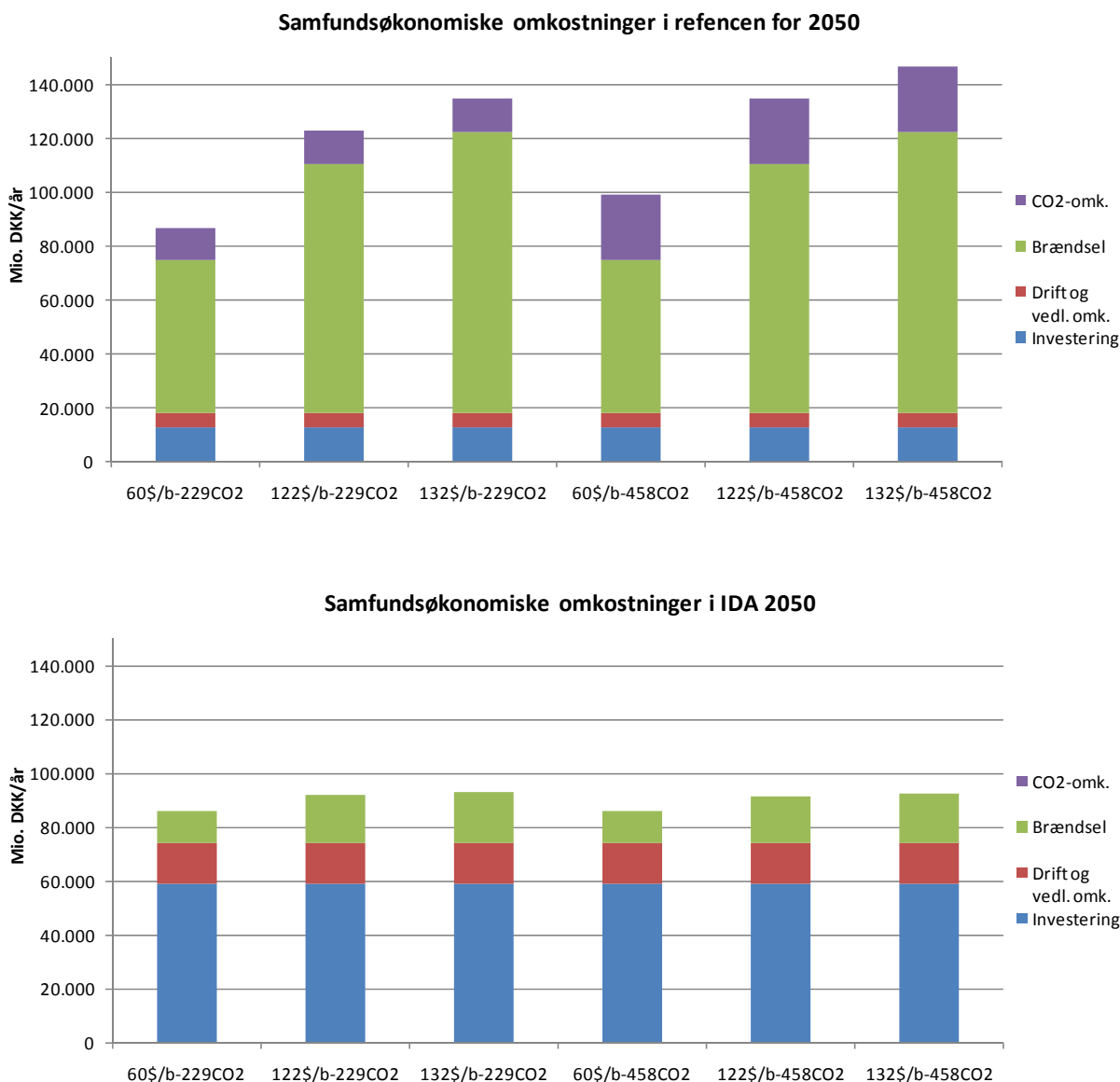


Fig. 25, Samfundsøkonomiske omkostninger i referencen i 2050 og skøn over de samfundsøkonomiske omkostninger i IDA 2050 ved varierende brændsels- og CO₂-priser

15.3 Elhandelsanalyser

Som nævnt, er ovennævnte en opgørelse af de samfundsøkonomiske omkostninger i et lukket system uden el-handel med udlandet. I dette afsnit vurderes de forskellige energisystemers evne til at handle med el på Nord Pool med de omkringliggende lande. For forudsætninger vedr. elhandelsanalyserne henvises til afsnit 5.5.

Analyserne er foretaget med udgangspunkt i elpriserne i et såkaldt normal-år. Af Fig. 26 fremgår resultatet af analyserne. Nettoindtægten er en sammenregning af import-/eksportindtægter inkl. flaskehalsindtægter og forskellige CO₂- og brændselsomkostninger i forhold til et scenario, hvor der ikke

handles med el med de omkringliggende lande. Desuden fremgår henholdsvis el-eksportindtægter og el-importudgifter.

Som det ses, vil såvel referenceenergisystemerne såvel som IDA 2015 og 2030 kunne tjene penge på handel med el i alle de viste tilfælde, bortset fra referencen for 2030 i en situation med høje brændselspriser og høje CO₂-handelspriser. Dette hænger sammen med, at el-priserne produceret på kulkraftværkerne bliver dyrere end import til den høje brændsels- og CO₂-handelspris. Dette resulterer i en kraftig import sammen med få muligheder for eksport.

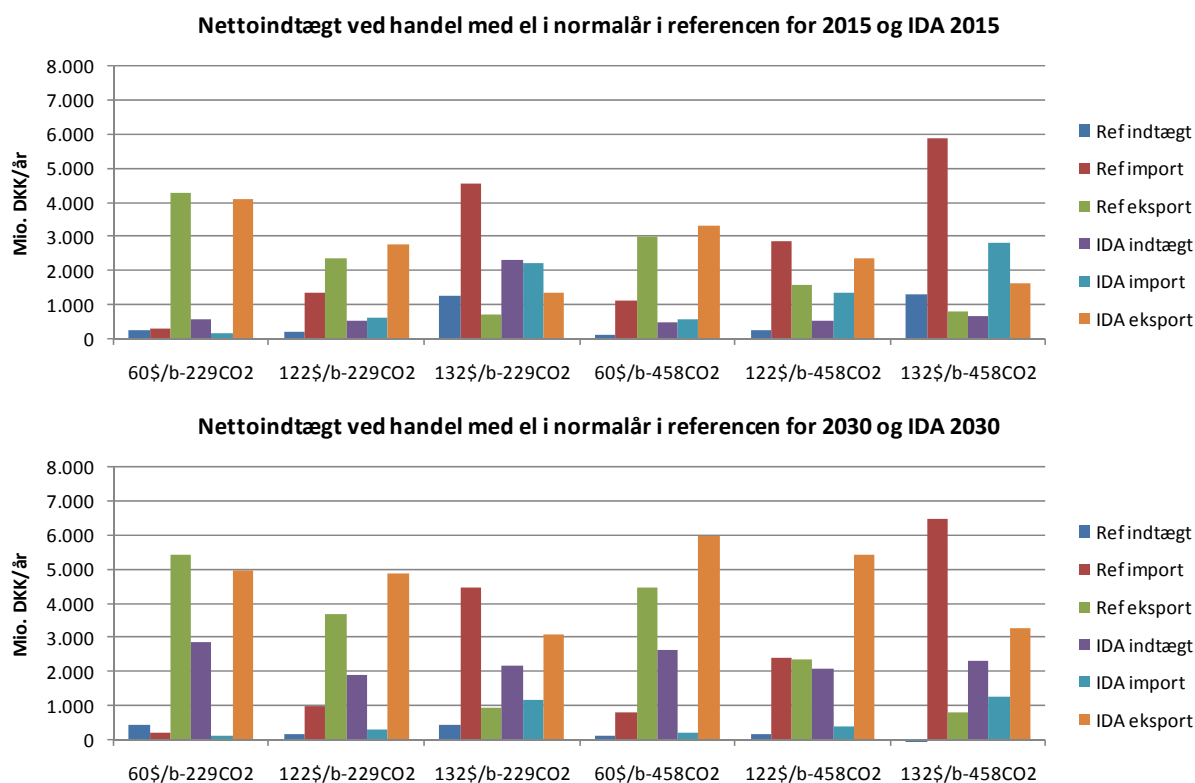


Fig. 26, Vurdering af indtægter og udgifter ved handel med el til forskellige brændsels- og CO₂-handelspriser i referencen for 2015 og 2030 samt i IDA 2015 og IDA 2030.

Hvis man tager et gennemsnit af nettoindtægten i analyserne ved anvendte brændsels- og CO₂-handelspriser, bliver indtægterne i referencen for 2015 ca. 570 mio. DKK/år. For IDA 2015 giver et tilsvarende gennemsnit en indtægt på ca. 845 mio. DKK/år. I referencen for 2030 kan der i gennemsnit tjenes ca. 175 mio. DKK/år ved elhandel, og for IDA 2030 er denne tilsvarende indtægt på over 2 mia. DKK/år. Hvis man anvender de lave CO₂-handelspriser for IDA 2030, bliver indtjeningen halveret. Der kan således opnås en væsentlig gevinst i IDA-energisystemerne, hvis CO₂-handelspriserne er høje.

I situationer med lave brændsels- og CO₂-handelspriser tjenes der primært penge på eksport, mens der i tilfælde med høje brændselspriser primært tjenes penge på import.

Derfor er der også forskel på indtjeningen på elhandel i de to systemer. For referencen er der tale om et stort forbrug af el og varme i Danmark, hvilket lægger beslag på stor kapacitet på kraftværkerne og øger

antallet af driftstimer. I IDA-systemerne er der gennemført energibesparelser og indført mere vedvarende energi. Selv om kraftværkskapaciteten er tilpasset elspidslasten i de nye systemer, er antallet af driftstimer til levering af el i Danmark lav, og samtidig er kraftværksbestanden væsentligt mere effektiv. Samtidig er der forholdsvis lave brændselspriser, og forholdsvis høje priser på el i det øvrige system. Der vil derfor være penge at tjene ved at bruge de ledige driftstimer til eksport. Dette vil dog medføre stor CO₂-udledning i Danmark og et stort forbrug af brændsel i form af kul eller biomasse.

Alt i alt er der dog tale om en difference, som er af mindre betydning i sammenligning med forskellen på de samlede omkostninger, som løber op i flere mia. DKK/år til IDA 2015 og IDA 2030's fordel. I både referencen for 2015 og 2030 samt i IDA 2015 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 de omkostninger, der er forbundet med denne kapacitetsudbygning. Der er ikke foretaget ligeså omfattende elhandelsanalyser i IDA's Klimaplan 2050, som der blev i IDA's Energiplan 2030. I IDA's Energiplan 2030 blev elhandelen analyseret ved vådår, tørår og normalår i de Norske og Svenske vandkraftværker, som giver forskellige priser på Nord Pool. Dette vurderes ikke at ville ændre væsentligt på ovennævnte niveauer, og det vil ikke ændre på det faktum, at de væsentligste økonomiske besparelser er forbundet med ændringerne i det samlede energisystem.

Med udgangspunkt i de samme antagelser vedr. elhandelspriser, brændselspriser og CO₂-handelspriser er der som et skøn over nettoindtægterne for disse systemer foretaget tilsvarende analyser af referencen for 2050 og IDA 2050. Konklusionerne af disse analyser er i tråd med ovenstående; blot er nettoindtægterne forøget til et gennemsnit på ca. 500 mio. DKK/år for referenceenergisystemet og er stadig ca. 2 mia. DKK/år i IDA 2050. Dette skyldes i referencen, at elforbruget er væsentligt højere i 2050, og at dette med fordel kan dækkes af import i visse situationer. For IDA 2050 gælder, at de fleksible teknologier, der er implementeret, med fordel kan udnytte de svingende priser og placere forbruget, når prisen er lav. Det skal understreges, at resultaterne af elhandelsanalyserne af IDA 2050 udelukkende er et skøn og er baseret på Energistyrelsens forventede elpris i 2030 og ikke 2050.

15.4 Følsomhedsanalyser

Som det fremgår af det foregående, er eventuelle ændringer i evnen til handel med el ikke afgørende for sammenligningen. Den store forskel mellem referenceårene og IDA's Klimaplan 2050 er karakteriseret ved, at Klimaplanen indeholder 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%.

Resultaterne af følsomhedsanalyserne fremgår af Fig. 27 med udgangspunkt i opgørelsen af de samfundsøkonomiske omkostninger med de centrale brændselsprisanbefalinger, jf. afsnit 15.1. Som det fremgår, har IDA 2015 og 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 få en negativ samfundsøkonomi.

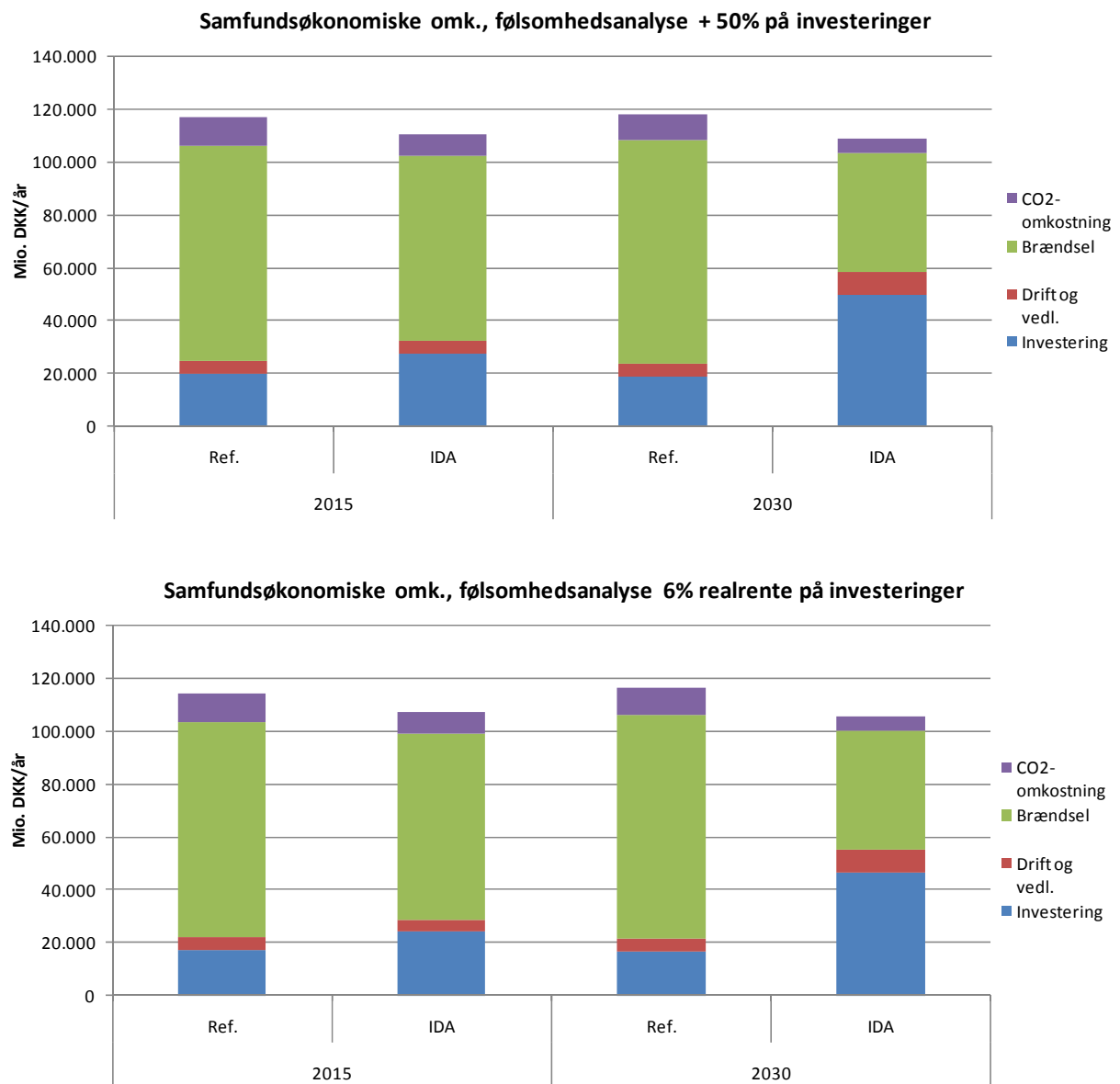


Fig. 27, Samfundsøkonomiske omkostninger ved følsomhedsanalyser vedr. investeringsbehov og ændret realrente for 2015 og 2030.

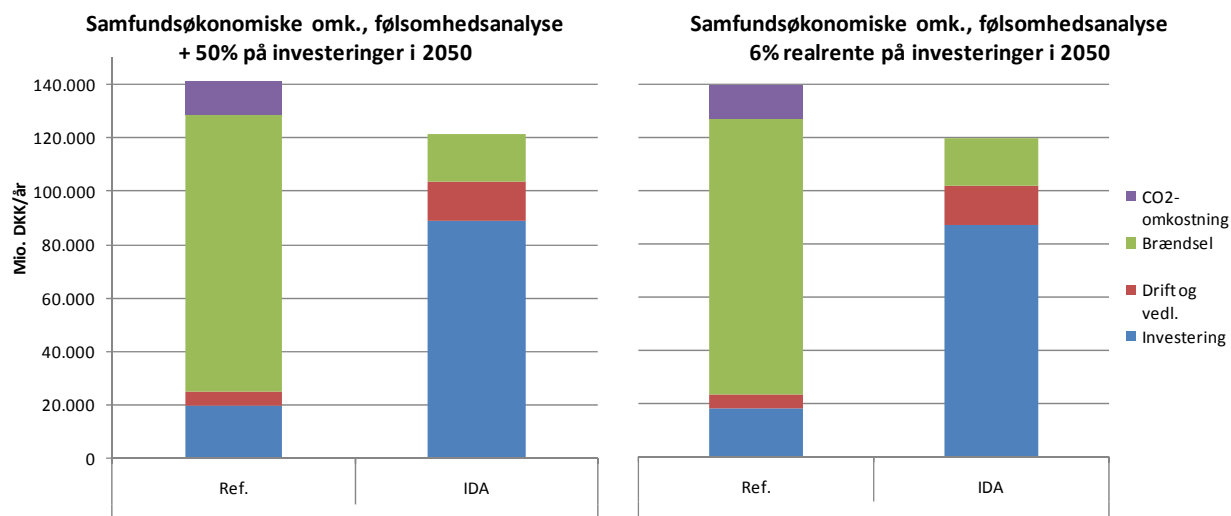


Fig. 28, Samfundsøkonomiske omkostninger ved følsomhedsanalyser vedr. investeringsbehov og ændret realrente for 2050.

Af Fig. 28 fremgår tilsvarende følsomhedsanalyser af referencen for 2050 samt IDA 2050. Også dette system er robust over for disse ændringer, idet det dog skal noteres, at der er store usikkerheder forbundet med opgørelsen af de samfundsøkonomiske omkostninger for IDA 2050 i det hele taget. Her gælder ligeledes, at enkelttiltag i visse tilfælde vil give underskud, hvorimod andre vil være robuste over for investeringsomkostninger og/eller en højere realrente.

16 Samfundsøkonomiske omkostninger og CO₂-emissioner ved enkelttiltag

De samfundsøkonomiske omkostninger ved de enkelte tiltag er beregnet for et af målårene, nemlig 2030. Disse vurderinger tager udgangspunkt i referenceenergisystemet for 2030 og IDA 2030.

16.1 Analyser af enkelttiltag

De enkelte tiltag er vurderet i 2030-energisystemerne, som om de var gennemført alene. Værdien af gevinster eller tab er som oftest afhængig af det system, tiltaget bliver lavet i. Derfor er de enkelte tiltags værdi mht. samfundsøkonomiske omkostninger og CO₂-emissioner vurderet i både IDA 2030-energisystemet og referenceenergisystemet for dette år. I begge tilfælde er de enkelte tiltag vurderet i et åbent system med elhandel og baseret på de centrale brændselsprisanbefalinger fra Energistyrelsen, dvs. brændselspriser ækvivalent med 122\$/tønne olie og en CO₂-handelspris på 229 DKK/ton, samt en elpris på 497 DKK/MWh i 2030 [1]. Af Appendiks VIII fremgår en samlet oversigt over input til de analyserede enkelttiltag. Resultaterne af analyserne fremgår af Fig. 29 og Fig. 30.

Foruden besparelserne eller ekstraomkostningerne, som er beskrevet nedenfor, skal resultaterne ses i lyset af, at alle teknologierne bidrager til overgangen til 100% vedvarende energi, nedbringer CO₂-emissionerne, kan nedbringe helbredsomkostningerne, samt give beskæftigelse og erhvervspotentialer. Resultaterne af analyserne her er således udelukkende baseret på selve "etableringen og driften" af energisystemerne og de teknologier, der foreslås. Helbredsomkostningerne, erhvervspotentialerne og beskæftigelseseffekterne opgøres for de samlede energisystemer i Kapitel 17 til 19. Det skal understreges, at resultaterne af analyserne er fremkommet under de forudsætninger, der er beskrevet for de enkelte teknologier i de foregående kapitler.

16.2 Vindmøller, bølgekraft og solceller

Både land- og havvindmøller giver en samfundsøkonomisk gevinst. De har en større værdi i referenceenergisystemet end i IDA 2030. Dette skyldes, at der i referencen er et større elforbrug, hvilket giver mange muligheder for at erstatte produktionen på kraftværker med vindmøller mv., samt at der er en mindre produktion af el fra andre vedvarende energikilder og dermed flere muligheder for at handle. Desuden er kraftværkerne mere effektive i IDA 2030, hvilket gør gevinsterne ved vindmøllerne mindre. Af analysen af den marginale værdi for alle vindmøllernesamlet set fremgår det, at de første vindmøller har den største værdi i energisystemerne, og de sidst opsatte de mindste gevinster. Den samlede marginale gevinst af andelen på 67% vindkraft af elforbruget i IDA 2030 er ca. 600 mio. DKK/år. I referencen svarer de installerede vindmøller samlet set til ca. 63% af elforbruget. Værdien heraf er op mod 1 mia. DKK/år. Det skal understreges, at der allerede i dag er installeret vindmøller, for hvad der svarer til ca. 30% af elforbruget i referencen. De nævnte gevinster er analyseret med dette udgangspunkt og kommer altså oveni evt. gevinster ved at nå til de 30% dækning med vindmøllestrøm.

For både bølgekraft og solceller gælder de samme mekanismer som beskrevet for vindmøller. For bølgekraft er resultatet, at de ca. 4% af elforbruget, der dækkes i 2030, giver en gevinst i referencen på ca. 230 mio. DKK/år og et overskud på ca. 20 mio. DKK/år i IDA 2030. For solceller er resultatet, at de ca. 2,5% af elforbruget, der dækkes i 2030, giver en gevinst i referencen på 125 mio. DKK/år og et

underskud på ca. 70 mio. DKK/år i IDA 2030. Samlet set balancerer investeringerne i bølgekraft og solceller, idet de sparede brændsler og CO₂-omkostninger opvejer den samlede investering. Resultatet skal således ses i lyset af, at den samlede investering i bølgekraft er på ca. 5,6 mia. DKK og ca. 5,1 mia. DKK for solceller.

I alle analyserne giver vindmøller, bølgekraft og solceller en reduktion i CO₂-emissionerne. Reduktionen af CO₂-emissioner størst i referenceenergisystemet, idet der her er størst mulighed for at erstatte kul og naturgas i kraftværker. Vindmøllerne giver samlet set reduktioner af CO₂-emissioner på 4 til 5 mio. ton CO₂/år ved at gå fra ca. 30% til ca. 65% dækning med vindmøllestrøm. For bølgekraft og solceller er CO₂-reduktionerne mellem 0,3 og 0,7 mio. ton CO₂/år, og her er resultaterne ligeledes størst i referenceenergisystemet.

16.3 Forbedret affaldskraftvarme, geotermi og store solvarmeanlæg

Forbedringerne i affaldskraftvarme giver en gevinst på ca. 310 mio. DKK/år i referenceenergisystemet. I IDA 2030 er der imidlertid solvarme samt geotermi i fjernvarmesystemerne, hvilket betyder, at gevinsten kun er ca. 50 mio. DKK/år. Mængden af geotermi i disse beregninger giver et samfundsøkonomisk underskud på 130 mio. DKK/år i referencen og ca. 200 mio. DKK/år i IDA 2030. Igen er der et større underskud i IDA 2030 end i referenceenergisystemet. Foruden at der er andre varmekilder i IDA 2030, skyldes dette underskud også, at en større konstant elproduktion fra affaldsforbrænding foringer mulighederne for elhandel mere i IDA-energisystemet, hvor andelen af vedvarende energi og dermed betydningen af fleksibilitet er høj i forhold til referenceenergisystemet. I analyserne her tages udgangspunkt i, at geotermi er placeret i tilknytning til affaldskraftvarme. Samlet set balancerer disse investeringer i referenceenergisystemet og giver et lille overskud på 115 mio. DKK/år i IDA 2030. Igen skal resultaterne ses i lyset af investeringer på 1,4 mio. DKK i forbedringer af affaldskraftvarmen og 3,9 mia. DKK i geotermi. Med flere erfaringer og evt. udnyttelse af muligheden for sæsonlagring, kan der i fremtiden være mulighed for at forbedre investeringerne i geotermi.

Solvarme i fjernvarmeområder giver en samfundsøkonomisk gevinst i referenceenergisystemet på 250 mio. DKK/år, mens investeringsudgifterne til lager og solvarmeanlæg i kombination med brændselsbesparelser balancerer i IDA 2030. Igen skyldes forskellen de øvrige teknologer i varmeforsyningen i de to energisystemer.

Samlet set giver forbedringerne i affaldskraftvarme og investeringerne i geotermi reduktioner i CO₂-emissionerne på ca. 0,5 mio. ton CO₂/år. Hver for sig giver affaldskraftvarme og geotermi dog mindre reduktioner i IDA 2030, fordi de er i konkurrence med hinanden og med solvarme. For solvarme alene gælder også, at de største reduktioner opnås i referencen.

16.4 Store varmepumper i fjernvarmeproduktionen

De samfundsøkonomiske gevinster ved varmepumper i fjernvarmeområder er størst i IDA 2030-energisystemet, da der her er større anvendelsesmuligheder for varmepumper pga. de store mængder vedvarende energi. Også i referenceenergisystemet er der imidlertid gevinster. De samfundsøkonomiske gevinster er på 0,3 mia. DKK/år i referenceenergisystemet og på ca. 0,8 mia. DKK/år i IDA 2030.

Disse varmepumper øger CO₂-emissionerne marginalt med 0,1 mio. ton CO₂/år, mens de i IDA 2030 kan reducere udledningerne med 0,2 mio. ton CO₂/år. At emissionerne ikke reduceres i referenceenergisystemet skyldes, at den installerede kapacitet er for stor i forhold til forbruget og andelen af vedvarende energi i dette energisystem.

16.5 *Fleksibelt elforbrug*

Det fleksible elforbrug på 15% af forbruget i husholdninger, industri og erhverv giver en samfundsøkonomiske besparelse på 340 mio. DKK/år i referencen og 550 mio. DKK/år i IDA 2030. I IDA 2030 giver det større besparelser, da der er større brug for fleksibiliteten i dette energisystem.

Imidlertid er der ikke store reduktioner i CO₂-emissionerne i IDA 2030, da energisystemet er meget effektivt og har en større andel af vedvarende energi end referencen.

16.6 *Brændselsceller i kraftvarmeværker*

Brændselsceller er i stand til at øge effektiviteten af det samlede system og er dermed vigtige i reduktionen af CO₂-emissionerne og til den effektive anvendelse af knappe ressourcer. Det er imidlertid vigtigt, at brændselscellerne er fleksible og kan indgå i en hurtig regulering i forhold til vindkraft mv. Samfundsøkonomisk giver brændselsceller et lille underskud i decentrale kraftvarmeområder og et lille overskud i centrale områder. Samlet set er der tale om en gevinst på 0,5 mio. DKK/år i referencen og ca. 40 mio. DKK/år i IDA 2030. Gevinsterne kommer især fra den øgede effektivitet og dermed lavere brændselsforbrug, samt forbedrede muligheder i elhandel. Udgifterne er imidlertid store driftsomkostninger til udskiftning af brændselscellestakke. Når der samlet set kun er tale om små reduktioner i CO₂-emissionerne, hænger dette sammen med ovennævnte forbedrede muligheder for elhandel og de deraf følgende større CO₂-emissioner.

16.7 *Elbesparelser i husholdninger og nye huse i bolig plus-standard*

Elbesparelser er vigtige for at nedbringe brændselsforbruget samt CO₂-emissionerne og balancere systemet samfundsøkonomisk. I referenceenergisystemet er der samfundsøkonomiske gevinster på ca. 270 mio. DKK/år, mens der i IDA 2030 er et mindre underskud på ca. 140 mio. DKK/år. Dette skal ses i lyset af en samlet investering på ca. 17 mia. DKK. Forskellen skyldes især, at elproduktionen er væsentlig mere effektiv i IDA 2030 end i referenceenergisystemet. Dette afspejler sig også i reduktionerne i CO₂-emissionerne. I referencen reduceres udledningen med 2,4 mio. ton CO₂/år, mens det tilsvarende er 1,5 mio. ton CO₂/år.

I beregningerne her giver opførslen af nye huse i Bolig+ standard et samfundsøkonomisk underskud på op til 300 mio. DKK/år. I analyserne her er der tale om et koncept, hvor energiproduktionen i boligen er afhængig af det øvrige system. Der kan muligvis opnås besparelser ved, at standarden udformes, så to eller flere boliger går sammen om fælles løsninger, idet dette kan reducere investerings- og anlægsomkostningerne. Imidlertid giver løsningen CO₂-reduktioner på mellem 0,3 og 0,4 mio. ton CO₂/år. Derfor er disse koncepter vigtige i overgangen til mindre brændselsforbrug og færre CO₂-emissioner.

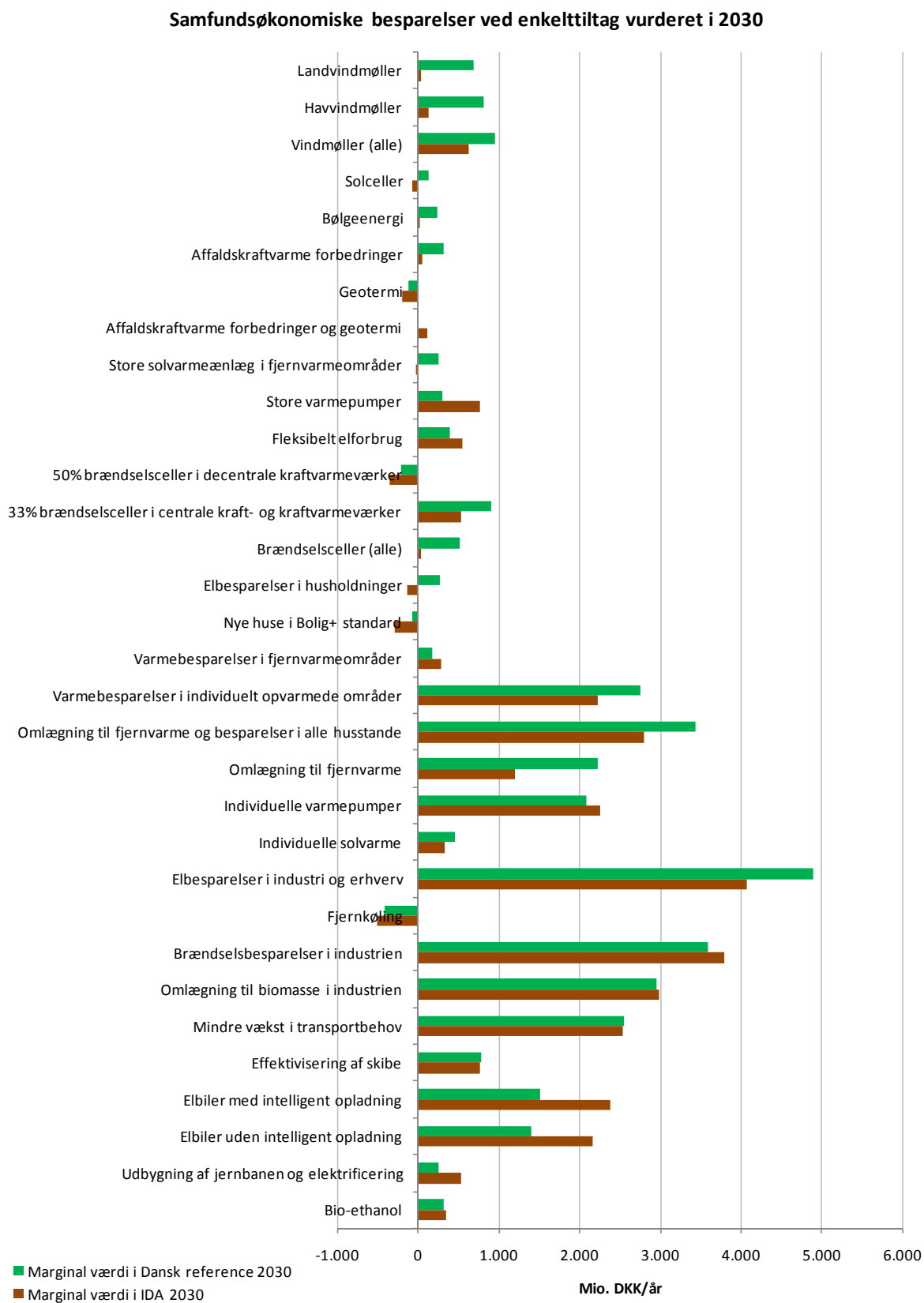


Fig. 29, Samfundsøkonomiske besparelser ved enkelttiltag vurderet i referencen for 2030 og IDA 2030.

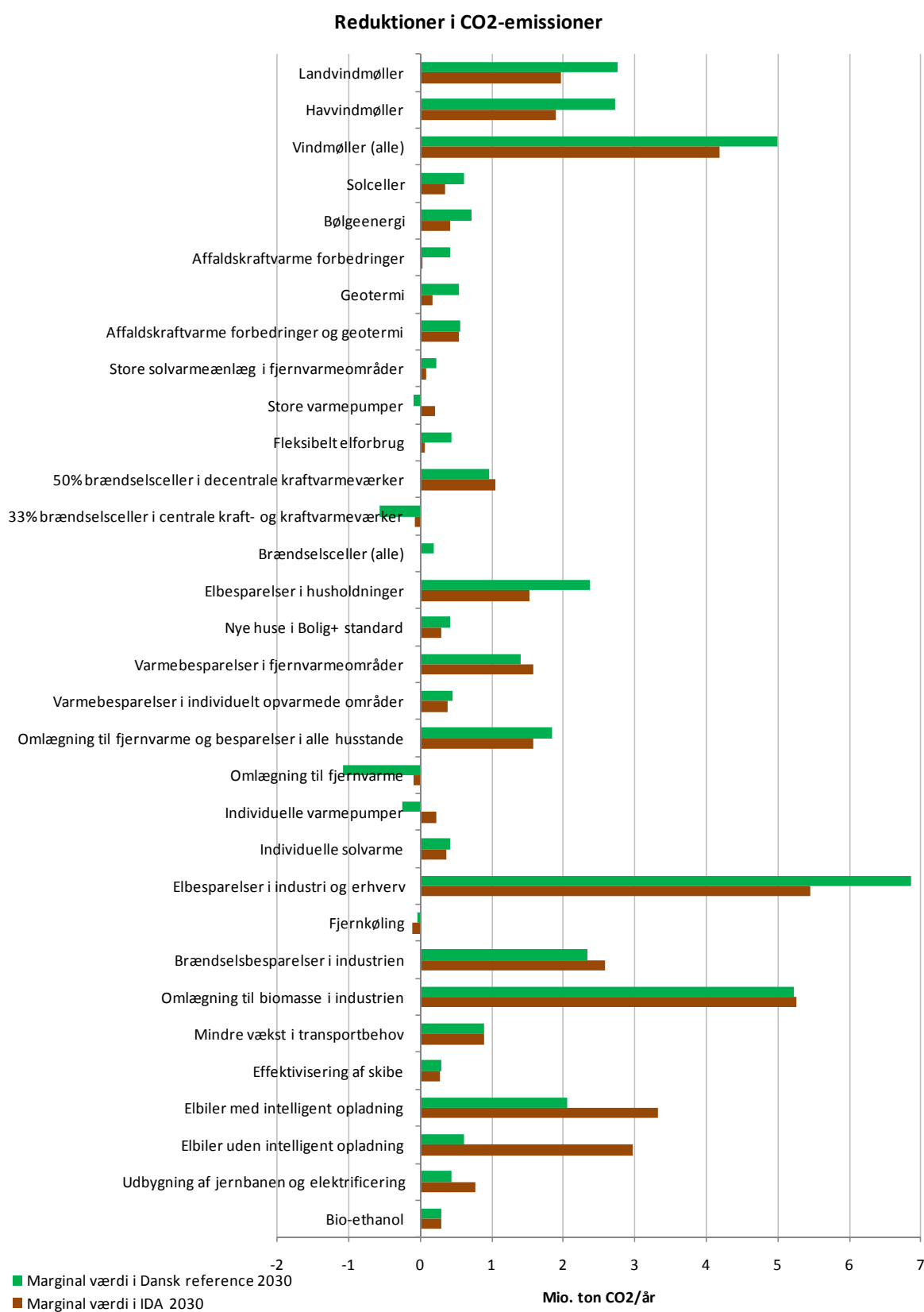


Fig. 30, Reduktioner i CO₂-emissionerne ved enkelttiltag vurderet i referencen for 2030 og IDA 2030

16.8 Fjernvarme og varmebesparelser

Varmebesparelserne er analyseret i tre udgaver: i fjernvarmeområder alene, i individuelt opvarmede områder alene, samt i alle områder i kombination med udvidelse af fjernvarmeområder. Disse analyser viser, at væsentlige synergier kan opnås ved at kombinere marginale udvidelser af fjernvarme med varmebesparelser.

Hvis varmebesparelserne foretages i eksisterende fjernvarmeområder, balancerer omkostningerne på 49 mia. DKK til isolering mv. i disse områder, hvis de sparede brændsler kombineres med gradvist mindre kapacitet i kedler og kraftvarmeanlæg. Varmebesparelser i husstande i individuelt opvarmede områder giver væsentligt større gevinster på over 2 mia. DKK/år, med en samlet investering på 28 mia. DKK i disse områder. Forskellen her skyldes, at varmeproduktionen i fjernvarmeområder er mere effektiv. I fjernvarmeområder kommer en stor del af varmen fra kraftvarmeproduktion, hvorimod kedler kan erstattes i individuelt opvarmede områder. Dette betyder, at brændselsbesparelserne bliver langt større i individuelt opvarmede områder.

Fjernvarme udbygges til at omfatte ca. halvdelen af de områder, der ligger op til en kilometer fra eksisterende fjernvarmeområder. Udvidelsen af fjernvarmeområder giver en gevinst på 2,2 mia. DKK/år i referenceenergisystemet. Det er altså en god ide at udvide fjernvarmeområder, selv om denne udvidelse ikke kombineres med varmebesparelser, og fjernvarmeområdet derfor har et varmeforbrug nogenlunde som i dag. I IDA 2030 giver fjernvarmeudvidelsen alene en gevinst på 1,2 mia. DKK/år, da der i dette system bruges 50% mindre rumvarme i forhold til i dag.

Der er imidlertid en synergi mellem udvidelser af fjernvarme og varmebesparelser. Hvis det hele analyseres i kombination, giver de marginale udvidelser af fjernvarmeområder, kombineret med varmebesparelser og gradvise tilpasninger af kedler og kraftvarmeanlæg en gevinst på omkring 3 mia. DKK/år.

For CO₂-reduktionerne ses de samme synergier, idet en udvidelse af fjernvarmen giver en øget CO₂-udledning på 1 ton/år i referenceenergisystemet uden besparelser, mens kombinationen med varmebesparelser giver reduktioner på ca. 1,5 mio. ton CO₂/år. Isoleret set giver varmebesparelser i fjernvarmeområder de største CO₂-reduktioner, hvilket især skyldes et større antal kedler i fjernvarmeproduktionen pga. større spidslaster.

16.9 Varmepumper og solvarme i individuelt opvarmede husstande

I områder uden for fjernvarmeområdet omstilles en stor del af varmeforbruget til varmepumper og solvarme. Varmepumper giver en samfundsøkonomisk gevinst på over 2 mia. DKK/år, idet de er mere omkostningseffektive end kedler. Den ene halvdel af de installerede varmepumper er jordvarmepumper, mens den anden halvdel er vand-til-vand-varmepumper kombineret med solvarme. Den installerede solvarme giver i sig selv en samfundsøkonomisk gevinst på ca. 450 mio. DKK/år i referencen og ca. 340 mio. DKK/år i IDA 2030.

CO₂-emissionerne stiger med ca. 0,2 mio. ton CO₂/år i referenceenergisystemet ved anvendelsen af varmepumper, da der her ikke er foretaget energibesparelser, og da andelen af kul og naturgas i

elproduktionen er højere. I IDA 2030 giver varmepumper reduktioner på ca. 0,2 mio. ton CO₂/år. Solvarme giver i begge systemer reduktioner på ca. 0,4 mio. ton CO₂/år.

16.10 El- og brændselsbesparelser, biomasse og fjernkøling i industri

Både el- og brændselsbesparelser er forbundet med meget store gevinster i industri og erhverv. Dette hænger sammen med, at der historisk set kun er foretaget mindre besparelser her i forhold til i husholdninger. Derfor er gevinsterne ved gennemførelse af besparelser større i industri og erhverv end i husholdninger. Også omlægningen til biomasse giver gevinster, da brændslerne er billigere, og omkostningerne til omstillingen er begrænset. Mht. fjernkøling giver omstillingen her et samfundsøkonomisk underskud på 0,4 til 0,5 mio. DKK/år. Dette underskud skal ses i lyset af, at den samlede investering er knap 10 mia. DKK, som er fremkommet af de første data for omkostninger til disse anlæg. Reduktionerne i CO₂-emissionerne er markante for besparelserne i industri og erhverv. For fjernkøling giver den implementerede løsning ingen ændring eller en lille stigning i CO₂-emissionerne.

16.11 Mindre vækst i transportbehov og effektivisering af skibe

Det foreslåede tiltag til at reducere væksten i transportbehovet i personbiler fra 18% i dag til 9% i 2030 giver gevinster på op mod 2,5 mia. DKK/år og en reduktion i CO₂-emissionerne på 1 ton CO₂/år. Samtidig er denne løsning omkostningsneutral. Selv om der forsat vil være en vækst i transporten, er denne vækst således reduceret ved at anvende bl.a. roadpricing. Dette tiltag er vigtigt, idet kun en håndtering af væksten i transportarbejdet kan give mulighed for, at der er tilstrækkelige ressourcer til at dække transportbehovet i fremtiden. Det bemærkes, at der ikke er foreslået mindre vækst i godstransporten, i luftfarten og i skibsfarten.

Skibe effektiviseres ved at stille større krav til producenterne og reducere hastighederne mv. Dette giver samfundsøkonomiske gevinster på ca. 0,8 mia. DKK/år og reduktioner i CO₂-emissionerne på ca. 0,3 mio. ton CO₂/år.

16.12 Omlægning til elbiler

Ca. 50% af alle personbiler i 2030 er elbiler. Dog er en mindre del af disse hybridbiler. Dette tiltag er analyseret i to versioner. En med intelligent opladning, dvs. bilerne oplades på tidspunkter, hvor vinden blæser (og hvor elprisen er lav), samt en version, hvor elbilerne lader, når de står stille. I alt giver elbiler en samfundsøkonomisk gevinst på ca. 1,5 mia. DKK/år i referenceenergisystemet og 2,4 mia. DKK/år i IDA 2030. Der er store ekstraudgifter til elbilerne. Imidlertid mere end opvejer brændselsbesparelserne disse omkostninger, selv om elforbruget også stiger. Heraf hænger 100-200 mio. DKK/år af de samfundsøkonomiske besparelser sammen med, at elbilerne lader på de rigtige tidspunkter.

Omstilling til elbiler giver store reduktioner i CO₂-emissionerne på op til ca. 3,3 mio. ton CO₂/år i IDA 2030. I referenceenergisystemet er reduktionerne på ca. 2 mio. ton CO₂/år, hvis elbilerne lader på de rigtige tidspunkter. Forskellen her skyldes i høj grad, at fossile brændsler erstattes med mere vedvarende energi i elproduktionen i IDA 2030 end i referenceenergisystemet. Reduktionerne er væsentligt lavere i referenceenergisystemet, hvis elbilerne ikke lader på de rigtige tidspunkter. Dette skyldes, at kraftværkerne således er nødt til at producere den nødvendige el bl.a. på el-baserede kilder.

Det bemærkes dog, at der er tale om reduktioner i udledninger, uanset hvilken af løsningerne og energisystemerne, man ser på.

16.13 Udbygning og elektrificering af jernbanen

Udbygningen og elektrificeringen af jernbanen giver en samfundsøkonomisk besparelse på 250 mio. DKK/år i referencen og 530 mio. DKK/år i IDA 2030. Igen hænger denne besparelse sammen med, at den store investering på 203 mia. DKK betales tilbage i form af et mere effektivt transportsystem.

Brændselsforbruget erstattes i høj grad med elforbrug. Igen gælder det, at flydende fossile brændsler erstattes med mere vedvarende energi i elproduktionen i IDA 2030 end i referenceenergisystemet, hvilket er årsagen til forskellen i CO₂-emissioner mellem referencen og i IDA 2030. I IDA 2030 reduceres udledningerne med ca. 0,8 mio. ton CO₂/år.

16.14 Bio-ethanol

Anvendelsen af bio-ethanol giver en samfundsøkonomisk gevinst på ca. 330 mio. DKK/år. Dette skyldes, at der er lavere samfundsøkonomiske omkostninger til brændslet, selv om mængden af biomasse i forhold til mængden af benzin er større pga. produktionen af bio-ethanol.

Den anvendte bio-ethanol giver en reduktion i CO₂-emissionerne på 0,3 mio. ton CO₂/år. Det bør dog bemærkes, at anvendelsen af bio-ethanol i IDA 2030 er begrænset og er mindre end i referencen, da brændsler er forbundet med et større forbrug af biomasse.

17 Helbredsomkostninger

I dette kapitel opgøres helbredsomkostningerne i referenceenergisystemerne og energisystemerne i IDA's Klimaplan 2050. Helbredsomkostningerne beregnes for seks forskellige emissioner. I opgørelsen af helbredsomkostninger sammenlignes disse omkostninger overordnet og i forhold til forskellige sektorer.

17.1 Opgørelse af emissioner fra enkeltteknologier

Med udgangspunkt i de seneste emissionskoefficienter fra DMU er udledningerne af seks forskellige stoffer beregnet. Ikke overraskende er udledningerne størst fra de energisystemer, som har de største energiforbrug. Udledningerne bliver mindre i energisystemerne i Klimaplanen, primært pga., at brændselsforbrug erstattes med vindmøller mv. eller kan spares væk. Resultaterne fremgår af Tabel 28.

Tabel 28, Emissioner af seks stoffer fra energisystemer i Klimaplanen.

Ton/år		SO ₂	NO _x	CO	PM2,5	Kviksølv	Bly
Reference	2015	19.705	116.713	292.527	30.757	1,2	6,6
	2030	14.122	129.196	271.106	29.676	1,1	7,0
	2050	16.710	151.600	265.365	25.227	1,2	7,4
IDA	2015	18.535	105.358	239.385	20.291	1,1	6,1
	2030	13.221	81.805	98.790	5.327	1,1	6,1
	2050	11.579	55.792	49.378	3.751	0,9	5,9
% reduktioner i IDA	2015	5%	10%	20%	35%	5%	5%
	2030	5%	35%	65%	80%	-5%	15%
	2050	30%	65%	80%	85%	20%	20%

I referenceåret 2015 kommer hovedparten af SO₂-emissionerne fra kul til el- og kraftvarmeproduktion (30%) og oliekedler til kraft- og kraftvarmeværker samt kedler (40%). I 2030 og 2050 stammer en andel dog også fra halm til kraftværkerne. For NO_x-emissionerne er kilden primært diesel til transportsektoren (ca. 40%). Kul til kraftværkerne bidrager dog med ca. 10% af emissionerne i alle tre referenceår. I referencen for 2015, 2030 og 2050 er udslippet af CO primært forbundet med træ/brænde mv. i opvarmningen af individuelle husstande (ca. 50%) og emissioner fra benzin, bio-ethanol og flybrændstof til transportsektoren (ca. 35%). Små partikler kommer også primært fra træ/brænde mv. til varme i husstande (over 80%). Kviksølv kommer i referenceårene fra affaldsforbrænding, kul og træ/brænde mv. (alle tre ca. 20%). Bly kommer primært fra affaldsforbrænding (ca. 70%) samt fra afbrænding af kul (ca. 10%).

I IDA 2015 er der mindre SO₂-emissioner, selvom halmforbruget også er steget i IDA 2015 pga. et mindre kulforbrug. NO_x-emissionerne falder også pga. det faldende kulforbrug. CO-emissionerne falder primært pga. et lavere forbrug af træ/brænde mv. i husstande, hvilket også er årsagen til faldet i udledningen af små partikler (PM2,5). For kviksølv stiger emissionerne pga. mere halm og træ, men samlet set er der tale om et fald, pga. et lavere kulforbrug. Der er ingen ændring i affaldsforbrændingen i IDA 2015, så det marginale fald er forbundet med et lavere kulforbrug.

I IDA 2030 er SO₂-udslippet stort set det samme. Kulforbruget i kraftværker og olieforbruget i kedler til fjernvarme og industri er faldet meget, men halmforbruget er steget meget. NO_x-emissionerne er også faldet primært pga. mindre dieselforbrug i transport og meget mindre kul. Affaldsforbrændingen tegner

sig nu for en større andel af NO_x-emissionerne, selvom udslippene herfra er uændret, og emissionerne fra halm og træ stiger. For CO-emissionerne hænger en meget stor del af faldet sammen med det lavere forbrug af træ/brænde mv. i individuel opvarmning. Benzinforbruget falder også, hvilket også reducerer CO-emissionerne, mens der sker små stigninger pga. mere halm og træ i kedler til industri og fjernvarme. For partikler er der meget store fald, hvilket skyldes et reduceret forbrug af træ/brænde mv. til opvarmning. Kviksløvemissionerne falder pga. et fald i kulforbruget, mens der sker mindre stigninger i emissioner fra både halm- og trækedler. Samlet set er kviksløvniveauet stort set uændret. Blyemissionerne falder lidt pga. et mindre forbrug af kul.

I IDA 2050 falder alle emissionerne yderligere primært pga., at der anvendes meget mindre kul i kraftværkerne samt mindre diesel og benzin i transportsektoren, mindre olie i industrien og fald i behovet for træ/brænde mv. i individuelle husstande. Til gengæld stiger emissionerne lidt igen pga. anvendelsen af mere halm, træ, biogas, mv.

17.2 Helbredsomkostninger for de enkelte dele af energisystemerne

Ved hjælp af ovennævnte opgørelse af emissioner fra forskellige kilder kan omkostningerne beregnes på baggrund af den anvendte metode. Beregningen af omkostningerne tager udgangspunkt i den seneste viden om helbredsomkostninger fra det konkrete brændsel og den konkrete teknologi, ud fra hvor disse punktkilder typisk er placeret, og ud fra hvor mange mennesker, der vil opleve gener pga. disse. Der er således ikke indregnet miljøomkostninger pga. skader på naturtyper eller dyrearter mv. Der er ej heller indregnet skader på kulturarv, som f.eks. bygninger mv.

I referenceenergisystemerne er helbredsomkostningerne for samfundet primært forbundet med emissioner af SO₂ og NO_x fra kulafbrænding i kraft- og kraftvarmeverker, hvad angår el- og varmeproduktionen. For varmeproducerende kedler er de største omkostninger forbundet med olieforbrug i industrien. Det er forudsat, at der skiftes fra fuelolie til gasolie i industrien i perioden fra 2015 til 2030. Derfor er omkostningerne hertil først i perioden forbundet med udslip af SO₂, mens de i 2030 og 2050 er afledt af NO_x og SO₂-udslip. Træ/brænde mv. i opvarmningen af individuelle husstande spiller en stor rolle i referenceenergisystemerne pga. udledningen af små partikler (PM_{2,5}). I transportsektoren er de største helbredsomkostninger forbundet med NO_x-emissioner fra dieselforbruget.

I energisystemerne i IDA's Klimaplan 2050 er omkostningerne lavere. I IDA 2015 er omkostningerne reduceret pga. energibesparelserne, der betyder lavere forbrug af kul i elproduktionen. Ligeledes betyder omlægningerne til fjernvarme, jordvarmepumper og solvarme, at omkostningerne til emissioner fra afbrænding af træ/brænde mv. i individuelle husholdninger falder. Disse tendenser fortsætter i IDA 2030, men forstærkes af den øgede andel af vindmøller, der fortrænger de fossile brændsler. Omvendt stiger omkostningerne til udledninger fra afbrænding af halm, træ og biogas i fjernvarme- og kraftvarmesektoren. Disse tendenser fortsætter videre mod IDA 2050, hvor der igen sker flere omlægninger til biomasse og indføres mere vedvarende energi i elsystemet, hvilket erstatter flere faste brændsler. Desuden reduceres helbredsomkostningerne fra transportsektoren yderligere i IDA 2050 pga. flere el- og hybridbiler, samt mere jernbanetransport. Resultaterne af opgørelsen af helbredsomkostningerne fra de seks typer af emissioner fremgår af Tabel 29.

Tabel 29, Samlede helbredsomkostninger fordelt på teknologier og brændsel

Helbredsomkostninger mio. DKK/år			Reference			IDA		
Kraftværker og kraftvarmeværker			2015	2030	2050	2015	2030	2050
Kul	Dampturbine	Centralt anlæg	944	662	1.081	464	141	-
Naturgas	Dampturbine	Centralt anlæg	65	41	65	33	39	-
Naturgas	Gasturbine	Decentralt anlæg	229	200	204	137	-	-
Biogas	Gasturbine	Decentralt anlæg	66	74	-	104	108	275
Affald	Dampturbine	Decentralt anlæg	298	368	368	298	368	368
Biogas	Motor	Decentralt anlæg	-	-	275	-	-	-
Halm	Dampturbine	Decentralt anlæg	171	428	428	139	8	-
Skovflis, træaffald	Dampturbine	Decentralt anlæg	62	155	155	50	3	134
<i>Delsum</i>			<i>1.834</i>	<i>1.927</i>	<i>2.575</i>	<i>1.225</i>	<i>666</i>	<i>777</i>
Varmeproducerende kedler								
Fuelolie, spildolie	Kedel	Fjernvarmeværk o.l.	1.298	144	144	1.293	144	-
Gasolie	Kedel	Fjernvarmeværk o.l.	502	875	1.054	401	366	-
Halm	Kedel	Fjernvarmeværk o.l.	127	90	90	615	1.357	1.665
Naturgas	Kedel	Fjernvarmeværk o.l.	206	202	148	177	127	-
Træ	Kedel	Fjernvarmeværk o.l.	117	127	158	234	518	212
Naturgas	Kedel	Villaanlæg	51	37	30	16	1	-
Træ/brænde mv.	Kedel	Villaanlæg	5.041	4.684	3.706	3.113	373	353
Gasolie	Kedel	Villaanlæg	149	94	75	10	1	-
<i>Delsum</i>			<i>7.492</i>	<i>6.254</i>	<i>5.404</i>	<i>5.860</i>	<i>2.887</i>	<i>2.229</i>
Transport								
Diesel	Personbiler	Gennemsnit	1.239	1.722	2.109	1.239	877	144
Benzin med kat.	Personbiler	Gennemsnit	667	543	666	667	245	-
Bioethanol	Personbiler	Gennemsnit	78	84	84	78	38	-
Diesel	Lastbiler	Gennemsnit	1.715	2.355	2.858	1.715	1.928	-
Biodiesel	Lastbiler	Gennemsnit	-	-	-	-	-	1.467
Diesel	Skib	Gennemsnit	580	623	623	580	392	-
Biodiesel	Skib	Gennemsnit	-	-	-	-	-	249
Flybrændstof	Luftfart	Gennemsnit	1.190	1.028	912	1.190	996	881
<i>Delsum</i>			<i>5.469</i>	<i>6.354</i>	<i>7.251</i>	<i>5.469</i>	<i>4.476</i>	<i>2.741</i>
Sum			14.800	14.500	15.200	12.600	8.000	5.700

17.3 Samlede helbredsomkostninger

Helbredsomkostningerne er opgjort på baggrund af seks forskellige emissioner: SO₂, NO_x, CO, partikler (PM_{2,5}), kviksølv og bly. I IDA's Klimaplan 2050 sker der især reduktioner i udledningerne af NO_x, CO og små partikler. Der sker dog også reduktioner i emissionerne af SO₂, kviksølv og bly. Reduktionerne hænger sammen med anvendelsen af meget mindre kul i kraftværkerne samt mindre diesel og benzin i transportsektoren, et reduceret behov for olie i industrien, og et reduceret behov for træ/brænde mv. i individuelle husstande. Til gengæld stiger emissionerne lidt igen pga. anvendelsen af mere halm, træ, biogas, mv. i fjernvarme- og kraftvarmesektoren.

På baggrund af de seneste informationer om helbredsomkostninger for emissioner fra de forskellige typer af teknologier og brændsler samt placeringen af punktkilder kan de samlede omkostninger beregnes. Disse omkostninger er fundet ud fra antal tabte arbejdsdage, hospitalsindlæggelser, helbredsskader, dødsfald mv. De samlede helbredsomkostninger for referenceenergisystemerne for

2015, 2030 og 2050 er 14 til 15 mia. DKK/år. De samlede helbredsomkostninger opgjort her stemmer godt overens med andre studier. I et studie foretaget hos DMU er de samlede omkostninger for kraftværker opgjort til 3,1 mia. DKK og 5,7 mia. DKK for transport [26]. De ovennævnte beregninger ligger altså i den lave ende i forhold til disse tal, idet husholdninger og industri ikke er inkluderet i DMU's studie.

I IDA 2015 er disse omkostninger reduceret til ca. 13 mia. DKK. I IDA 2030 og 2050 er omkostningerne reduceret til henholdsvis ca. 8 og 6 mia. DKK. Der er altså tale om besparelser på ca. 2 mia. DKK i 2015, ca. 7 mia. DKK i 2030 og ca. 10 mia. DKK i 2050, hvis tiltagene i IDA's Klimaplan 2050 implementeres. Opgørelsen er baseret på nutidens emissionskoefficienter og det skal understreges, at denne type opgørelser udelukkende giver en indikation af de samfundsøkonomiske omkostninger. I det de konkrete energisystemer ideelt set skal gennemregnes på luftforureningsmodeller, jf. afsnit 5.8. I Fig. 31 er helbredsomkostningerne opgjort fordelt på sektorer.

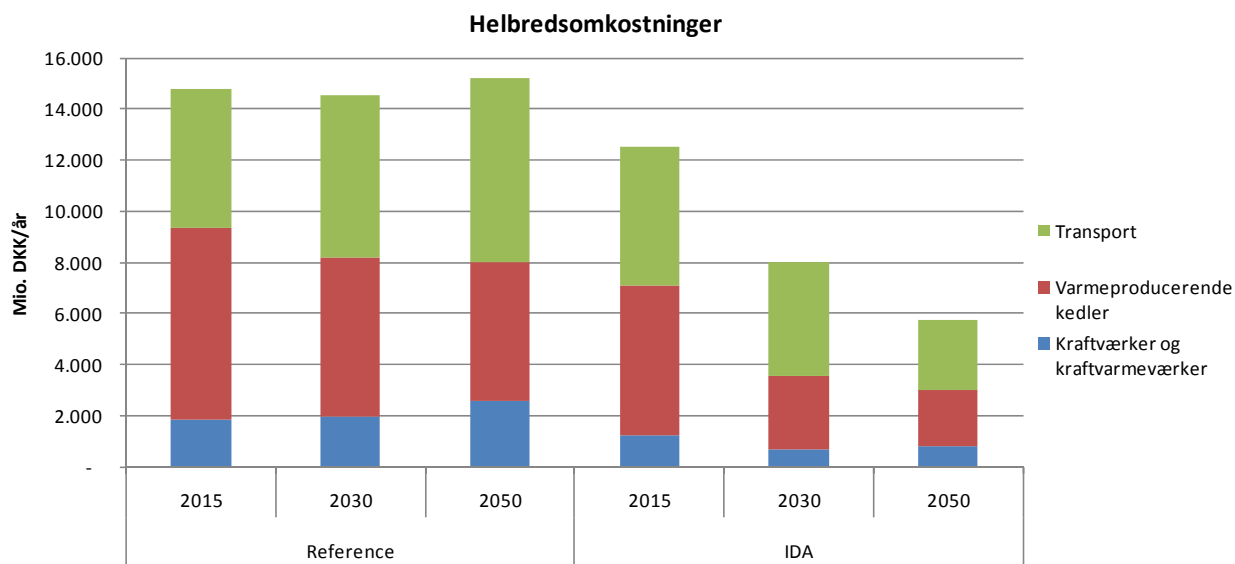


Fig. 31, Samlede helbredsomkostninger for energisystemerne fordelt på sektorer.

Ud af ovennævnte omkostninger kan en del relateres direkte til Danmark. Det skal igen understreges, at disse omkostninger giver en indikation af omkostningsniveauet, og er baseret på nutidens emissionskoefficienter. Differencen mellem referenceenergisystemet og IDA 2015 bliver herved ca. 0,9 mia. DKK. Frem mod IDA 2030 og IDA 2050 stiger de sparede helbredsomkostninger i Danmark til henholdsvis ca. 2,3 mia. DKK og 2,4 mia. DKK. Omkostningerne er opgjort i Tabel 30.

Tabel 30, Helbredsomkostninger i Danmark fordelt på teknologier og brændsel

Helbredsomkostninger (DK) mio. DKK/år			Reference			IDA		
Kraftværker og kraftvarmeværker			2015	2030	2050	2015	2030	2050
Kul	Dampturbine	Centralt anlæg	83	58	95	41	12	-
Naturgas	Dampturbine	Centralt anlæg	4	3	4	2	2	-
Naturgas	Gasturbine	Decentralt anlæg	14	13	13	9	-	-
Biogas	Gasturbine	Decentralt anlæg	5	5	-	7	8	20
Affald	Dampturbine	Decentralt anlæg	63	78	78	63	78	78
Biogas	Motor	Decentralt anlæg	-	-	18	-	-	-
Halm	Dampturbine	Decentralt anlæg	14	36	36	12	1	-
Skovflis, træaffald	Dampturbine	Decentralt anlæg	80	86	116	54	28	39
<i>Delsum</i>			<i>264</i>	<i>279</i>	<i>360</i>	<i>188</i>	<i>130</i>	<i>136</i>
Varmeproducerende kedler								
Fuelolie, spildolie	Kedel	Fjernvarmeværk o.l.	167	19	19	167	19	-
Gasolie	Kedel	Fjernvarmeværk o.l.	62	108	130	50	45	-
Halm	Kedel	Fjernvarmeværk o.l.	17	12	12	81	179	220
Naturgas	Kedel	Fjernvarmeværk o.l.	17	17	12	15	10	-
Træ	Kedel	Fjernvarmeværk o.l.	15	17	21	31	68	28
Naturgas	Kedel	Villaanlæg	4	3	2	1	0	-
Træ/brænde mv.	Kedel	Villaanlæg	2.345	2.179	1.724	1.448	174	164
Gasolie	Kedel	Villaanlæg	25	16	12	2	0	-
<i>Delsum</i>			<i>2.653</i>	<i>2.370</i>	<i>1.933</i>	<i>1.794</i>	<i>496</i>	<i>412</i>
Transport								
Diesel	Personbiler	Gennemsnit	215	299	366	215	152	25
Benzin med kat.	Personbiler	Gennemsnit	72	59	72	72	27	-
Bioethanol	Personbiler	Gennemsnit	8	9	9	8	4	-
Diesel	Lastbiler	Gennemsnit	206	283	343	206	231	-
Biodiesel	Lastbiler	Gennemsnit	-	-	-	-	-	176
Diesel	Skib	Gennemsnit	62	67	67	62	42	-
Biodiesel	Skib	Gennemsnit	-	-	-	-	-	27
Flybrændstof	Luftfart	Gennemsnit	38	33	29	38	32	28
<i>Delsum</i>			<i>602</i>	<i>749</i>	<i>886</i>	<i>602</i>	<i>488</i>	<i>256</i>
Sum			3.500	3.400	3.200	2.600	1.100	800

Helbredsomkostningerne, der er medtaget her, er udelukkende baseret på de seks typer af emissioner og inddrager ikke miljøomkostninger pga. skader på natur og dyreliv og ej heller omkostninger fra udvinding af brændsler og materialer i udlandet, f.eks. fra en kulmine i Sydafrika. Der er således tale om en konservativ vurdering.

I opgørelsen af helbredsomkostninger er omkostningerne pga. CO₂-emissioner ikke medtaget. Som nævnt i afsnit 5.8, er det vanskeligt at opgøre disse omkostninger. Miljø- og sundhedsomkostningerne

kan dog være på over 1.000 DKK/ton CO₂, og markedsprisen på CO₂-kvoter dækker således næppe den fulde samfundsøkonomiske omkostning. Pga. at det er vanskeligt at opgøre disse omkostninger, tages der ofte udgangspunkt i en metode, hvor handelsomkostninger eller forventninger til CO₂-kvoteprisen opgøres, dvs. omkostninger, der ideelt set bør afspejle, hvor meget der koster at nedbringe CO₂-emissionerne.

I opgørelsen af omkostninger ved energisystemerne er CO₂-handelsprisen indregnet i Klimaplanen, jf. Kapitel 14. Dette svarer til den omkostning, der er forbundet med at reducere udledningerne af CO₂, hvis handelen med CO₂ foregår på optimale vilkår. Der er regnet med to omkostningsniveauer på 229 og 458 DKK/ton CO₂. I forhold til de omkostninger, der påføres samfundet, ligger dette muligvis i den lave ende. I forhold til 2 graders-målsætningen afspejler dette interval dog, hvad CO₂-handelsprisen vil være i en sådan situation.

CO₂-omkostningerne i referenceenergisystemerne ligger mellem ca. 10 og ca. 25 mia. DKK/år. I IDA's Klimaplan 2050 reduceres omkostningerne til 8-17 mia. DKK/år i 2015, 5-10 mia. DKK/år i 2030 og fjernes helt i 2050. Der kan altså opnås store besparelser alene ved CO₂-kvoteprisen. Hvis disse omkostninger ikke afspejler de samfundsøkonomiske miljø- og sundhedsomkostninger, men er dobbelt så høje, bliver differencen mellem Klimaplanen og referenceenergisystemerne dobbelt så stor som differencen mellem CO₂-omkostningerne ved 458 DKK/ton CO₂.

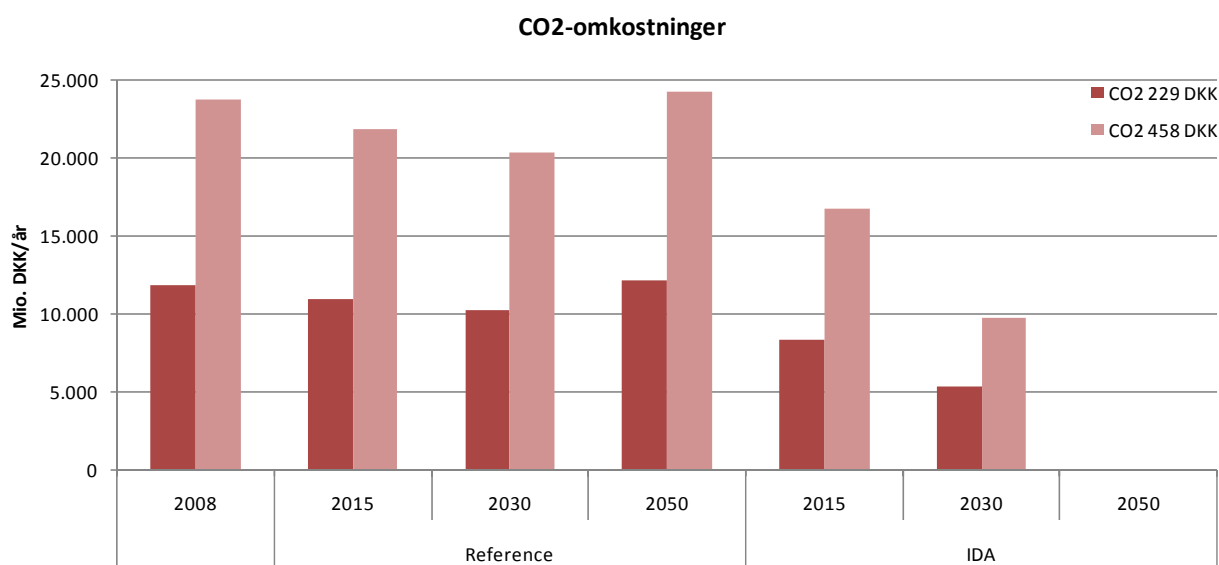


Fig. 32, CO₂-omkostninger ved referenceenergisystemerne og Klimaplanen.

CO₂-omkostningerne er opgjort i Fig. 32 ud fra en handelspris på hhv. 229 og 458 DKK/ton CO₂. Hvis der tages udgangspunkt i den lave CO₂-omkostning samt ovennævnte helbredsomkostninger, kan et lavt estimat af de samfundsøkonomiske omkostninger fra eksternaliteter beregnes til ca. 5 mia. i IDA 2015, ca. 11 mia. DKK i IDA 2030 og ca. 22 mia. DKK i 2050.

17.4 Følsomhedsanalyser af de samlede omkostninger

Det skal understreges, at der er taget udgangspunkt i emissionsdata fra 2007 og 2008 for brændsler og teknologier. Disse emissioner vil i løbet af perioden blive forbedret. Omvendt er fuelolie udfaset i beregningerne her, og der er katalysatorer på benzinbiler. Desuden ligger udledningerne fra kraft- og kraftvarmeværker i den høje ende i IDA 2030 og IDA 2050, idet der er taget udgangspunkt i emissioner fra konventionel teknologi, selv om der er forudsat ca. 1/3 brændselsceller på naturgas og biogas eller syntetiske brændsler i IDA 2030, samt udelukkende brændselsceller i IDA 2050. Der er foretaget en række følsomhedsanalyser for at undersøge denne problemstilling ved at se på, hvilke emissionskoefficienter, der ligger væsentligt højere end andre, og derved vil kunne nedbringes ved at stille krav til selve brændslet eller ved at stille krav til forbrændingsteknologierne.

Det vurderes, at kravene til kul-, affalds- og naturgaskraft i forvejen er ret høje og derfor ikke skærpes yderligere. Fuelolie er forudsat erstattet med gasolie, der har et mindre svovlindhold i både referencerne og i Klimaplanen.

For træ/brænde mv. er der lavet en beregning, hvor NO_x-emissionskoefficienten er tilsvarende den for større trækedler, og hvor emissionskoefficienterne for både CO og PM_{2,5} er halveret. Herved bliver besparelserne i helbredsomkostninger reduceret med 36% i 2015, 31% i 2030 og 17% i 2050. Der er således stadig store helbreds-mæssige gevinster ved Klimaplanen, selvom udledningerne fra afbrænding af træ/brænde mv. reduceres kraftigt med ny teknologi.

Hvis NO_x-emissionerne fra personbiler og lastbiler på diesel reduceres til niveauet for benzinbiler, er besparelserne i helbredsomkostninger de samme i 2015, 10% mindre i 2030 og 22% mindre i 2050. Dette ændrer således heller ikke på, at der kan opnås væsentlige besparelser i helbredsomkostningerne.

Der er foretaget analyser af øvrige emissionskoefficienter og priser. Det vurderes, at der ikke pt. er viden, der kan ændre mere på besparelserne i helbredsomkostningerne end ovenstående to parametre.

18 Erhvervspotentialer

En gennemførelse af IDA's Klimaplan 2050 vil medføre, at der opbygges kompetencer og produktion i danske virksomheder. Erfaringsmæssigt er der et potentiale for, at eksporten af disse teknologier øges som følge af denne omstilling til et mere effektivt system og til mere vedvarende energi. I dette kapitel opgøres erhvervspotentialet ved gennemførelse af planen.

18.1 Opdeling i potentiale typer

Ved opgørelsen af erhvervspotentialer er anvendt samme metode som i IDA Energiplan 2030 [4], hvor der blev taget udgangspunkt i den danske eksport af energiteknologi og rådgivning, som i 2004 udgjorde 32,5 mia. DKK, med vindmøller som den absolut dominerende teknologi. I mellemtiden er eksporten stedet til 64 mia. DKK i 2008 ifølge Energistyrelsen og Dansk Industri. Heraf udgør vindmøller 42 mia. DKK. Som for den tidligere plan er det her valgt at vurdere erhvervspotentialet frem til år 2030. En systematisk satsning på Klimaplanens 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 Appendiks VII er vist en oversigt over de væsentligste investeringer i besparelser og systemombygninger i IDA's Klimaplan 2050. Frem til år 2030 er der tale om samlede investeringer i disse teknologier på i alt 330 mia. DKK, fordelt med 130 mia. DKK på bygningsforbedringer og fjernvarmenet med lang levetid og med 200 mia. DKK på øvrige anlæg herunder biler, biobrændselsanlæg og el-besparelser med kortere levetider. Heraf udgør bioethanolanlæg knap 2 mia. DKK, og biobrændselsanlæg (biogasanlæg og omlægninger til biomasse i industrien) udgør 13 mia. DKK.

Foruden disse investeringer omfatter Klimaplanen investeringer i en række forsyningsteknologier. Det drejer sig om solvarmeanlæg til ca. 11 mia. DKK, yderligere vindkraft til ca. 33 mia. DKK, bølgekraft til ca. 6 mia. DKK, solceller til ca. 5 mia. DKK, varmepumper til 9 mia. DKK og brændselsceller til ca. 20 mia. DKK. Der er i alle tilfælde tale om ekstrainvesteringer ift. referencen.

Kvantificeringen af erhvervspotentialer er lavet ved at opdele tiltagene i IDA 2030 i 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, solceller, brændselsceller, varmepumper, fjernvarmerør, fjernkøling, bioethanolanlæg og biobrændselsanlæg. Eksportpotentialet i denne gruppe er vurderet med udgangspunkt i en sammenligning med vindkraftens erhvervsudvikling.

Gruppe 2 omfatter: Bygningsforbedringer og investering i el-besparelser og brændselsbesparelser i industrien. 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. Dette er baseret på en opgørelse fra Dansk Industri og Byggematerialeindustrien [53], som viser, at eksporten af byggematerialer i 2004 udgjorde ca. 25% af den samlede investering i byggeriet i Danmark. Dog vurderes særlige

byggematerialer inden for lavenergibyggeri at have et særligt potentiale, hvorfor et beløb svarende til 10% af investeringerne i bygningsforbedringerne samt investeringen i BOLIG+ er behandlet under gruppe 1. Disse beløb udgør tilsammen ca. 20 mia. DKK.

Investeringerne i ladestationer til el-biler samt fleksibelt elforbrug er medtaget som et erhvervspotentiale inden for området el-regulering under gruppe 1. Det vurderes, at der i Danmark vil være store muligheder for at udvikle det udstyr, der skal til, for at kunne integrere disse teknologier i el-nettet. Disse investeringer udgør ca. 10 mia. DKK.

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. DKK. Hjemmemarkedet kan beskrives ved 3.300 MW vindkrafteffekt, som i dagens anlægsmkostninger kan sammenregnes til en værdi af ca. 16 mia. DKK.

Med dette udgangspunkt er der udregnet et bruttopotentiale, som beløber sig til 230 mia. DKK/år for alle teknologier i gruppe 1 og 2. Imidlertid er det langt fra alle disse teknologier, der opfylder det såkaldte vindmølleeventyrs 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 blev i IDA Energiplan 2030 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 31. I beregningerne her, er det antaget, at den politiske vilje til at gennemføre energiplanen er til stede, og at hver af de ovennævnte forudsætninger har lige stor betydning.

Tabel 31, Vurdering af industrielle forudsætninger for erhvervspotentialer i gruppe 1

	Visionens hjemmemarked Mia. DKK i alt i perioden	Først på markedet	Velegnet erhvervsstruktur	Ledig kapacitet	Bærende ide og koncept	Verdens marked	Sum i ift. vind
Særlige bygningsdele	20	0	1	1	1	1	80%
Vindmøller	33	1	1	1	1	1	100%
El-bil-teknologi	11	1	1	1	1	1	100%
Solceller	5	1	1	1	1	1	100%
Solvarme	11	0	1	1	0	1	60%
Bølgekraft	6	1	1	1	1	1	100%
Brændselsceller	20	1	1	1	1	1	100%
Varmepumper	9	1	1	1	1	1	100%
Bioethanol	2	1	1	1	1	1	100%
Biobrændselsanlæg	13	0	1	1	0	1	60%

18.2 Samlet vurdering af erhvervspotentialer

På den baggrund er Klimaplanens erhvervspotentiale opgjort som illustreret i Fig. 33. Som det ses, skønnes Klimaplanen at skabe potentiale for en eksport af energiteknologi, der stiger fra de nuværende ca. 64 mia. DKK i 2008 til over 200 mia. DKK/år frem mod 2030. I IDA's Energiplan 2030 blev erhvervspotentialer vurderet til ca. 160 mia. DKK/år. Dette er nu steget, da det vurderes, at der er ledig kapacitet til mere eksport. De 200 mia. DKK/år stemmer godt overens med en vurdering fra Energiindustrien under Dansk Industri fra 2007.

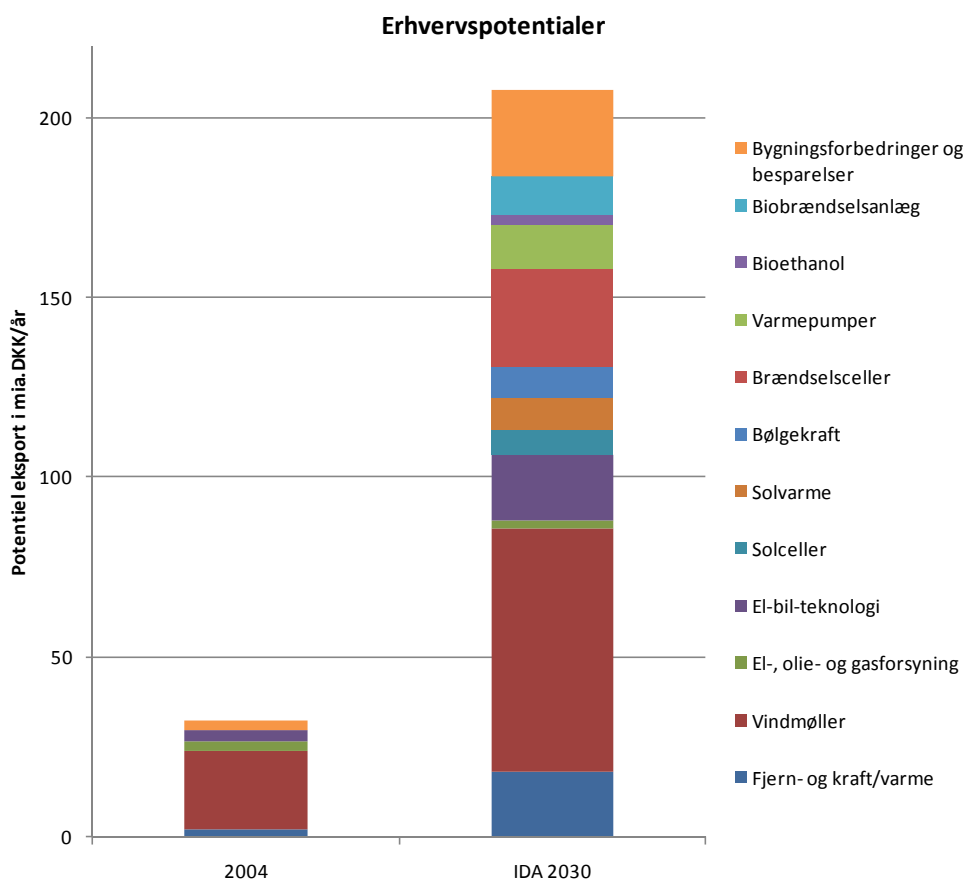


Fig. 33, Erhvervspotentialer pr. år ved implementering af IDA's Klimaplan 2050

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's Klimaplan 2050 primært vil skabe et erhvervsudviklingspotentiale for. Det skal også understreges, at disse potentielle gevinster kommer oveni gevinsten, der er påvist ved den ændrede drift og struktur i selve energisystemet beregnet i Kapitel 15.

19 Effekter på beskæftigelsen

En gennemførelse af IDA's Klimaplan 2050 vil medføre en omlægning af omkostninger til energi fra køb af fossile brændsler til køb af anlægsinvesteringer uden, at det danske samfund herved pålægges ekstra omkostninger til energi. Alt andet lige vil det medføre en højere dansk beskæftigelse samtidigt med, at betalingsbalancen forbedres. Denne effekt øges yderligere, hvis planen implementeres på en måde, så de ovennævnte erhvervspotentialer i form af øget eksport realiseres.

19.1 Opgørelse af omkostningstyper

Udgangspunktet for opgørelsen af beskæftigelseseffekten er opdelingen i årlige omkostninger for IDA's Klimaplan 2050 sammenlignet med referencens. Forskellen i omkostninger kan opdeles i investeringer og drift. Udviklingen i driftsomkostninger fremgår af Tabel 32. Som det ses, afvikler IDA's Klimaplan 2050 omkostningerne til køb af fossile brændsler, mens disse stiger i referencen. Til gengæld øges omkostningerne til biobrændsler samt drift og vedligeholdelse i Klimaplanen mere end i referencen.

Tabel 32, Driftsomkostninger i IDA 2015, IDA 2030, IDA 2050, samt referenceenergisystemerne

Mio. DKK/år	IDA Klimaplan 2050			Reference		
	2015	2030	2050	2015	2030	2050
Kul, olie og gas	60.246	38.577	0	70.217	71.010	79.563
Biomasse (DK)	10.973	8.727	21.339	11.557	14.942	14.004
D&V	4.686	8.624	16.836	4.968	4.975	5.391

Mht. anlægsinvesteringer er Klimaplanens ekstrainvesteringsomfang opgjort i hhv. perioden frem til 2030 samt perioden mellem 2030 og 2050. Ekstrainvesteringerne svarer til de ekstra beløb, som der er redegjort for i Kapitel 18 om erhvervspotentialer. Her er tilføjet omkostningerne frem til 2050, og investeringerne er opdelt på hhv. byggeri inkl. anlæg af fjernvarme og jernbaneanlæg samt øvrige produktionsanlæg, såsom vindmøller, solvarmeanlæg, mv.

I alt investeres der i størrelsesordenen 950 mia. DKK ekstra i Klimaplanen end i referencen, fordelt på perioden frem til 2050.

For hver af de nævnte omkostningstyper er der med udgangspunkt i erfaringer fra tidligere indsamlinger af valuta- og beskæftigelsesoplysninger [54;55] for investering i energianlæg vurderet en importandel, som vist i Tabel 33 herunder. Ift. de tidligere data er der foretaget en generel opjustering af importandelen, idet denne erfaringsmæssigt er stigende.

Tabel 33, Importandel fordelt på omkostningstype

Omkostningstype	Importindhold i procent
Anlægsinvesteringer (Bygge og anlæg inkl. fjernvarme-net)	30%
Anlægsinvesteringer (Maskiner og produktionsenheder)	40%
Drift og vedligeholdelse	20%
Fossile brændsler (Kul, olie og gas)	90%
Biomassebrændsler	20%
Gennemsnitlige omkostninger pr. job af beløb efter fradrag af importandel: 500.000 kr./jobår	

For den andel, der er tilbage efter fradrag af importandelen, er det forudsat, at der skabes to jobs for hver 1. mio. DKK. Dette inkluderer afledte jobs i finans- og servicesektoren. Igen er der tale om justerede tal ift. de tidligere indsamlede data. Denne gang er tallene nedjusteret for at tage hensyn til den generelle prisudvikling. Det bør i sagens natur understreges, at der er tale om et estimat.

19.2 Samlet beskæftigelseseffekt

Med ovennævnte metode og forudsætninger er ekstrabeskæftigelsen i Danmark ved gennemførelse af IDA's Klimaplan 2050 sammenlignet med referencen vurderet til i 30-40.000 jobs. Som det fremgår af Tabel 34, mistes der jobs i håndtering af fossile brændsler, mens der skabes jobs ved investeringer i energiteknologi. På langt sigt, i takt med at investeringerne i selve omlægningen til et 100% VE-system er gennemført, vil beskæftigelsen falde. F.eks. kan det ses i Tabel 34, at beskæftigelsen fra 2050 til 2051 vil falde fra ca. 40.000 jobs til ca. 15.000 jobs, når investeringerne bortfalder. I praksis vil dette sandsynligvis sprede sig over en årrække. Til sammenligning har Energistyrelsen og Dansk industri opgjort, at energiindustrien i dag beskæftiger knap 30.000 personer.

Tabel 34, Ekstra jobs ved gennemførelsen af IDA's Klimaplanen 2050 sammenlignet med referencen.

	2015	2030	2050
Brændsler	-2.929	-16.431	-4.177
D&V	-451	5.838	18.312
Inv (Byg&Anlæg)	23.450	22.190	20.930
Inv (Prod.&Maskiner)	9.420	9.300	9.180
Sum	29.490	20.898	44.245

Det er i den forbindelse vigtigt af to grunde at placere den store beskæftigelsesindsats så tidligt som muligt i perioden. Den ene grund er, at arbejdsstyrken som andel af den samlede befolkning er faldende i hele perioden frem til omkring 2040, og at der derfor er størst arbejdskapacitet til at foretage en ændring af energisystemet i begyndelsen af perioden. Den anden grund er, at de danske Nordsø-ressourcer rinder ud i perioden, og at det derfor er vigtigt så tidligt som muligt at udvikle en energiforsyning, der er baseret på vedvarende energi og en stigning i energi teknologiekporten, som kan erstatte den olie- og naturgaseksport, der formindskes og helt falder bort i løbet af 10-20 år.

Tabel 34 inkluderer ikke jobskabelsen som følge af øget eksport af energiteknologi. Disse fordele skal lægges til. Med en forudsætning om en importandel på 50% vil en årlig eksport på 200 mia.kr. generere i størrelsesordenen op til 200.000 jobs, alt afhængigt af hvor stor eksporten ville have været uden Klimaplanen, og i hvilket omfang, der er ledige, samt hvorvidt disse vil kunne beskæftiges i andre eksporterhverv. I den forbindelse henledes opmærksomheden på, at der alt andet lige frigøres en del dansk arbejdskraft i takt med, at olie- og gasudvindingen i Nordsøen afvikles.

Appendiks I –Konvertering fra Energistyrelsens data og resultater af rekonstruktion i EnergyPLAN

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 35. De konverterede data, som anvendes som input i EnergyPlan-modellen, er sammenfattet i Tabel 36. I konverteringen er fordelingen mellem fjernvarmebehov på EnergyPLAN-modellens hovedområder: fjernvarmeværker, decentrale kraftvarmeværker og centrale kraftvarmeværker lavet med udgangspunkt i fordelingen mellem disse fremskrivningen fra Energistyrelsen i de enkelte referenceår. I EnergyPLAN-beregninger medtages ikke omgivelsesvarme som et separat input, hvorfor dette er udeladt.

Tabel 35, Baggrundsdata fra Energistyrelsens fremskrivning opdelt på forbrugstyper og opdelt mht. elproducent.

Fra ENS Hovedtal 2008 (PJ/år) - Basisfremskrivning											
Kul	Olie	Ngas	Biomasse	VE	Omgivel.	Sum	Brændsel	Elektricitet	Fjernvarme	Hovedtal	
69,82	2,64	7,47	61,81			141,74	141,74	-60,04		81,70	Kraftværker
				41,33		41,33	41,45	-41,45		0,00	Vindkraft
				0,11		0,11				0,00	Vandkraft
34,67	0,98	4,50	34,24			74,39	74,39	-26,36	-40,73	7,30	Kraftvarme central
0,63	0,18	9,57	11,20			21,58	21,58	-8,04	-10,36		Kraftvarme dec.
	9,36	15,20	13,72	0,03		38,30	38,30	0,41	-36,24	2,47	Fjv-værker + Gr 2 og 3 kedler
0,07	2,56	7,72	2,84			13,20	13,20	-4,37	-7,54	1,29	Industriel k/v
			44,14			44,14	44,14	-9,93	-27,54	6,67	Affalds k/v
			0,26			0,26	0,26	0,00	-0,21	0,05	Affalds Fjv
10,78	67,90	28,99	8,77	0,00	1,61	118,05	118,05			118,05	Industri
	3,28	10,07	0,84	0,08		14,27	14,27			14,27	Service
	116,27					116,27	116,27			116,27	Trans. Diesel mv.
	67,89		10,46			78,35	78,35				Trans. Benzin mv.
	39,14					39,14	39,14			39,14	Trans. JP
0,00	9,42	17,25	41,53	1,73	12,18	82,10	82,10			82,10	Husholdninger
								4,06		4,06	Husholdninger varmepumpe
						0,00		145,73		145,73	Elforbrug
						0,00			123,59	123,59	Fjv-forbrug
						0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	Geotermi
		0,07				0,07	0,07			0,07	Ngas nettab
	13,23					13,23	13,23			13,23	Ikke energi
	16,95					16,95	16,95			16,946	Raffinaderier
		33,04				33,04	33,04			33,042	Nordsø
	0,00	0,13				0,13	0,13			0,13	Gasværker
								0,00			Netteeksport
											Sum diverse
115,97	349,79	134,01	229,82	43,29	13,78	886,66	886,66	0,00	0,96	806,10	Sum

Tabel 36, Input fra Energistyrelsen omsat til input til EnergyPLAN.

Input EnergyPLAN (TWh/år)												
	Nyttevirkning		Brændsel									
	el	varme	Kul	Olie	Ngas	Biomasse	Affald	Sol	El-prod	Fjv-prod	El-forbrug	Fjv-forbrug
Kraftværker	42,36%		19,39	0,73	2,07	17,17			16,68			
Vindkraft									11,51			
Vandkraft												
Kraftvarme central	35,43%	54,76%	9,63	0,27	1,25	9,51			7,32	11,31		
Kraftvarme dec.	37,25%	48,02%	0,17	0,05	2,66	3,11			2,23	2,88		
Fjv-værker + Gr 2 og 3 kedler		94,62%	0,00	2,60	4,22	3,81		0,01		10,07		
Industriel k/v	33,15%	57,10%										
Affalds K/V	22,50%	62,40%	0,00	0,00	0,00	0,00	12,26		2,76	7,65		
Affalds Fjv		79,76%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,07			0,06		
Industri sum (gr 3)			3,02	20,48	13,00	3,46			1,22	2,09		
Trans. Diesel mv.				32,30		0,00						
Trans. Benzin mv.				18,86		2,91						
Trans. JP				10,87		0,00						
Husholdninger			0,00	2,62	4,79	11,54		0,50				
Husholdninger varmepumpe/sol											1,13	
Elforbrug											40,59	
Fjv. Gr 1												2,64
Fjv. Gr2												9,90
Fjv. Gr 3												21,52
Fjv-forbrug i alt												34,06
Geotermi (COP)		1,00								0,00	0,00	
Ngas nettab												
Ikke energi												
Raffinaderier												
Nordsø												
Gasværker												
Netteeksport											0,00	
Sum diverse			0,00	8,38	9,23	0,00						
Sum			32,21	97,16	37,22	51,50	12,33	0,51	41,72	34,06	41,72	34,06
Kontrol (PJ/år)			115,97	349,79	134,01	185,42	44,40	1,84	150,19	122,62	150,19	122,62

Resultaterne af rekonstruktionen af 2030 systemet er præsenteret i kapitel 6. Rekonstruktionen af 2015 systemet er præsenteret i Tabel 37. Resultatet af konstruktionen af et energisystem for 2050 er præsenteret i Tabel 38. Forudsætningerne for 2050 energisystemet er præsenteret i kapitel 6. Bemærk at 2050 energisystemet ikke sammenlignes med noget referencesystem fra Energistyrelsen.

Tabel 37, Rekonstruktion af referencen i EnergyPLAN-modellen for 2015.

2015	Referencen		EnergyPLAN beregninger		
			Identisk elhandel	Teknisk analyse ver. 1	Teknisk analyse ver. 2
Input:					
Elforbrug	TWh/år	36,4	36,6	36,4	36,4
Fjernvarmeforbrug	TWh/år	35,3	35,3	35,3	35,3
Individuel opvarmning	TWh/år	23,3	23,3	23,3	23,3
Industri inkl. service & raff.	TWh/år	34,8	34,8	34,8	34,8
Transport (inkl. fly og skib)	TWh/år	62,0	62,8	62,8	62,8
Nordsø, tab, mv.	TWh/år	16,8	16,8	16,8	16,8
Gns. eff. dec. k/v (el/varme)	%	36 / 47	36 / 47	36 / 47	36 / 47
Gns. eff. cen. k/v (el/varme)	%	32 / 52	32 / 52	32 / 52	32 / 52
Gns. eff. kondensværker	%	41	41	41	41
Primær energiforbrug					
Vind, bølger, sol, vandkraft	TWh/år	10,4	10,4	10,4	10,4
Solvarme	TWh/år	0,2	0,2	0,2	0,2
Kul	TWh/år	36,4	37,3	39,2	36,6
Olie	TWh/år	94,8	94,9	94,8	94,9
Naturgas	TWh/år	41,6	39,6	45,6	46,4
Biomasse	TWh/år	41,8	39,7	39,6	39,7
Total, inkl. el-eksport	TWh/år	225,2	222,1	229,9	228,2
Nøgletal					
Nettoeksport (eloverløb)	TWh/år	-2,1	-2,2	1,6	0,3
Total korrigeret for el-eksport	TWh/år	233	227	226	228
Kondens-el i % af el-behov	%	31	21	22	22
Kedler i % af fjernvarme-behov	%	26	12	9	15
CO ₂ -emission	Ton/år	49,7	46,2	48,1	47,4
Korrigeret CO ₂ -emission	Ton/år	52,2	46,5	45,9	46,0

Tabel 38, Konstruktion af referencen i EnergyPLAN-modellen for 2050.

2050		EnergyPLAN beregninger		
		Markedsregulering	Teknisk analyse ver. 1	Teknisk analyse ver. 2
<i>Input:</i>				
Elforbrug	TWh/år	51,5	51,5	51,5
Fjernvarmeforbrug	TWh/år	34,1	34,1	34,1
Individuel opvarmning	TWh/år	15,6	15,6	15,6
Industri inkl. service & raff.	TWh/år	51,6	51,6	51,6
Transport (inkl. fly og skib)	TWh/år	75,7	75,7	75,7
Nordsø, tab, mv.	TWh/år	8,4	8,4	8,4
Gns. eff. dec. k/v (el/varme)	%	37 / 48	37 / 48	37 / 48
Gns. eff. cen. k/v (el/varme)	%	35 / 55	35 / 55	35 / 55
Gns. eff. kondensværker	%	42	42	42
<i>Primær energiforbrug</i>				
Vind, bølger, sol, vandkraft	TWh/år	14,0	14,0	14,0
Solvarme	TWh/år	0,5	0,5	0,5
Kul	TWh/år	51,5	42,3	41,9
Olie	TWh/år	117,5	117,5	117,5
Naturgas	TWh/år	36,4	35,5	35,8
Biomasse	TWh/år	55,2	55,2	55,2
Total, inkl. el-eksport	TWh/år	275,2	265,0	264,8
<i>Nøgletal</i>				
Nettoeksport (eloverløb)	TWh/år	4,6	0,2	0,1
Total korigeret for el-eksport	TWh/år	264	264	265
Kondens-el i % af el-behov	%	34	35	35
Kedler i % af fjernvarme-behov	%	9	9	10
CO ₂ -emission	Ton/år	56,5	53,2	53,1
Korrigeret CO ₂ -emission	Ton/år	53,1	51,6	51,6

Appendiks II – Omkostninger for teknologier i IDAs Klimaplan 2050

Omkostninger opgjort i nedenstående tabel skal opfattes som supplerende materiale til dataene fra Teknologikataloget for el- og varmeproducerende anlæg, og anvendt af Energistyrelsen [14].

Reference teknologier						
	Enhed	Inv. (mio. DKK/enhed)	Levetid (år)	Faste d&v omk. i % af inv.	Variable d&v	Noter / kilder
Små k/v-anlæg	MW-e	5,00	20,00	1,50	20,00	[14]
Store k/v-anlæg	MW-e	10,00	30,00	2,00	20,00	[14]
Kraftværker	MW-e	8,00	30,00	2,00	15,00	[14]
Store varmepumper	MW-e	20,00	20,00	0,20	2,00	[14]
Store varmelagre	GWh	10,00	20,00	1,00	0,00	⁷
Vind onshore	MW-e	8,00	20,00	2,40	0,00	⁸ [30]
Vind offshore	MW-e	12,00	25,00	3,00	0,00	⁹ [31]
Individuelle kedler	MW-th	5,00	15,00	2,50	10,00	¹⁰ [36]
Individuelle varmepumper	MW-e	28,00	15,00	0,70	0,00	¹¹ [36]

⁷ PlanEnergi: Ståltank 18 mio. DKK for 30.000 m³ svarende til ca. 1,6 GWh

⁸ For landvindmøller regnes dog med 8,5 mio. DKK/MW og 1,8% i d&v omk. af den samlede inv. pr. år i IDA 2015.

⁹ For offshorevindmøller regnes dog med 13,5 mio. DKK/MW og 3% i d&v omk. af den samlede inv. pr. år i IDA 2015.

¹⁰ Gennemsnit for oliefyr: 45.000 DKK/anlæg, biomassefyr: 50.000 DKK/anlæg og naturgasfyr 30.000 DKK/anlæg, samt et gennemsnit af d&v omk. på henholdsvis 2,5%, 2,8% og 2,1% af den samlede inv. pr. år.

¹¹ Gennemsnit for jordvarmeanlæg: 100.000 DKK/anlæg og luft/vandanlæg: 50.000 DKK/anlæg, samt et gennemsnit af d&v omk. på henholdsvis 0,9% og 0,6% af den samlede inv. pr. år. Det er antaget, at halvdelen af inv. i jordvarmeanlæg har 40 år i levetid.

IDA (produktion)

	Enhed	Inv. (mio. DKK/enhed)	Levetid (år)	Faste d&v omk. i % af inv.	Variable d&v	Noter / kilder
Små BC k/v-anlæg	MW-e	6,00	20,00	10,00	20,00	¹²
Store BC k/v-anlæg	MW-e	6,00	30,00	6,00	20,00	¹²
BC kraftværker	MW-e	6,00	30,00	6,00	15,00	¹²
Solceller	MW-e	7,50	25,00	0,25	0,00	¹³
Bølgekraft	MW-e	14,00	30,00	1,13	0,00	¹⁴ [14]
Indv. solvarme	GWh/y	5,00	20,00	1,00	0,00	¹⁵
Store solvarmeanlæg	GWh/y	3,20	25,00	0,05	0,00	¹⁶
Dam varmelager	GWh	5,00	25,00	0,50	0,00	¹⁷
Elektrolyseanlæg	MW-e	1,88	20,00	2,00	0,00	¹⁸

IDA 2030 (besparelser)

	Enhed	Inv. (mio. DKK/enhed)	Levetid (år)	Faste d&v omk. i % af inv.	Variable d&v	Noter / kilder
Byggeri						
El-besparelser	TWh	4000,00	10,00	0,00	0,00	¹⁹
Varmebesparelser	PJ	2000,00	50,00	0,00	0,00	²⁰
Industri						
El-besparelser	TWh	1500,00	15,00	0,00	0,00	²¹
Brændselsbesparelser	TWh	930,00	30,00	0,00	0,00	²²

¹² Data vedr. omkostninger for brændselsceller (BC) kraftvarmeanlæg fra 2015 og frem fra Topsoe Fuel Cells.

¹³ Forventet pris efter 2016. Se også afsnit 8.2.

¹⁴ Forventet pris efter 2020. Se også afsnit 8.3.

¹⁵ PlanEnergi/Arcon: 10 m² + 500 liter koster 30.000 + 15.000 kr og producerer 5 MWh (500 DKK/år i drift).

¹⁶ PlanEnergi/Arcon: 1.600 DKK/m² alt inkl. for 500 kWh/m² (2 DKK/MWh i drift).

¹⁷ PlanEnergi: 250 DKK/m³ for Dam-varmelagre over 100.000 m².

¹⁸ Se Appendiks IV.

¹⁹ Baseret på input fra Elsparefonden. Se også afsnit 9.1.

²⁰ I IDA 2015 anvendes 1.000 mio. DKK/PJ. Se også afsnit 9.4.

²¹ Se afsnit 10.1.

²² Se afsnit 10.3.

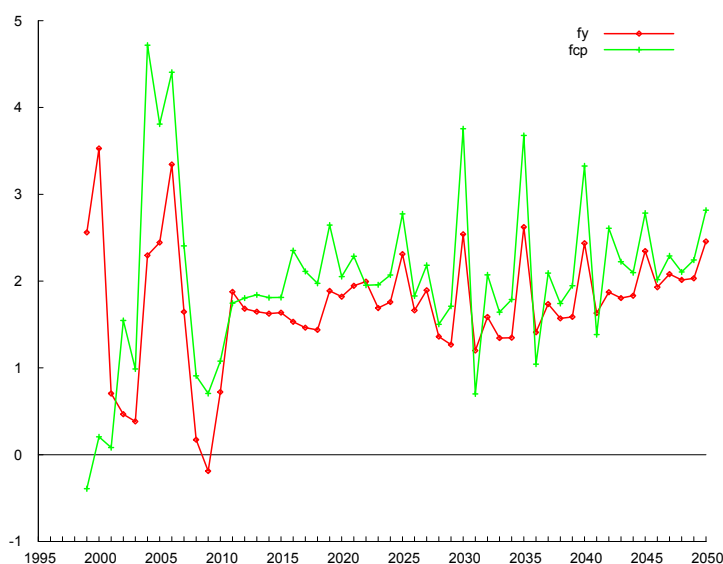
Appendiks III – Fremskrivning af økonomisk udvikling og energiefterspørgsel til fra 2030 til 2050

Kenneth Karlsson, Risø-DTU, Maj 2009

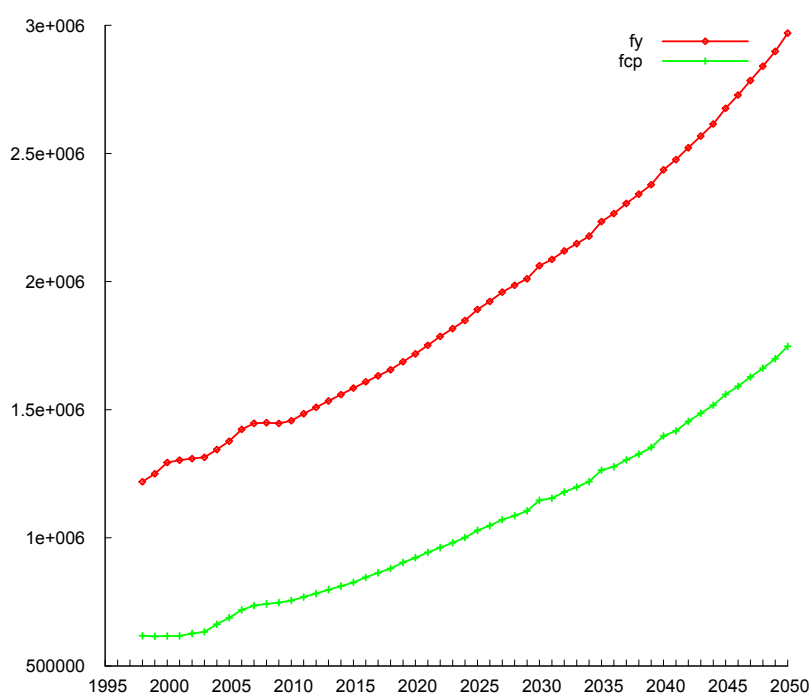
I dette notat præsenteres fremskrivninger af energiefterspørgslen i forskellige sektorer baseret IEA2008 brændselspriser, der skal danne grundlag for IDA's Energiplan 2030 og Ingeniørforeningens klimaplan år 2050. Fremskrivningen skal ses som referencescenario og ligger tæt op ad Energistyrelsens basisfremskrivning fra april 2009 i perioden frem til 2030 [6]. Efter 2030 frem til 2050 er der antaget en fortsat effektivisering på niveau med perioden 2010 til 2030 – dvs. en fortsat aktiv politik for at reducere energiforbruget er inkluderet i referencescenariet.

Energistyrelsens basisscenario fra juni 2008 var baseret på Finansministeriets 2015-plan "Mod nye mål – Danmark 2015" fra august 2007. Denne 2015-plan fremskrivning blev lavet før finanskrisen satte ind og derfor er der ikke taget hensyn til det dyk i økonomien, der forventes i 2009 og nogle år frem.

Finansministeriet (FM) har så lavet en ADAM-fremskrivning "Konvergensprogram 2008" fra december 2008 som løber frem til 2100. I konvergensprogram 2008 tegnes et billede af Dansk økonomi med et fald i bruttonationalproduktet i 2009, en svag vækst i 2010, hvorefter væksten er tilbage på niveauet fra den forrige fremskrivning. Det forventes således, at den økonomiske krise rettes op i løbet af de næste 2 år, og at det langsigtede "ligevægtsvækst-niveau" ligger på mellem 1½ og 2 % pr. år. Efter en meget lav ledighed i 2008 forventes en ledighed på niveau med den strukturelle ledighed på omkring 3½ %. Forudsætningerne for denne udvikling er en 0-vækst i BNP for vores samhandelspartnere i 2009, en delvis normalisering i 2010 og derefter en vækst på 2.1 % pr. år. Det skal bemærkes, at konvergensprogrammet er baseret på IEA's 2007 olieprisprognose, der ender på 66\$/bbl i 2030, mens der i IEA's 2008 prisprognose forventes en lang-sigtet real oliepris på 122 \$/bbl i 2030. Derfor ligger den økonomiske vækst i denne ADAM-fremskrivning højt ifht., hvis der blev taget hensyn til højere brændselspriser. FM's konvergensprogram 2008 (KP2008) er det som ligger til grund for Energistyrelsens basisfremskrivning april 2009. Figur 1 viser den årlige vækst i BNP (fy) og privatforbrug (fcp) i KP2008.



Figur 1 årlig procentvis vækst i hhv. BNP (fy) og privatforbrug (fcp).



Figur 2 Udviklingen i BNP (fy) og Privatforbrug (fcp) i faste priser (i 1000 2000-kr).

Figur 2 viser udviklingen i BNP og privatforbrug i faste priser. Herfra kan det ses at BNP fordobles i perioden 2008 til 2050 fra 1400 mia. 2000-kr til 3000 mia. 2000-kr.

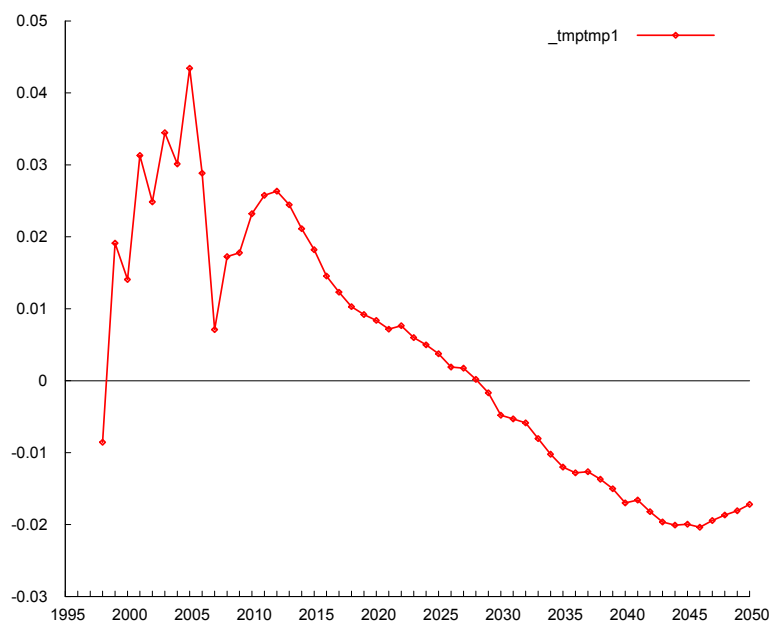


Figure 3 Viser betalingsbalancen ifht. BNP. F.eks. udgør betalingsbalanceunderskuddet 2% af BNP i 2045.

Et problem med det foreliggende konvergensprogram er at Danmark efter 2030 opbygger en stigende udenlandsgæld pga. en negativ betalingsbalance fra 2029, hvilket giver en risiko for, at væksten i økonomien og dermed energiefterspørgslen er overvurderet.

Dette konstante underskud på betalingsbalancen fra 2029 betyder at udenlandsgælden i 2050 når op på 20% af BNP.

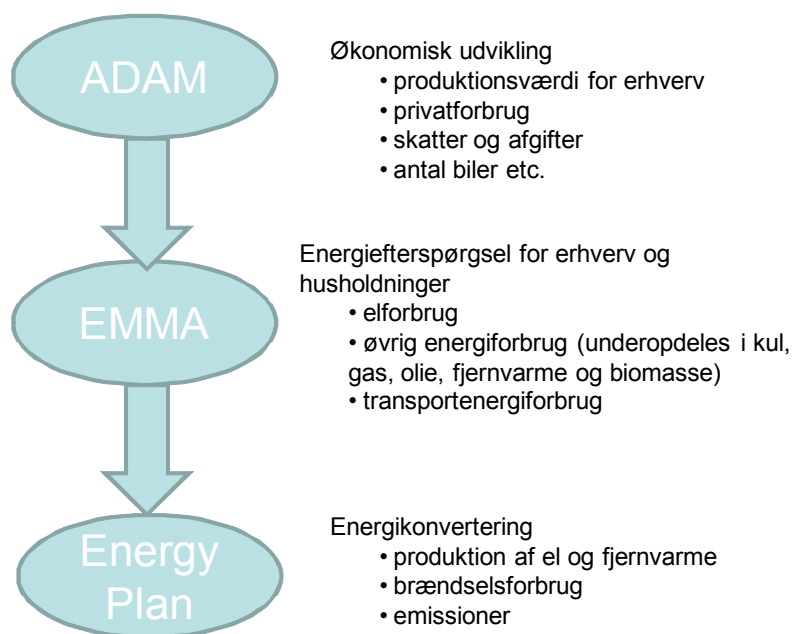
Fremskrivningerne til Ingeniørforeningens scenarier baseres på Energistyrelsens fremskrivning fra april 2009 frem til 2030, hvor den økonomiske udvikling er baseret på Finansministeriet "Konvergensprogram 2008", hvor finanskrisen er inkluderet. Konvergensprogrammet er kørt frem til 2100 og det er denne fremskrivning, som ligeledes anvendes som grundlag for den økonomiske udvikling frem til 2050 i IDA-scenarierne.

Ændring i brændselspriser påvirker økonomien gennem erhvervenes udgifter til energi. Stiger priserne bliver energiintensive erhverv ramt relativt hårdere end de knapt så energiintensive, dvs. der vil ske en forskydning mellem erhvervene. Desuden vil højere energipriser medføre at erhvervene vil satse mere på arbejdskraft og investeringer i produktionsapparatet frem for energi (de såkaldte produktionsfaktorer). Disse ændringer/effekter kan fanges ved at køre ADAM med de ændrede priser, hvilket dog ikke er gjort her.

Derfor burde scenarierne i princippet baseres på en opdateret version af Konvergensprogrammet hvor, der tages hensyn til ændrede brændselspriser og hvor problemet med betalingsbalancen er håndteret.

For at sikre "semi"-konsistens mellem den økonomiske udvikling, samfundets efterspørgsel efter energitjenester og fremtidens danske energisystem er det valgt at bruge en kombination af makroøkonomiske modeller og en energisystemteknisk model.

Herunder i Figur 4 illustreres beregningsrækkefølgen i de anvendte modeller.



Figur 4 Modeller, der indgår i IDA's scenarier.

ADAM er en makroøkonomisk model af den danske økonomi, den har 19 erhvervssektorer, herunder privat og offentligt forbrug. ADAM er økonometrisk model som på kort sigt kan anvendes som konjunkturmodel, men som på lang sigt (over 5-10 år) har egenskaber som en generel ligevægtsmodel (givet der sikres balance i de offentlige budgetter og betalingsbalancen). Den anvendes af Finansministeriet til deres officielle økonomiske fremskrivninger for den danske økonomi og udgør dermed også grundlaget andre ministeriers analyser herunder Klima- og Energiministeriet. ADAM vedligeholdes af Danmarks Statistik.

EMMA er et energi- og emissionsmodul til ADAM udviklet som et Forskningsrådsprojekt i et samarbejde mellem Risø DTU, DMU og Danmarks Statistik. Det er en økonometrisk model, der på basis af en fremskrivning af den økonomiske aktivitet fra ADAM for de enkelte erhverv, beregner det tilhørende energiforbrug fordelt på el, øvrige brændsler og transport. EMMA anvendes af Energistyrelsen til fremskrivning af erhvervenes og husholdningernes efterspørgsel efter el, fjernvarme og brændsler. EMMA vedligeholdes af Energistyrelsen og Risø DTU. Dokumentationen for ADAM og EMMA modellerne kan findes på hjemmesiden: www.dst.dk/adam

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 og samfundsøkonomiske konsekvensberegninger. EnergyPLAN er udviklet på Aalborg Universitet og kan downloades fra hjemmesiden: www.energyplan.eu

I EMMA bestemmes de enkelte erhvervs efterspørgsel efter el, øvrig energi og transport energi. Der antages substitution mellem el og øvrig energi for nogle erhverv, mens andres erhverv ikke har mulighed for at skifte mellem disse. For øvrig energi antages en vis grad af substitution for erhvervene mellem olie, kul, gas, fjernvarme og biomasse, mens der anvendes eksogene faste andele for husholdningerne.

ADAM og EMMA modellerne anvendes i IDA scenarierne udelukkende til at danne grundfremskrivningerne baseret på Energistyrelsens april 2009 fremskrivning [6]. De bruges ikke til konsekvensberegninger af de investeringer og ændringer der foretages i energisystemet frem til 2030 og 2050. Dvs. ADAM og EMMA anvendes her på samme måde som Energistyrelsen anvender dem til regeringens officielle fremskrivninger. Dermed også sagt, at hvis der skulle beskrives scenarier, hvor der er konsistens mellem den økonomiske udvikling i Danmark og udviklingen i energisystemet, så bør ændrede investeringsforløb i energisystemet og antagelser om ændringer i skattesystemet føre til nye kørsler med ADAM og EMMA og dermed nye efterspørgsels niveauer, der ændrer investeringsbehovet i energisektoren og som dermed påvirker økonomien. Via en iteration mellem de makroøkonomiske modeller og energisystemmodellen, kan der dermed skabes konsistente scenarier.

Herfra derfor en opfordring til at der ved fremskrivninger for Danmarks energisystem etableres et tæt samarbejde mellem makroøkonomer og energisystemanalytikere, dvs. i praksis en opfordring til at Finansministeriet, Energistyrelsen, universiteter og andre fremover arbejder tæt sammen i en iterativ proces omkring fremskrivninger.

Resultater af fremskrivningen

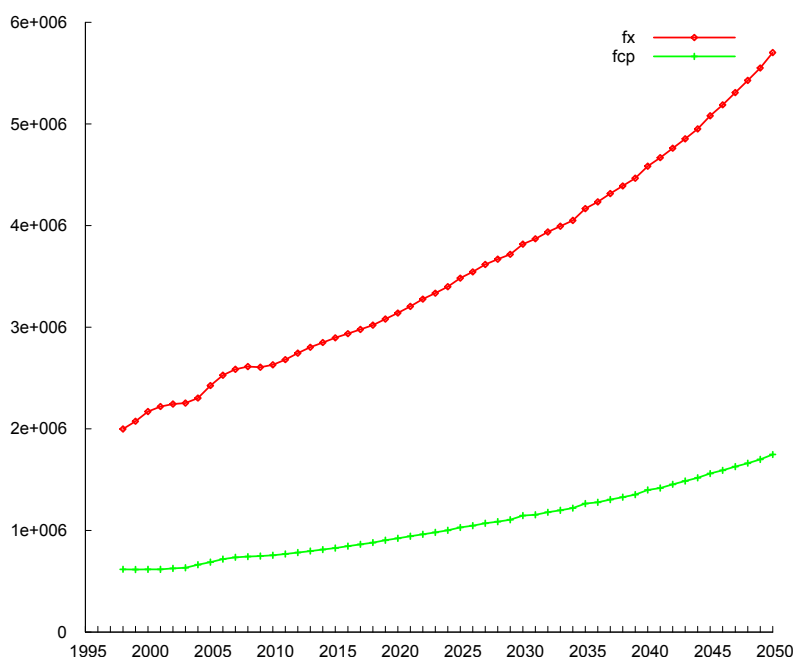
Frem til 2030 følger IDA's referencescenario Energistyrelsens basisfremskrivning, april 2009. For detaljer om forudsætningerne vedr. energibesparelser og andre antagelser frem til 2030 henvises til Energistyrelsens notat om Basisfremskrivningen, april 2009 [6].

Anvendte forudsætninger, fremskrivning af energiefterspørgslen med EMMA fra 2030 og frem til 2050, rides kort op i det følgende.

Vigtige forudsætninger/input for EMMA beregningerne er bl.a. den fremtidige elpris, udvikling i privatforbruget, erhvervenes produktion, udviklingen i energiafgifter, boligareal og effektivitetsforbedringer. De fleste af disse kommer direkte fra ADAM-modellen via FM's KP2008, mens niveauet af effektivitetsforbedringer skal vurderes eksplicit.

Fra 2030 til 2050 er der i EMMA regnet med en gennemsnitlig elpris på 85 øre/kWh (inkl. lastfordelingstillæg, PSO-bidrag, nettarif o.lign.) – svarende til en spotmarkedspris på 63 øre/kWh..

Erhvervenes samlede produktion og privatforbrug er vist i Figur 5. Det ses at væksten i erhvervenes produktion er højere end væksten i privatforbruget. Dette betyder alt andet lige at erhvervene står for en stadig større andel af energiefterspørgslen.



Figur 5 Udvikling i erhvervenes produktionsværdi og privatforbruget i faste priser (i 1000 (2000)kr.).

Med hensyn til skatter og afgifter er der ikke antaget nye afgiftsændringer ifht. det, som allerede er inkluderet i KP2008. Fra 2030 og frem antages energiafgifterne blot at øges med inflationen.

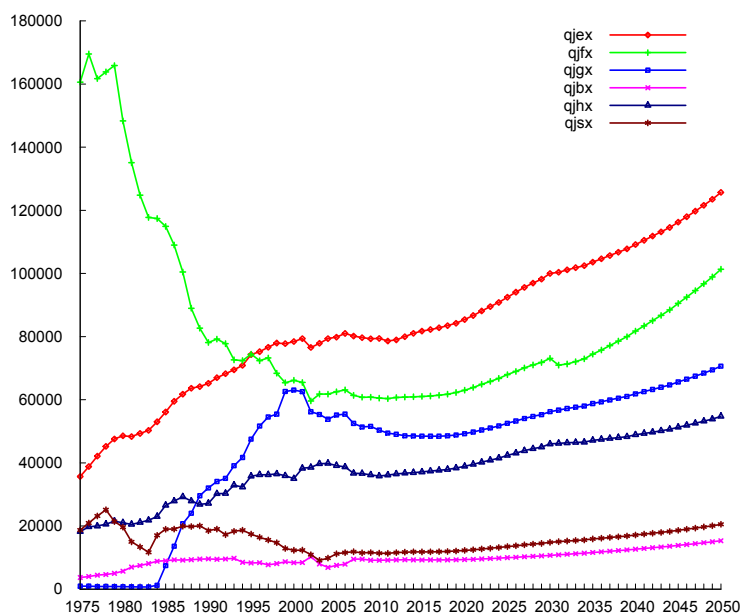
Boligarealet antages fortsat at stige med 0,86 % om året ligesom Energistyrelsen antager fra 2010 og frem til 2030.

I EMMA's energiligninger indgår et effektivitetsindeks kaldet *trende*, som både beskriver ændret energiefterspørgsel inden for erhvervet som følge af strukturændringer, men også teknologiske forbedringer. I fremskrivningen fra 2030 til 2050 antages effektivitetsudviklingen og struktur effekterne at følge niveauet fra perioden frem til 2030. Dvs. samlet set øger erhvervene deres energieffektivitet på elforbruget med 1,3 % om året (der er dog stor forskel mellem erhvervene (se Tabel). Struktureffekterne hiver den modsatte vej i energiforbruget. I gennemsnit over alle erhvervene betyder det at de bruger 0,2 % mere energi om året pr. værditilvækst som følge af ændret erhvervsstruktur. Dette betyder at den samlede trend på erhvervenes elforbrug ifht. værdien af deres produktion er 1,3 % minus 0,2 % - altså 1,1 % om året.

Tabel 1 Erhvervenes udvikling i energitrend (% årlig effektivitetsændring) for elforbrug og øvrig energiforbrug (proces og opvarmning) fra 2030 til 2050.

		El- forbrug i GJ	struk- tureffekt sidste 10 år dtqj.s i model	dtqj..t I model 2030- 2050			Øvrig energi i GJ	struk- tureffekt sidste 10 år dtqj.s i model	dtqj..t I model 2030- 2050
Årlige %-ændringer		2007			Årlige %-ændringer		2007		
Fiskeri	af	215	0	-1.30	Fiskeri	af	32	0	-1.35
Gartnerier	ag	947	0	-1.40	Gartnerier	ag	6147	0	2.8502
Landbrug	al	6491	-0.31	0.98	Landbrug	al	26261	-0.16	-0.808
Nærings/nydelsesmidd	nf	8198	0.43	-0.27	Nærings/nydelsesmidd	nf	24217	0.30	0.1072
Jern- og metalindustri	nm,	8595	-0.79	2.50	Jern- og metalindustri	nm,	10013	-0.79	1.2742
Stål		270	0	2.80	Stål		1624	0	-2.65
Kemisk industri	nk	6560	-1.79	4.50	Kemisk industri	nk	7566	0.15	4.0602
Anden fremstilling	nq	6809	0.24	-0.14	Anden fremstilling	nq	17100	1.22	0.471
Cement		1559	0	-1.20	Cement		17417	0	0.9502
Glas		722	0	-1.60	Glas		1353	0	-1.15
Bygge- og anlæg	b	1133	0.29	0.50	Bygge- og anlæg	b	5715	0.04	-0.114
Handel	qh	12716	-0.59	3.53	Handel	qh	11947	0.17	2.6476
Kontorer	qk	1728	1.28	0.94	Kontorer	qk	2163	0.71	3.3502
Hoteller mv.	qo	3549	-0.41	1.48	Hoteller mv.	qo	5464	-0.16	-0.75
Anden privat service	qq	5935	0.30	-0.36	Anden privat service	qq	9110	0.07	0.1021
Søtransp	qs	101	0.00	1.51	Søtransp	qs	4646	0.00	1.0202
Luft transp	ql	79	0.00	1.62	Luft transp	ql	72	0.00	1.1302
Land transp	qv	4854	-1.57	1.59	Land transp	qv	1439	-1.93	1.4602
Jembaner	qj	1282	0.00	1.56	Jembaner	qj	3099	0.00	1.0702
Offentlig service	o	8936	0.33	1.94	Offentlig service	o	16544	-0.16	1.3102

For procesenergi og opvarmning den tekniske effektivitetsforbedring i gennemsnit på 0,2 % om året, mens der stort set ikke er nogen struktureffekt på energiforbrug til proces og opvarmning. De anvendte antagelser om økonomisk vækst og effektivitetsforbedringer giver dermed anledning til den fremskrivning af erhvervenes endelige energiforbrug med EMMA, som er vist i Figur 6.



Figur 6 Fremskrivning af erhvervenes endelige energiforbrug. Frem til 2030 følger udviklingen Energistyrelsens basisfremskrivning, april 2009 og fra 2030 og frem en antagelse om at en lignende politik fortsættes.

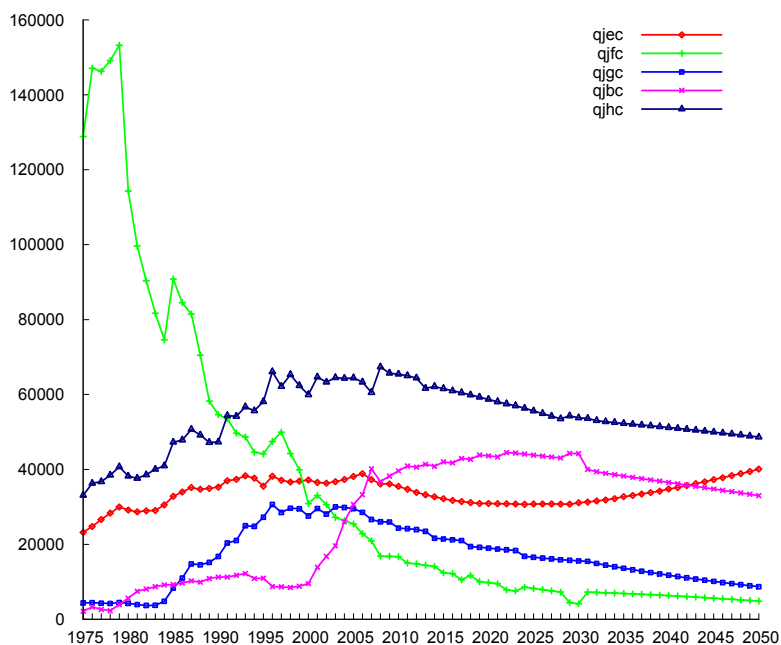
I fremskrivningen er der antaget substitution mellem brændslerne i øvrig energi (olie, gas, biomasse, fjernvarme og kul). Dvs. fordelingen mellem disse brændsler er afhængig af deres pris inkl. afgifter samt de enkelte erhvervs mulighed for substitution.

Fremskrivning af husholdningernes el og varmeforbrug er baseret på EMMA's husholdningsmodel. Husholdningernes elforbrug er delt op på nogle grupper af apparater hvortil modellen har brug for antagelser om effektivitetsforbedringerne inden for disse grupper. Elforbruget for husholdninger er delt op "Husholdningsmaskiner", "TV mv.", "Belysning", "Diverse" og "PC'er". I fremskrivningen fra 2030 til 2050 er der antaget følgende årlige effektivitetsforbedringer:

- Husholdningsmaskiner 0,63 % om året
- TV mv. 0,85 % om året
- Belysning 0,26 % om året
- Diverse -1,27 % om året
- PC'er 2,53 % om året.

Disse forbedringstakter er baseret på en ELmodel Bolig fremskrivning af den danske apparatsammensætning. "Diverse"-gruppen har en negativ effektivitetsforbedring hvilket skyldes at denne gruppe ud over at indeholde cirkulationspumper og ventilation også dækker nye apparater, som ikke falder ind i de øvrige kategorier.

Mht. til opvarmning af boliger, så antages det at den løbende forbedring af bygningsmassen frem til 2030, der er indeholdt i Energistyrelsen basisfremskrivning, april 2009, fortsættes i perioden 2030 til 2050. Dette betyder at bygningernes varmetab pr. m² sænkes med 2 % om året. I Figur 7 ses den resulterende fremskrivning af husholdningernes energiforbrug. I figuren er "øvrig energi" splittet op gas, olie, fjernvarme og biomasse.

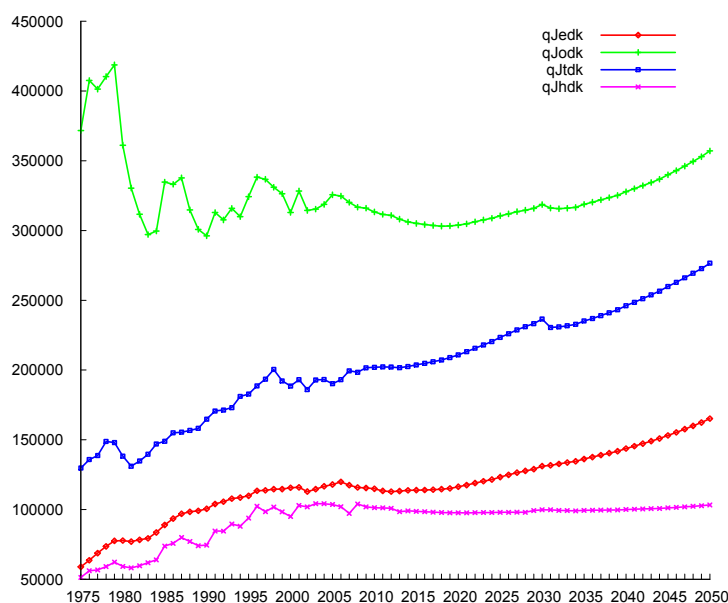


Figur 7 Historiske tal og fremskrivning af husholdningernes endelige energiforbrug (TJ/år). [qjec=el, qjfc=olie, qjgc=gas, qjbc=biomasse, qjhc=fjernvarme].

Ved fremskrivning af transportenergiforbruget er der antaget en generel årlig effektivitetsforbedring for alle transportmidler på 0,5 %. I EMMA modelleres erhvervenes egen transport, transport i privatbiler samt transporterhvervenes (fly, fragt på vej, tog, bus og skib/færge) energiforbrug til transport.

I Figur 8 vises således den samlede danske elefterspørgsel, efterspørgsel efter "øvrige-energi" og specielt herunder er også vist fjernvarmeefterspørgslen og til sidst transportenergiforbruget.

Det danske fjernvarmeforbrug antages dermed næsten at være konstant fra i dag, mens øvrig energi vokser med ½-1 % om året og elforbruget og transportenergiforbruget vokser med 1-1½ % om året.



Figur 8 Resultat af fremskrivning af det danske endelige energiforbrug (TJ/år). [qjedk=el, qjodk=øvrige energi, qjtdk=transport, qjhdk=fjernvarme].

De her præsenterede fremskrivninger af det danske endelige energiforbrug bruges som basisfremskrivning for IDA's scenarier frem til 2030 og 2050.

Appendiks IV - Teknologibald for højtemperatur elektrolyseanlæg

Future high temperature solid oxide electrolyser cells and current alkali electrolyzers

Brian Vad Mathiesen, Aalborg University, January 2009 in [44].

High temperature electrolyses are not yet developed. In this technology sheet an estimate of the technology data for such future technology is presented. All values presented on the efficiency of the cells are based on the lower heating value (LHV).

The data presented here represents an update and expansion of the data sheet used by the Danish Energy Authority from (DEA) March 2005. [14]. The updates are mainly based on input from Professor Mogens Mogensen and Scientist Søren Højgaard Jensen from the Fuel cells and Solid State Chemistry Department at Risø National Laboratory for Sustainable Energy – Technical University of Denmark.

Two sets of data are presented for high temperature solid oxide electrolyser cells (SOEC). One which represents the theoretical maximum efficiency with ideal conditions and one with electrolyzers where 10 per cent heat losses are included, as a proxy for including balance of plant consumption and losses. The data are presented for hydrogen and CO₂ electrolyzers. For use in energy system analyses the second set of data which includes these losses are recommended. The technology is still in the early development stage. It is anticipated that commercial electrolyser plants will be available from 2020. It should be noted that such technology and cost data are connected to considerable uncertainties.

For comparison data for a current and future alkali electrolyser is presented. Based on different publications state-of-the art data for alkaline electrolyzers is presented.

The results are listed in table 1.

Theoretical maximum for high temperature electrolyzers

Energy balance based on ideal theoretical conditions for SOEC is based on the production of 1 mole of hydrogen and illustrated in Fig. 34. 1 mole of hydrogen represents 242 kJ.

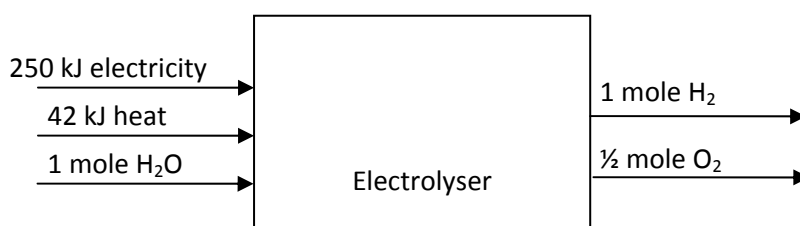


Fig. 34, Theoretical optimal operation conditions in high temperature hydrogen electrolyses

The inlet heat is used by evaporating water. The inlet heat should be delivered at ~250°C at ~40 atm. Considering that the heat is “free” the electricity to fuel efficiency is 96.8 per cent. Considering that the heat is not “free” the electricity and heat to fuel efficiency is 82.9 per cent with ideal operation conditions (assuming that the heat origins from electricity). For CO₂ electrolyses the same ideal theoretical conditions are illustrated in Fig. 35.

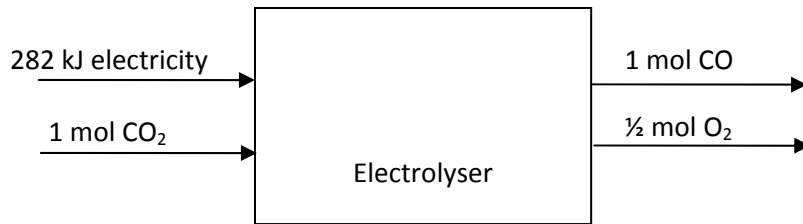


Fig. 35, Theoretical optimal operation conditions of high temperature CO₂ electrolyses

The electricity to fuel efficiency is 99.3 per cent with ideal operation conditions in the case of CO₂ electrolysis. In this case totally pure CO₂ has to be delivered.

Future possible high temperature electrolyses

High temperature electrolyses cannot be expected to operate with ideal operation conditions. For energy system analyses it is recommended that the following data are used, in which 10 per cent heat losses have been included. Such low value heat however can be used in district heating systems, where other fuel can be replaced. The 10 per cent heat losses are losses to the surroundings. For larger units the losses may be smaller. Another possibility in the future is that the losses are lower than the 10 per cent, because the heat can be utilized for preheating water.

In Fig. 36 the operation conditions for high temperature hydrogen SOEC is presented. Considering that the heat is "free" the electricity to fuel efficiency is 88.0 per cent and the electricity to low value heat efficiency is 9.1 per cent. Considering that the heat is not "free" the electricity and heat to fuel efficiency is 76.3 per cent and the electricity and heat to low value heat efficiency is 7.9 per cent.

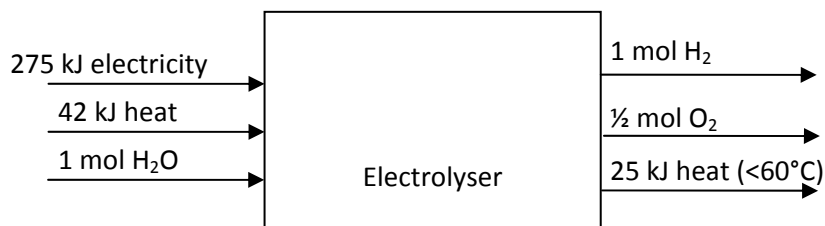


Fig. 36, Potential future operation conditions of high temperature hydrogen electrolyses

High temperature CO₂ electrolyses is presented in Fig. 37. In this case it is recommended to use 90.3 per cent electricity in fuel out efficiency and 9.0 per cent electricity in low value heat out efficiency. Losses due to the purification process in the procurement phase of CO₂ have to be added.

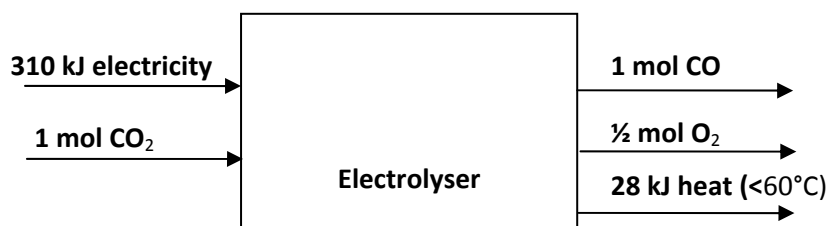


Fig. 37, Potential future operation conditions of high temperature CO₂ electrolyses

The H₂O and CO₂ electrolyses can be combined and the electricity and heat consumption can be calculated linearly by combining the operation parameters presented above. This has been tested at Risø National Laboratory at 850 °C and the cell performance seems to change quite linear from pure H₂O/H₂-performance over mixed H₂O/H₂-CO₂/CO-performance to pure CO₂/CO-performance.

The cells have fast regulation abilities (from 0% to 100% power in less than a few seconds) if the cell temperature is kept at the maximum operating temperature. If the cell is operated below 100 % power a heat supply is needed to keep the cell temperature at the maximum operation temperature. The heat-supply-device can be fairly simple and is not considered a significant cost component. Operation below 100% power (or below thermo-neutral-potential ($E_{tn} = 1.3$ V) does not affect the electricity-to-fuel-efficiency. That is because the heat supply equals the reduction of the electricity consumption in the cell (i.e. the total voltage (cell + heat supplier) is 1.3 V regardless of the power ratio).

The start-up time of SOEC is a challenge, however different operation and insulation strategies can be applied in the SOEC-plant in order to keep the plant at operation temperature. If the SOEC is cold the start-up time is several hours.

When using the electricity to fuel efficiencies the DC/AC inverters also has to be considered as well as the potential losses in the fuel storages. For the inverters 5 per cent losses should be added.

The costs of future high temperature electrolyzers

According to DEA [14], the costs of solid oxide electrolyzers is 0.18 M€/MWe, with a lifetime of 20 years. However there are extra costs of connection electrolyzers to the grid, because normally the grid is designed to move electricity to larger transmission lines. Here we need to use significant amounts of electricity. Larger electric boilers between 8-15 MWe are between 530,000 and 800,000 € based on initial Danish experiences. Smaller electric boilers are considered too expensive. The cost of grid connection is between 260,000 and 1,000,000 € for these depending on location and local connection possibilities for these boilers. The costs are estimated to be 66,000 €/MWe electric boiler and 66,000 €/MW grid connection of other technologies such as electrolyzers. The lifetime is assumed to be 30 years for the grid connection. The total investment costs of grid connected electrolyzers is thus 0.25 M€/MW [56]. The fixed operation and maintenance (O&M) costs are 5,400 €/MW/year which is approx. 3 per cent of the initial investment annually [14]. The replacement of cells in the lifetime of these electrolyzers is included in the fixed O&M costs. With such assumptions the total annual costs are 0.021 M€/MW using a socio-economic interest rate of 3 per cent.

At Risø National Laboratory for Sustainable Energy a total investment of between 0.23 and 0.37 M€/MW is expected. Here one third of the investment is the electrolyser cells, which has a lifetime of 10 years. The rest is assumed to be the BoP equipment/plant and has a lifetime of 30 years. Here the fixed O&M cost are estimated to be 0.5 per cent of the initial investment. Including grid connections the total annual cost are between 0.021 and 0.031 M€/MW.

In the cost estimates recommended, the total plant including grid connection is based on the estimate from the DEA and on the low estimate from Risø. The investment cost are assumed to be 0.25 M€/MW for grid connected electrolysers with a 20 year lifetime and 2 per cent fixed O&M costs. These cost estimates are based on future large-scale production of electrolysers and is an estimate for the socio-economic costs from between 2020 – 2030.

Current and future alkali electrolysers

The alkali electrolysers are already well developed, and no significant improvements can be expected. It is a 100 year old technology used in the chemical and metallurgic industry and for production of fertilizer in the form of ammonia (NH₃).

The data listed here is based on state-of-the art atmospheric pressure alkaline electrolysers. Some operate at atmospheric pressure, and some with pressurised operation between 4 and 30 bar.

The cost of alkaline electrolysers is heavily dependent on the size of the plant. Here only large scale production plants are included. Here the costs from the Danish Energy Authority [14] is used for large scale plants (>2 MWe). The costs are estimated to be at least 0.2 M€/MW with fixed O&M costs of 3 per cent of the initial investment. The lifetime is 20 years with major services every 6 years.

The start-up time of current large scale alkaline electrolysers is approx. 2 hour to 100 per cent and they are not designed for fast regulation abilities. Regulating up and down tears the cells whereas turning the stack on or off does not affect the lifetime of the cells significantly. The stacks often have the maximum lifetime (in hrs) when used at 80 – 90 % of their maximum capacity. If stacks are used for up- and down regulation the overall lifetime can be expected to be reduced by an average of app. 30 per cent. The actual number heavily depends on the actual electrolyser. Cooling systems may be developed to make the plants more flexible. Downward regulation can be achieved within a few seconds.

The efficiency of alkaline electrolysers can be very high, however this would increase the costs significantly as the current density would be lowered.

The LHV for alkaline electrolysers has been calculated from [14] by converting from 71-75 per cent based on the HHV to the LHV and adding 5 percent losses in the inverter. The same LHV occurs if calculated from the cell current density of 1.3 V for SOEC to 1.8 V for alkaline electrolysers combined with inverters. The LHV for commercially available technology is confirmed in the CONCAWE project [57] from march 2007.

It is assumed that it is technically possible to utilize 90 per cent of the excess heat for district heating. Here it is assumed the 30 per cent of the input electricity can be used as heat in district heating systems.

Table 1 – Potential operation conditions of high temperature electrolyses and current alkali electrolyses

Technology		High temperature electrolyses (SOEC)		Alkali electrolyses ²³
Production of		Hydrogen	CO	Hydrogen
Available from		2020-2030	2020-2030	2008
Capacity	MW	0,5-50	0,5-50	0.9-2.0
Output	Bar	40	40	1
Operating temp.	°C	850	850	70-90
Electricity to fuel efficiency ²⁴	% (LHV)	73	86	58-61 ²⁵
Electricity to heat efficiency	% (LHV)	7.5	8.6	30
Other input		Steam ²⁶	Pure CO ₂	Ambient air, water
Start-up time	Hours	0,2 ²⁷	0,2 ²⁷	
Regulation ability				
Fast reserves	MW per 15 min.	Full capacity	Full capacity	Full capacity (in 10 min.)
Regulation speed	% per second	3 down / 0.1 up	3 down / 0.1 up	0.004
Minimum load	% of full load	1	1	20
Economy				
Investment costs ²⁸	M€/MWe	0.25	0.25	0.26-1.4
Fixed O&M costs	% of inv./year	2	2	2.3-3.0
Variable O&M cost ²⁹	€/MWh	-	-	-
Lifetime ³⁰	Years	20	20	20

²³ The alkaline electrolyser data are modified from [14].

²⁴ Including 5 per cent losses in inverters

²⁵ The LHV has been calculated from [14] by converting to the LHV and adding inverter losses. The same LHV occurs if calculated from the cell current density of 1.3 V for SOEC to 1.8 V for alkaline electrolyses combined with inverters. The LHV for commercially available technology is confirmed in the CONCAWE project [57].

²⁶ The energy consumption for steam is included in the efficiency.

²⁷ The start-up time is several hours if started from cold.

²⁸ Including improvements in grid connection of 66,000 €/MW for large plants.

²⁹ No variable costs assumed other than electricity.

³⁰ The lifetime indicated for SOEC and the investment and O&M costs includes a replacement of cells and the BoP/plant. See explanation above.

Appendiks V - Eksterne omkostninger for emissioner fra energisystemet

Begrebet eksterne omkostninger dækker i princippet over de samfundsøkonomiske omkostninger, der ikke indgår i markedsprisen på f.eks. et brændsel som kul. Hvis energisektoren og herunder selvfølgelig kraftværkserne opererer i et liberaliseret marked, så bør alle eksterne omkostninger internaliseres for at sikre udviklingen bliver optimal for samfundet. At der eksisterer eksternaliteter kan ses som en markedsfejl der således bør rettes op på. Problemet er bare, at det kan være temmelig svært at bestemme størrelsen af de eksterne omkostninger. Miljøafgifter kan ses som et forsøg på at internalisere de eksterne omkostninger, men niveauet af miljøafgifter passer ikke nødvendigvis sammen med de reelle eksterne omkostninger.

Eksterne omkostninger kan være mange ting – det kan handle om at medtage omkostninger fra miljøpåvirkninger der hvor brændslet er udvundet (f.eks. en kulmine i Sydafrika) eller det kan være helbreds og miljøeffekter der hvor brændslet anvendes. De omkostninger, der er anvendt her er baseret på effekter fra brændselskonverteringen i Danmark, og medtager altså ikke miljø- og helbredsomkostninger ved udvinding og transport af brændslerne til landet.

Helbredsekskternaliteter

Der eksisterer en række studier vedrørende prissætning af helbredseffekter som følge af udledning af forskellige forureningskomponenter. Det mest kendte er Extern-E (www.eksterne.info) et EU-projekt startet i 1996, der stadig opdateres. Danmarks Miljøundersøgelser (DMU), har ligeledes opdateret disse tal flere gange ifht. danske forhold og med en mere avanceret luftforureningsmodel end der oprindeligt var anvendt i Extern-E [19]. De officielle DMU-tal for helbredsomkostningerne ved udledning af forskellige emissionstyper anvendes bl.a. af Energistyrelsen ved vurdering af projekters samfundsøkonomiske værdi [1], se Tabel 39. DMU har lavet enkelte opdateringer for helbredsomkostningerne ift. de tal Energistyrelsen anbefaler – de kan findes på DMU's hjemmeside (www.dmu.dk) og er gengivet i uddrag i Tabel 40.

Tabel 39, Samfundsøkonomiske omkostninger pr. udledt kg stof anvendt af Energistyrelsen [1].

DKK/kg	Udenfor bymæssig bebyggelse	Bymæssig bebyggelse
NO _x	50	50
SO ₂	79	121

Tabel 40, Samfundsøkonomiske omkostninger pr. udledt kg stof [25].

DKK/kg	Udenfor bymæssig bebyggelse	Bymæssig bebyggelse
PM2,5	95	152
NO _x og nitrat	52	52
SO ₂ og sulfat	82	127
Bly	10.016	10.406
Kviksølv	1.658	1.906

Når DMU skal bestemme helbredsomkostningerne ved udledning af f.eks. NO_x, så anvender de deres såkaldte EVA-system (Economic Valuation of Airpollution), se Fig. 38. Der tages udgangspunkt i et emissionsdatasæt for hele den nordlige halvkugle (f.eks. fra år 2005) og der anvendes meteorologiske data fra et "normalår" f.eks. år 2000. Luftemissions- og spredningsmodellen DEHM finder den årlige gennemsnitlige koncentration af de forskellige stoffer opgjort på et grid over Danmark på 16X16 km. Ved at krydse de fundne koncentrationer med befolkningsdata kan man finde eksponeringen af befolkningen og derudfra med eksponerings/responsfunktioner finde hvor mange tilfælde af helbredsskader og dødsfald forureningen er skyld i. De samlede omkostninger i form af helbredsskader kan så beregnes ved at tælle tabte arbejdsdage, hospitalsindlæggelser etc. og så gange med en enhedspris for hver af disse tilfælde. For at finde omkostningerne for de enkelte emissionstyper, så har metoden indtil for nylig været baseret på at placere en "kunstig" punktkilde (f.eks. et kraftværk) forskellige steder i landet – både uden for byer og inde i byer. Luftforureningsmodellen er så blevet kørt igen og ændringer i koncentrationer pga. den nye punktkilde registreret. Det er disse ændringer, som anvendes til at bestemme omkostningerne for at udlede NO_x i byområder eller udenfor byområder. Metoden med anvendelse af en "kunstig" punktkilde er grundlaget for beregningen af de omkostninger, der er gengivet i Tabel 39 og Tabel 40 og som anbefales af Energistyrelsen og DMU til brug i samfundsøkonomiske beregninger.

EVA-tool (Economic Valuation of Air pollution)

from the Danish National Environmental Research Institute (NERI)

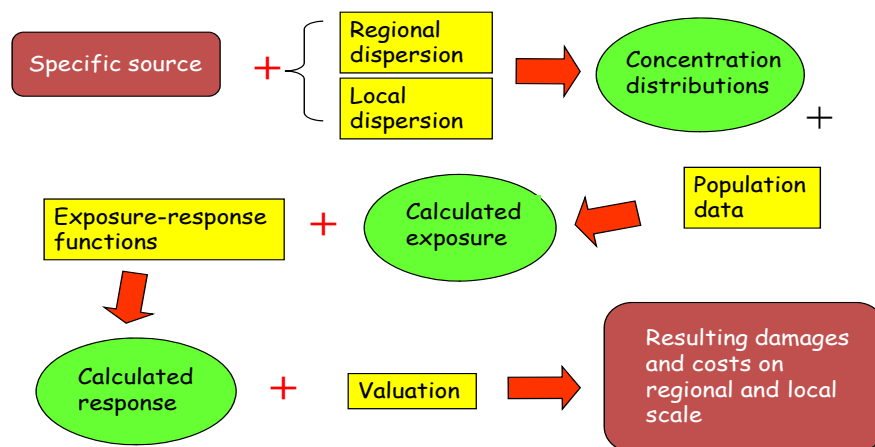


Fig. 38, Arbejdsflowet i EVA-systemet [23;24].

Af Fig. 39 fremgår grafisk hvordan eksponeringen af befolkningen bestemmes. Et kort med årlige gennemsnitlige koncentrationer af forskellige emissionskomponenter lægges oven på et kort med befolkningstæthed hvorved eksponeringen kan beregnes.

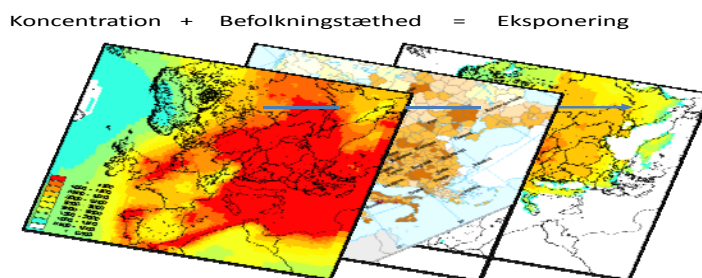


Fig. 39, Den humane eksponering beregnes ved at de årlige gennemsnitlige koncentrationer af forskellige forureningsstoffer krydses med befolkningsdata. Derved kan det beregnes hvor meget befolkningen udsættes for af forurening (eksponering) i forskellige områder.

Center for Energi Miljø og Helbred (Centre of Energy, Environment and Health – www.ceeh.dk) CEEH har som et af sine formål at komme med en bedre vurdering af hvad omkostningerne er for helbredseffekter som følge af emissioner fra energikonvertering i Danmark. Som en del af arbejdet i centret er der derfor bygget videre på de eksisterende luftforureningsmodeller fra DMU (DEHM – Danish Eulerian Hemispheric Model) således at modellens opløsning er forøget (5 X 5 km) og det er samtidigt blevet muligt at isolere udledningen fra forskellige erhvervssektorer og følge deres specifikke udledninger og dermed deres indflydelse på befolkningens helbred. Modelændringer og øget computerkraft har gjort det muligt at øge detaljeringsniveauet.

Denne nye metode betyder at i stedet for at placere en "kunstig" punktkilde og følge dennes bidrag, så kan man nu fjerne alle emissioner fra f.eks. kraftværker og så beregne hvor meget deres bidrag har været til de årlige gennemsnitlige koncentrationer i hver grid og dermed den eksponering de er skyld i. Dette kan ikke kun gøres for kraftværkssektoren, men alle sektorer: Fiskeri, landbrug, industri, husholdninger, transport etc. og dermed kan det bestemmes hvor stor en del af eksponeringen og dermed hvilke omkostninger hver sektor bidrager med. Dette betyder også at der kan bestemmes individuelle helbredseksternaliteter for hver sektor i stedet for at bruge samme værdi for alle sektorer.

Den bedre opløsning i modellerne sammen med sektoropdelte analyser giver et bedre billede af hvilke sektorer der bidrager til eksponeringen af befolkningen i et givet område. Transportsektorens eksternalitetsomkostninger bliver større med den nye metode, da de emissioner man kigger er udledt i gadeplan lige i hovedet på folk (se Tabel 41), mens kraftværkerne slipper lidt billigere, da beregningen nu er foretaget ud fra de reelle kraftværker på deres reelle placering og ikke et enkelt "kunstigt" kraftværk.

På nuværende tidspunkt er der kun offentliggjort tal for kraftværker, transport og skibstrafik (præsenteret på internationale konferencer – endnu ikke i tidsskrifter), se Tabel 41. Men i løbet af 2009 skulle der komme helbredssomkostningsværdier på emissioner fra en lang række sektorer. DMU har også opgjort værdier for bly og kviksølv, hvilke er gengivet i Tabel 40.

Tabel 41, Foreløbige resultater fra CEEH (www.cee.dk). Samfundsøkonomiske omkostninger pr. udledt kg stof [26].

DKK/kg	Kraftværker	Vejtrafik	Skibstrafik
PM2,5	81	159	Na.
NOx og nitrat	43	69	80
SO2 og sulfat	68	243	146
CO	0,00596	0,1639	0,0067

Eksternaliteter fra udledning af klimagasser

Klimagasserne er meget vanskelige, når det kommer til vurderingen af hvad omkostningerne er på sigt ved at udlede disse gasser. Op til et vist niveau har de ikke nødvendigvis nogen omkostninger, da den naturlige kulstofcyklus har en vis buffer. Men opbruges denne buffer (hvilket meget tyder på er ved at ske), så kan det få omfattende konsekvenser i form af klimaændringer, der påvirker vandforsyning, tilgængeligt dyrkbart land og flytning af klimazoner, så visse typer af afgrøder ikke længere kan dyrkes hvor de plejer. Disse effekter har meget forskellig tidshorisont og derfor vil deres eksternalitetsomkostning afhænge stærkt af hvor meget man vægter hændelser i fremtiden – dvs. hvilken diskonteringsrente, der anvendes til beregning af omkostningerne.

Omkostningen ved udledning af klimagasser, kan angribes fra to sider; 1) Det kan opgøres som skadesomkostninger – dvs. de samfundsøkonomiske tab ved de klimaændringer, der vil forekomme, hvis vi ikke gør noget, eller 2) Marginale reduktionsomkostninger – dvs. prisen på den marginale teknologi eller indsats, der skal til at holde niveauet af klimagasser på et acceptabelt niveau.

Teoretisk set vil 2) vil være den omkostning et velfungerende CO₂-marked vil frembringe, mens 1) vil være væsentligt højere, da den illustrerer effekterne af den værste tænkelige situation, nemlig at vi bliver ved med at øge koncentrationen af drivhusgasser i atmosfæren.

I det tekniske resumé fra IPCC's arbejdsgruppe III præsenteres en lang række modelberegninger af hvad det vil koste at stabilisere atmosfærens CO₂-indhold på forskellige niveauer. Disse fremgår af Fig. 40. De opgjorte omkostninger er baseret på marginale reduktionsomkostninger og svarer dermed i metode til 2).

Af Fig. 40 fremgår at prisen per ton CO₂ i 2030 ved en fremtidig stabilisering på 500 ppm, ligger mellem 0 og 170 \$/ton CO₂ med de fleste modelresultater omkring 100 \$/ton CO₂ (Ca. 530 DKK/ton CO₂). Tilsvarende for 2050 er der en spredning fra 25 til 270 \$/ton CO₂, men med en jævn fordeling af resultaterne mellem disse yderpunkter – medianen ligger dermed på ca. 150 \$/ton CO₂ (ca. 800 DKK/ton CO₂). Disse priser gælder kun hvis hele verden arbejder for at stabilisere atmosfærens indhold af CO₂. Hvis Danmark går enegang, så vil CO₂-priserne forblive lave. De anførte resultater ligger udmærket i forlængelse af EU-kommissionens forventning om en CO₂-kvotepris på 35€/ ton CO₂ (260 DKK/ton CO₂) ved en gennemførelse af VE-direktivet i 2020 (20% VE i 2020).

Stern rapporten kommer frem til endnu højere CO₂-priser, når der regnes på globale skadesomkostninger, hvis atmosfærens CO₂-indhold ikke stabiliseres eller stabiliseres på et højt niveau [21]. Det er vurderet at skadesomkostningerne kan give et tab i globalt BNP på 2 til 20 %, hvor de marginale reduktionsomkostninger ligger fra 0 til 4 %. Fordelingen af disse tab mellem lande og regioner er alt andet end jævn. Det Stern rapporten siger, er blot at hvis vi ikke gør noget for at reducere udledningen af klimagasser, så får vi formentligt meget dyre problemer.

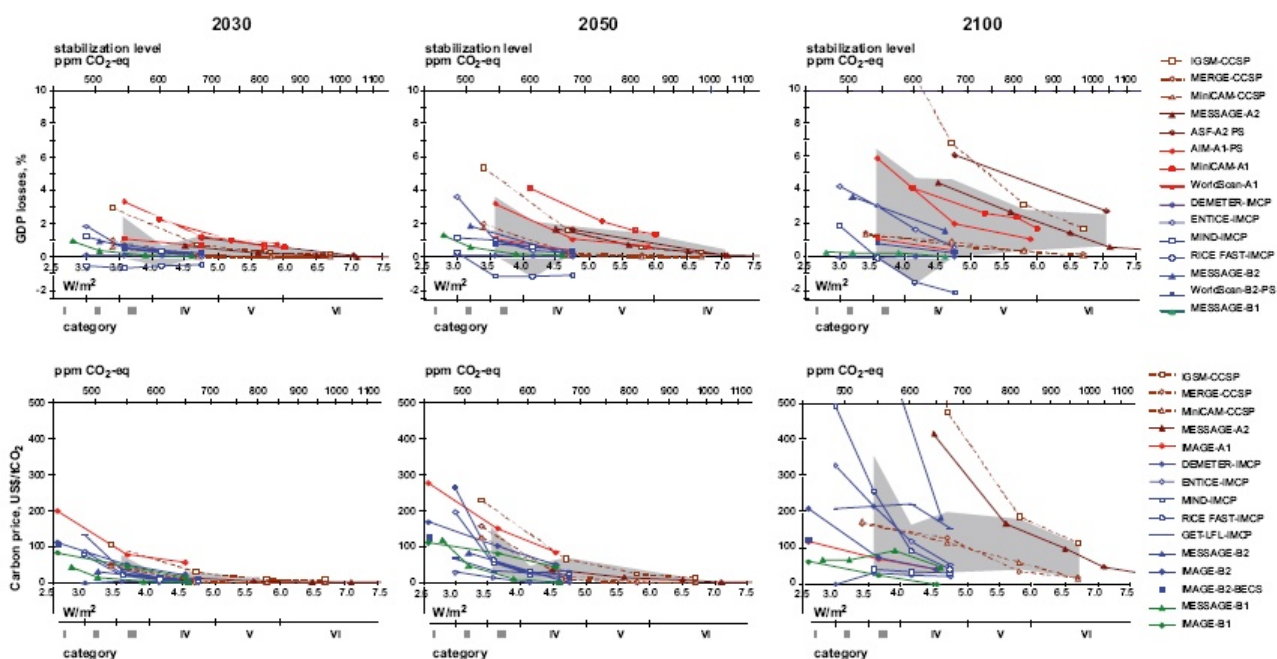


Fig. 40. Modelresultater fra IPCC's arbejdsgruppe III. Resultaterne er baseret på gennemregning af stabiliseringsscenarier på 15 forskellige modelsystemer. De øverste grafer viser forventet tab i BNP ved at stabilisere atmosfærens indhold af CO₂ på forskellige niveauer. I de nederste grafer er denne omkostning omregnet til en pris per ton CO₂ [27].

Andre eksternaliteter

Ud over helbredseffekter og klimaændringer, så sker der også skade på natur og bygninger som følge af emissioner fra konvertering af energi. Disse effekter er der ikke fundet omkostninger på til dette projekt skønt omkostningerne kan være betydelige. Også inden for dette område er det store usikkerheder - hvad koster det f.eks. at en historisk bygning får ødelagt sin facade og hvad er værdien af livet i en svensk skovsø?

Beregning af eksterne omkostninger for energisystemet

På baggrund af de gennemgåede studier samler Tabel 42 de antagelser om omkostninger, der anvendes i de følgende beregninger af eksterne omkostninger fra energisystemet. Det er valgt hovedsageligt at anvende tal fra CEEH, der baseret på de mest avancerede beregninger, og så er der fyldt op med DMU's seneste officielle tal på de pladser CEEH-tallene ikke dækker.

Omkostningerne for de forskellige typer emissioner fra forskellige sektorer Tabel 42, er baseret på emissioner i år 2000. Dvs. de er fremkommet med det mix af emissioner der var i det pågældende år og med den specifikke placering af kilder og befolkning. I et fremtidigt energisystem vil emissionsmønstret dvs. styrken og placering af kilder ændre sig og befolkningstætheden i forskellige områder vil ændre sig. Længere fremme i tiden kan klimaændringer påvirke meteologien og dermed hvorledes luftforureningen transporteres rundt i atmosfæren. De kemiske reaktioner i atmosfæren er desuden ikke lineære og de fundne priser kan derfor ikke siges at gælde under alle forhold. Priserne gælder derfor først og fremmest for de specifikke kilder og år der er lavet beregninger for og skal benyttes med forsigtighed for andre scenarier.

Der skal dog ikke være tvivl om at de anvendte værdier er det bedst mulige bud på nuværende tidspunkt, men mere præcise værdier kan findes ved at lave en ny kørsel med luftforureningsmodellerne med IDA scenariernes udledninger/emissioner. At kunne gennemregne forskellige scenariers indflydelse på de samlede sundhedsmkostninger og på de specifikke omkostninger for hver forureningskomponent er netop hoved-idéen i Center for Energi, Miljø og Helbred (www.ceeh.dk), som er ledet af prof. Eigil Kaas, KU, og centret vil formentlig kunne foretage disse nye gennemregninger.

Tabel 42, Samfundsøkonomiske omkostninger pr. udledt kg stof.

DKK/kg	Kraftværker	Vejtrafik	Industri ³¹	Husholdninger/ Handel & service ³²	Skibstrafik
PM 2,5	81	159	120	159	81 ⁶
NO _x og nitrat	43	69	56	69	80
SO ₂ og sulfat	68	243	155	243	146
CO	0,00596	0,1639	0,0849	0,1639	0,0067
Bly	10.016	10.406	10.211	10.406	10.016 ³³
Kviksølv	1.658	1.906	1.782	1.906	1.658 ⁶

Derfor skal følgende forbehold for beregningerne af IDA's helbredsomkostninger tages: *Hvis man antager, at man kan bruge samme kilopris per emission for helbredseffekterne af de forskellige forureningskomponenter i fremtidige scenarier (som dem i Tabel 42) – så giver beregningerne en indikation af de tilhørende omkostninger.*

Mange ønsker at kunne se helbredsomkostninger i antal døde, antal sygedage, tilfælde af astma osv. Dette kan også lade sig gøre for det år luftforureningsmodellerne er kørt, dvs. år 2000. Men fremme i år 2030 og 2050 er der så mange parametre, der har ændret sig så det vil kræve en ny kørsel af luftforureningsmodellerne for at komme med kvalificerede vurderinger.

Det er også vigtigt at pointere, at de helbredsomkostninger, der er medtaget, omfatter alle områder også udenfor Danmark, der påvirkes af danske emissioner. Ifølge DMU er det altså kun en del af de beregnede omkostninger, der direkte påvirker det danske budget. Resten af effekterne vil bl.a. indgå i de internationale forhandlinger om reduktionsforpligtelser inden for forskellige emissionstyper. Da denne type luftforureningsmodeller bruges som udgangspunkt når landene i EU aftaler reduktionskrav til luftforurening, så bliver Danmark også holdt ansvarlig for den påvirkning dansk luftforurening har i andre lande.

At inkludere helbredsomkostninger i andre lande fra dansk luftforurening, svarer lidt til betaling af en CO₂-pris, som jo heller ikke direkte dækker skader i Danmark, men i princippet i hele verden. I Tabel 43 er andelen af de samfundsøkonomiske omkostninger, der kan relateres til Danmark opgjort.

Tabel 43, Samfundsøkonomiske omkostninger pr. udledt kg stof i Danmark

DKK/kg	Kraftværker	Vejtrafik	Industri ³¹	Husholdninger/ Handel & service ³²	Skibstrafik
PM 2,5	0,125	0,321	0,516	0,516	0,125
NO _x og nitrat	0,063	0,079	0,096	0,096	0,029
SO ₂ og sulfat	0,104	0,129	0,154	0,154	0,037
CO	1,000	0,679	0,358	0,358	0,061
Bly	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Kviksølv	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000

Klimagasserne er et globalt problem og det giver ingen mening at opdele omkostningen på sektorer eller by og land. Derimod kan omkostningen variere over tid, da der skal ske en øget fortrængning af klimagasser over tid for at sikre en stabilisering. Jf. afsnittet om klimagasser, så vil det ifølge IPCC's scenarier med en stabilisering af atmosfærens indhold af klimagasser, målt i CO₂-ækvivalenter, på 500 ppm give et centralt skøn på en CO₂-pris i år 2030 på 300-530 DKK/ton CO₂, og i 2050 500-800 DKK/ton CO₂.

³¹ Industri er både placeret i byområdet og på landet. Derfor antages det her, at industrien omkostninger er et gennemsnit af kraftværkernes og vejtransporten.

³² Husholdninger, handels og service ligger hovedsageligt i byområder. Derfor er det valgt at bruge værdierne fra vejtransport.

³³ For skibstrafik mangles enkelte værdier. Derfor antages det at tallene for kraftværker kan bruges skibstrafikken.

Appendiks VI – Justeringer af IDA 2030 energisystemet og IDA 2050 energisystemet.

Resultaterne af justeringerne i IDA 2030:

		Referencen	Trin 1	Trin 2	Trin 3	Trin 4	Trin 5	IDA 2030
<i>Input:</i>			Udgangspunkt	Markedsregulering	Store varmepumper	Fleksibelt elforbrug	Intelligent ladning af elbiler	Fleksible brændselsceller
Elforbrug	TWh/år	41,7	29,7	32,0	33,5	33,6	33,2	33,0
Fjernvarmeforbrug	TWh/år	34,1	40,6	40,6	40,6	40,6	40,6	40,6
Individuel opvarmning	TWh/år	19,5	1,0	0,7	0,7	1,0	1,0	1,0
Industri inkl. service & raff.	TWh/år	40,0	31,0	31,1	31,1	31,0	31,0	31,0
Transport (inkl. fly og skib)	TWh/år	66,0	41,7	41,7	41,7	41,7	41,7	41,7
Nordsø, tab, mv.	TWh/år	17,6	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2
Gns. eff. dec. k/v (el/varme)	%	37 / 48	47 / 41	47 / 41	47 / 41	47 / 41	47 / 41	47 / 41
Gns. eff. cen. k/v (el/varme)	%	35 / 55	46 / 45	46 / 45	46 / 45	46 / 45	46 / 45	46 / 45
Gns. eff. kondensværker	%	42	50	50	50	50	50	50
<i>Primær energiforbrug</i>								
Vind, bølger, solceller	TWh/år	11,5	25,6	25,6	25,6	25,6	25,6	25,6
Solvarme	TWh/år	0,5	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4
Kul	TWh/år	25,7	25,3	12,0	13,2	12,1	9,9	5,5
Olie	TWh/år	101,8	58,5	58,5	58,5	58,5	58,5	58,5
Naturgas	TWh/år	41,2	24,9	20,0	17,9	17,6	17,1	17,3
Biomasse	TWh/år	56,8	47,7	46,7	41,0	40,8	40,9	41,9
Total, inkl. el-eksport	TWh/år	237,4	187,3	168,2	161,7	160,1	157,4	154,2
<i>Nøgletal</i>								
Nettoeksport (eloverløb)	TWh/år	0,1	23,0	6,7	6,3	5,3	3,8	1,8
Total korrigeret for el-eksport	TWh/år	237	141,5	154,8	149,2	149,6	150,0	150,7
Kondens-el i % af el-behov	%	27	2%	2%	4%	3%	1%	2%
Kedler i % af fjernvarme-behov	%	12	10%	36%	15%	16%	20%	23%
CO ₂ -emission	Mio. ton	44,4	29,3	23,8	23,7	23,3	22,5	21,0
Korrigeret CO ₂ -emission	Mio. ton	42,9	13,7	18,3	18,5	18,7	18,8	18,6

Resultaterne af justeringerne i IDA 2050:

		Referencen	Trin 1	Trin 2	Trin 3	Trin 4	Trin 5	Trin 6	IDA 2050
<i>Input:</i>			Udgangspunkt	Markedsregulering	Store varmepumper	Fleksibelt elforbrug	Intelligent ladning af elbiler	Fleksible brændselsceller	Elektrolyse og brintlager
Elforbrug	TWh/år	51,5	44,4	47,6	49,1	49,2	48,2	48,0	50,1
Fjernvarmeforbrug	TWh/år	34,1	40,8	40,8	40,8	40,8	40,8	40,8	40,8
Individuel opvarmning	TWh/år	15,5	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Industri inkl. service & raff.	TWh/år	51,6	23,6	23,6	23,6	23,6	23,6	23,6	23,6
Transport (inkl. fly og skib)	TWh/år	75,7	24,1	24,1	24,1	24,1	24,1	24,1	24,1
Nordsø, tab, mv.	TWh/år	8,4	-	-	-	-	-	-	-
Gns. eff. dec. k/v (el/varme)	%	37 / 48	54 / 36	54 / 36	54 / 36	54 / 36	54 / 36	54 / 36	54 / 36
Gns. eff. cen. k/v (el/varme)	%	35 / 55	64 / 26	64 / 26	64 / 26	64 / 26	64 / 26	64 / 26	64 / 26
Gns. eff. kondensværker	%	42	64	64	64	64	64	64	64
<i>Primær energiforbrug</i>									
Vind, bølger, solceller	TWh/år	14,0	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6
Solvarme	TWh/år	0,5	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3
Kul	TWh/år	41,9	-	-	-	-	-	-	-
Olie	TWh/år	117,5	-	-	-	-	-	-	-
Naturgas	TWh/år	35,8	-	-	-	-	-	-	-
Biomasse	TWh/år	55,2	116,2	94,2	87,3	85,8	82,6	80,2	79,0
Total, inkl. el-eksport	TWh/år	264,8	160,1	138,0	131,1	129,7	126,4	124,1	122,9
<i>Nøgletal</i>									
Nettoeksport (eloverløb)	TWh/år	0,1	27,0	7,5	7,3	6,3	4,1	2,3	0,3
Total korrigeret for el-eksport	TWh/år	265	117,8	126,4	119,8	119,9	120,1	120,6	122,5
Kondens-el i % af el-behov	%	35	3%	3%	4%	4%	1%	2%	2%
Kedler i % af fjernvarme-behov	%	10	26%	39%	18%	19%	23%	25%	26%
CO ₂ -emission	Mio. ton	53,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Korrigeret CO ₂ -emission	Mio. ton	51,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Appendiks VII – Samlet opgørelse af særlige omkostninger i IDA 2015, IDA 2030 og IDA 2050

	IDA 2015				IDA 2030				IDA 2050			
	Investering Mio.kr.	Levetid år	Årlig d&v % af inv.	Årlig inv. Mkr/år	Investering Mio.kr.	Levetid år	Årlig d&v % af inv.	Årlig inv. Mkr/år	Investering Mio.kr.	Levetid år	Årlig d&v % af inv.	Årlig inv. Mkr/år
Elbesparelser i husholdninger	10.200	10	0,0%	1.196	16.920	10	0,0%	1.984	24.480	10	0,0%	2.870
Ladestationer	-	10	0,0%	-	11.250	10	0,0%	1.319	20.000	10	0,0%	2.345
Delsum 1	10.200	10	0,0%	1.196	28.170	10	0,0%	3.302	44.480	10	0,0%	5.214
E85	400	13	8,2%	38	170	13	8,2%	16	-	13	0,0%	-
Elbiler	-	13	0,0%	-	20.968	13	11,2%	1.972	37.085	13	11,2%	3.487
Brintbiler	-	13	0,0%	-	-	13	1,0%	-	22.207	13	6,0%	2.088
Delsum 2	400	13	8,2%	38	21.138	13	11,1%	1.988	59.292	13	9,2%	5.575
Elbesparelser i industri og erhverv	18.885	15	0,0%	1.582	37.109	15	0,0%	3.108	57.074	15	0,0%	4.781
Delsum 3	18.885	15	0,0%	1.582	37.109	15	0,0%	3.108	57.074	15	0,0%	4.781
Fleksibelt elforbrug	-	20	0,0%	-	500	20	0,0%	34	500	20	0,0%	34
IBUS anlæg	4.443	20	6,4%	299	2.188	20	6,4%	147	-	20	0,0%	-
Delsum 4	4.443	20	6,4%	299	2.688	20	5,2%	181	500	20	0,0%	34
Bedre affaldskraftvarme	-	25	2,0%	-	1.400	25	2,0%	80	1.400	25	2,0%	80
Delsum 5	-	25	2,0%	-	1.400	25	2,0%	80	1.400	25	2,0%	80
BOUG +	-	30	0,0%	-	12.500	30	0,0%	638	25.000	30	0,0%	1.275
Fjernkøling	-	30	0,0%	-	9.440	30	0,5%	482	9.440	30	0,5%	482
Brændselsbesparelser i industri og erhverv	6.441	30	0,0%	329	11.867	30	0,0%	605	23.553	30	0,0%	1.202
Geotermi	-	30	0,0%	-	3.944	30	2,5%	201	3.944	30	2,5%	201
IDAs Transportvision/jernbanen	-	30	0,0%	-	53.000	30	0,0%	2.704	328.000	30	0,0%	16.734
Ekstraomkostninger ved biogas	-	30	0,0%	-	12.000	30	0,0%	612	15.000	30	0,0%	765
Delsum 6	6.441	30	0,0%	329	102.750	30	0,1%	5.242	404.937	30	0,0%	20.660
Fjernvarmeudvidelser	20.500	40	1,0%	887	55.500	40	1,0%	2.401	55.500	40	1,0%	2.401
Delsum 7	20.500	40	1,0%	887	55.500	40	1,0%	2.401	55.500	40	1,0%	2.401
Varmebesparelser i f.v. omr.	17.119	50	0,0%	665	49.022	50	0,0%	1.905	48.455	50	0,0%	1.883
Varmebesparelser u. f.v. omr.	11.766	50	0,0%	457	28.206	50	0,0%	1.096	7.619	50	0,0%	296
Delsum 8	28.885	50	0,0%	1.123	77.229	50	0,0%	3.002	56.075	50	0,0%	2.179
Omlægning til biomasse i industrien	497	0	0,0%	497	1.162	0	0,0%	1.162	1.516	0	0,0%	1.516
Delsum 9	497	0	0,0%	497	1.162	0	0,0%	1.162	1.516	0	0,0%	1.516
SUM	90.251	-	-	5.949	327.146	-	-	20.466	680.774	-	-	42.440
				522				3.223				6.200

Appendiks VIII – Opgørelse af omkostninger til enkelttiltag i IDA 2030

Nedenfor er beregningerne af enkelttiltagene i IDA 2030 beskrevet. Det bør bemærkes, at brændselspriser og CO₂-priser også indgår i beregningerne med de angivne forudsætninger. Omkostningerne der er angivet angår kun de tekniske ændringer.

Enkelttiltag	Beskrivelse	Omkostning
Vindkraft – onshore	Udbygning fra 2.350 MW til 4.454 MW	8 mio. DKK/MW, levetid 20 år, d&v 2,4%
Vindkraft – offshore	Udbygning fra 1.239 MW til 2.600 MW	12 mio. DKK/MW, levetid 25 år, d&v 3%
Solceller	Udbygning til 683 MW	7,5 mio. DKK/MW, levetid 25 år, d&v 0,25%
Bølgeenergi	Udbygning til 400 MW	14 mio. DKK/MW, levetid 30 år, d&v 1,13%
Affaldsforbrænding	- Overflytning af 0,07 TWh fra ren varmeproduktion til k/v-produktion. 1,233 TWh fleksibel, 0,617 TWh både decentral og central aff.kraftvarmeanlæg. - Elvirkningsgrad fra 22,5% til 26,7% - Varmevirkningsgrad fra 62,4% til 77,3%	1,4 mia. DKK, levetid 25 år, d&v 2%
Geotermi	Fjv. effektivitet 0,487, El-effektivitet, 0,218, damp effektivitet 0,317, COP 1,6541	3,944 mia. DKK, levetid 30 år, d&v 2,5%
Kraftvarme brændselsceller decentrale	50% eller 973 MW - Gns. elvirkningsgrad fra 37,3% til 46,6% - Gns. varmekvirkningsgrad fra 48,0% til 41,0%	6 mio. DKK/MW, levetid 20 år, d&v 10%
Kraft- og kraftvarme brændselsceller centrale	33% eller 2.526 MW - Gns. elvirkningsgrad k/v fra 35,4% til 45,6% - Gns. varmekvirkningsgrad fra 54,8% til 44,5% - Gns. elvirkningsgrad kraftværk fra 42,4% til 50,2% - I referencen dog elvirkningsgrad til 49,0%	1,4 mia. DKK, levetid 25 år, d&v 2%
Elbesparelser i husholdninger	- Elbesparelse 4,31 TWh - Sparet kraftværkskapacitet: 757 MW	16,92 mia. DKK, levetid 10 år, d&v 0,0% - Centrale kraftværker 8 mio. DKK/MW, levetid 30 år, d&v 2%
Bolig +	- Elbesparelse 0,53 TWh - Sparet kraftværkskapacitet: 93 MW - Varmebesparelse fjv. 0,26 TWh - Sparede fjv. kedler: 125 MW - Varmebesparelse ind. 0,26 TWh - Sparede ind. kedler: 147 MW	- Bolig+: 12,5 mia. DKK, levetid 30 år, d&v 0,0% - Fjv. kedler: 1 mio. DKK, levetid 20 år, d&v 3% - Ind. kedler:: 5 mio. DKK, levetid 15 år, d&v 2,5% - Centrale kraftværker 8 mio. DKK/MW, levetid 30 år, d&v 2%
Varmebesparelser fjv. områder	- Fra 20% varmesparelser indregnet i referencen til 50% 0,53 TWh sparet i fjv. omr. forsynet med kedler 2,00 TWh sparet i decentrale kraftvarmeområder 4,27 TWh sparet i centrale kraftvarmeområder - Ændret varmeforbrugsdistribution - Sparede fjv. kedler: ca. 3.400 MW i referencen og 3.700 MW i IDA 2030 (lavere spidslast) - Sparede kraftvarmeverker: ca. 1.350 MW-e i referencen og 1.450 MW i IDA 2030 (lavere spidslast) - Kraftværker tilpasses, inkl. gns. virkningsgrader	49,022 mia. DKK, levetid 50 år, d&v 0,0% - Decentrale k/v: 5 mio. DKK/MW, levetid 20 år, d&v 1,5% - Centrale k/v: 10 mio. DKK/MW, levetid 30 år, d&v 2% - Fjv. kedler: 1 mio. DKK, levetid 20 år, d&v 3%

Enkelttiltag	Beskrivelse	Omkostning
Varmebesparelser uden for fjv. områder	- Fra 20% varmebesparelser indregnet i referencen til 50% - Større varmebehov, naturgas: 0,91 TWh - Større varmebehov, olie: 0,47 TWh - Større varmebehov, biomasse: 1,94 TWh - Større varmebehov, varmepumper: 0,68 TWh - I alt større varmekonsum: 4,00 TWh - Ændret distribution	28,206 mia. DKK, levetid 50 år, d&v 0,0% - Ind. kedler:: 5 mio. DKK, levetid 15 år, d&v 2,5% - Ind. varmepumper: 28 mio. DKK/MW-e, levetid 15 år, d&v 0,7% (55 mio. DKK/MW-e input til Energyplan)
Omlægninger til fjv.	- I referencen anvendes Varmerplan Danmark inkl. 25% varmebesparelser efter samme princip som beskrevet i afsnittet vedr. omlægning til fjernvarme (mellem sc. 2 og 3). - Større total forbrug i referencen på ca. 14 TWh i fjernvarme fjernet fra ind. forsyning. - Større total forbrug i IDA 2030 på ca. 11 TWh - Flere fjv. kedler: ca. 4.630 MW i referencen og 2.950 MW i IDA (ændret spidslast) - Flere kraftvarmeverker: ca. 1.870 MW i referencen og 1.170 MW i IDA (forhold mellem ændret fjv. forbrug) - Kraftværker tilpasses, inkl. gns. virkningsgrader	55,50 mia. DKK, levetid 40 år, d&v 1,0% - Decentrale k/v: 5 mio. DKK/MW, levetid 20 år, d&v 1,5% - Centrale k/v: 10 mio. DKK/MW, levetid 30 år, d&v 2% - Fjv. kedler: 1 mio. DKK, levetid 20 år, d&v 3% - Ind. kedler:: 5 mio. DKK, levetid 15 år, d&v 2,5% - Ind. varmepumper: 28 mio. DKK/MW-e, levetid 15 år, d&v 0,7% (55 mio. DKK/MW-e input til Energyplan)
Omlægning til fjv. m. besparelser	- I referencen anvendes Varmerplan Danmark inkl. 50% varmebesparelser efter samme princip som beskrevet i afsnittet vedr. omlægning til fjernvarme (mellem sc. 2 og 3). - Større total fjernvarmekonsum ca. 4 TWh (efter 50% varmebesparelser og omlægt forbrug i ind. kedler) - Flere fjv. kedler: ca. 2.650 MW i referencen og ca. 230 MW i IDA (ændret spidslast) - Flere kraftvarmeverker: ca. 1.050 MW i referencen og ca. 100 i IDA 2030 (lavere spidslast) - Ændret distribution	- Fjernvarmeudvidelse: 55,50 mia. DKK, levetid 40 år, d&v 1,0% - Besparelse i decentrale kraftvarmeomr.: 49,022 mia. DKK, levetid 50 år, d&v 0,0% - Decentrale k/v: 5 mio. DKK/MW, levetid 20 år, d&v 1,5% - Centrale k/v: 10 mio. DKK/MW, levetid 30 år, d&v 2% - Fjv. kedler: 1 mio. DKK, levetid 20 år, d&v 3% - Besparelse i decentrale kraftvarmeomr.: 28,206 mia. DKK, levetid 50 år, d&v 0,0% - Ind. kedler:: 5 mio. DKK, levetid 15 år, d&v 2,5% - Ind. varmepumper: 28 mio. DKK/MW-e, levetid 15 år, d&v 0,7% (55 mio. DKK/MW-e input til Energyplan)
Ind. varmepumper udenfor fjv.	- Omlagt til ind. varmepumper fra 2,58 TWh varmebehov dækket i referencen til 8,22 TWh i IDA 2030 - Øget kraftværkskapacitet: 600 MW	- Ind. varmepumper: 28 mio. DKK/MW-e, levetid 15 år, d&v 0,7% (55 mio. DKK/MW-e input til Energyplan) - Centrale kraftværker 8 mio. DKK/MW, levetid 30 år, d&v 2%
Ind. solvarme udenfor fjv.	- I alt 2,15 TWh udnyttet i stedet for 0,5 TWh i referencen - COP øges ved anvendelse af solvarme fra ca. 2,6 til ca. 4,6 ved varmepumper.	5 mio. DKK/GWh, levetid 20, d&v 1%
Solvarme i fjv. områder	- I alt 0,01 TWh i fjernvarmeomr. uden kraftvarme i referencen. - I alt 3,33 TWh solvarme input, heraf er det muligt at udnytte 3,25 TWh i IDA 2030 og 3,05 TWh i referencen - I fjv. uden kraftvarme 1,33 TWh, med ca. 10 dages dam lagre på 80 GWh, 0,01%/time tab. Etableres i 90% af værkerne. - I decentrale kraftvarmeomr. 1,39 TWh, 8 GWh lager (eksisterer allerede nu og i referencen). Etableres i 50% af værkerne. - I centrale kraftvarmeomr. 0,61 TWh, behøver ikke lager. Etableres i 50% af værkerne.	3,2 mio. DKK/GWh, levetid 25 år, d&v 0,05% - Dam varmelagre i fjernvarmeomr. uden kraftvarme: 5 mio. DKK/GWh, levetid 25 år, d&v 0,5% - Store varmelagre i øvrige områder: 10 mio. DKK/GWh, levetid 20 år, d&v 1%
Elbesparelser i industri og erhverv	- Elbesparelse 15,5 TWh - Sparet kraftværkskapacitet: 3.258 MW - Kraftværker tilpasses, inkl. gns. virkningsgrader	37,1 mia. DKK, levetid 15 år, d&v 0,0% - Centrale kraftværker 8 mio. DKK/MW, levetid 30 år, d&v 2%

Enkelttiltag	Beskrivelse	Omkostning
Fjernkøling	0,41 TWh elforbrug til 1,65 TWh køling erstattes med 0,91 TWh fjv. forbrug - Dette svarer til 1,10 TWh af værk inkl. 21,4% nettab. - Forbrug antaget i centrale områder - Sparet kraftværkskapacitet: 86 MW - Kraftværker tilpasses, inkl. gns. virkningsgrader	9,44 mia. DKK, levetid 30 år, d&v 0,5% - Centrale kraftværker 8 mio. DKK/MW, levetid 30 år, d&v 2%
Brændselsbesparelser	12,7 TWh sparet brændsel, kul: 1 TWh, olie: 9,5 TWh, naturgas: 0,8 TWh, biomasse: 1,3 TWh. - Øget elforbrug i industrielle varmepumper 0,7 TWh - Lavere industriel varmeproduktion til fjv.: ca. 0,56 TWh - Ændret kraftværkskapacitet: 148 MW - Kraftværker tilpasses, inkl. gns. virkningsgrader	11,9 mia. DKK, levetid 30 år - Centrale kraftværker 8 mio. DKK/MW, levetid 30 år, d&v 2%
Biomasse i industrien	21,5 TWh omlagt til biomasse, kul: 1,48 TWh, olie: 12,57 TWh, naturgas: 7,47 TWh - Lavere elproduktion 0,3 TWh	1.162 mio. DKK/år
Mindre vækst i transportbehov	9% mindre vækst i person- og varebiltransport. Dvs. fra 18% vækst i perioden fra 2008 til 2030 til 9%. - Sparet brændsel i alt: 3,37 TWh, Diesel: 1,42 TWh, Benzin: 1,96 TWh.	
Elbiler, med og uden intelligent ladning	50% elbiler og hybridbiler for personbiler og varevogne, regnet som 45% rene elbiler. I alt 1,125 mio. biler - Sparet brændsel i alt: 13,83 TWh, Diesel: 5,8 TWh, Benzin: 8,03 TWh. - Øget elforbrug til el- og hybridbiler: 4,61 TWh - Øget kraftværkskapacitet: 2.520 MW - Kraftværker tilpasses, inkl. gns. virkningsgrader	- Marginale ekstraomkostninger til elbiler: 20,5 mia. DKK, levetid 13 år, d&v 11,2% 2 ladestationer pr. elbil: 11,25 mia. DKK, levetid 10 år - Centrale kraftværker 8 mio. DKK/MW, levetid 30 år, d&v 2%
Udbygning af jernbanen	9% vækst for personbiler og varebiler overflyttet til jernbanen. - Jernbane elektrificeres og en del af væksten i lastbiltrafik overføres og indenrigsfly minimeres - Sparet brændsel i alt: 5,3 TWh, Diesel: 3,13 TWh, Benzin: 1,84 TWh. - Øget elforbrug i jernbanen: 1,71 TWh - Øget kraftværkskapacitet: 360 MW - Kraftværker tilpasses, inkl. gns. virkningsgrader	- Marginale ekstraomkostninger til jernbaner: 53 mia. DKK, levetid 30 år - Centrale kraftværker 8 mio. DKK/MW, levetid 30 år, d&v 2%
Effektivisering af skibe	Mindsket dieselforbrug på 1,07 TWh	
Biobrændsler	- Mindsket benzinformbrug: 1,31 TWh - Øget biomasseforbrug: 1,70 TWh - Øget strømfbrug: 0,09 TWh	- IBUS anlæg: 2.188 mio. DKK, levetid 20 år, d&v 6,4% - Marginale omkostninger til E85-biler: 170 mio. DKK, levetid 13 år, d&v 8,2%
Store varmepumper	- I decentrale kraftvarmeområder: 150 MW-e store varmepumper - I centrale kraftvarmeområder: 300 MW-e store varmepumper - COP: 3,5	20 mio DKK/MW-e, levetid 20 år, d&v 0,2%
Fleksibelt elforbrug	15% af elforbrug i husholdninger, industri og erhverv er fleksibel, svarende til i alt 2,7 TWh. - Halvdelen på et døgn og halvdelen indenfor en uge - Mindsket kraftværkskapacitet: 569 MW	500 mio. DKK, levetid 20 år - Centrale kraftværker 8 mio. DKK/MW, levetid 30 år, d&v 2%

Referencer

- [1] Danish Energy Authority, "Forudsætninger for samfundsøkonomiske analyser på energiområdet (Premises for socio-economic analyses within energy)," Danish Energy Authority (Energistyrelsen), Copenhagen, May 2009.
- [2] DONG Energy, "Markedsindsigt, Uge 3 - 2009 (Market Information news letter)," DONG Energy, Gentofte, Jan. 2009.
- [3] Danish Energy Authority, "Forudsætninger for Samfundsøkonomiske beregninger på energiområdet (Premises for socio-economic calculations within energy)," Danish Energy Authority (Energistyrelsen), Copenhagen, Feb. 2008.
- [4] H. Lund and B. V. Mathiesen, "Ingeniørforeningens Energiplan 2030 - Tekniske energisystemanalyser, samfundsøkonomisk konsekvensvurdering og kvantificering af erhvervspotentialer. Baggrundsrapport (Danish Society of Engineers' Energy Plan 2030)," Danish Society of Engineers (Ingeniørforeningen Danmark), Copenhagen, Dec. 2006.
- [5] K. Vogt-Nielsen and P. Hagedorn-Rasmussen, "Grøn fremtid - brikker til en bæredygtig udvikling," Danish Society of Engineers (IDA, Ingeniørforeningen Danmark), Copenhagen, Denmark, Jan. 2008.
- [6] Danish Energy Authority, "Notat - Energistyrelsens basisfremskrivning, april 2009 (Forecast the Danish energy system)," Energistyrelsen (Danish Energy Authority), Copenhagen, Apr. 2009.
- [7] H. Lund, "EnergyPLAN - Advanced Energy Systems Analysis Computer Model - Documentation Version 7.0 - <http://www.energyPLAN.eu>," Aalborg University, Aalborg, Denmark, Mar. 2007.
- [8] IPCC, "IPCC Fourth Assessment Report, Climate Change 2007 Synthesis Report, Contribution of Working Groups I, II and III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change," Intergovernmental Panel on Climate Change, Geneva, Switzerland, Nov. 2007.
- [9] J. Hansen, M. Sato, P. Kharecha, D. Beerling, R. Berner, V. Masson-Delmotte, M. Pagani, M. Raymo, D. L. Royer, and J. C. Zachos, "Target Atmospheric CO₂: Where Should Humanity Aim?," *The Open Atmospheric Science Journal*, vol. Volume 2, pp. 217-231, 2008.
- [10] H. D. Matthews and K. Caldeira, "Stabilizing climate requires near-zero emissions," *Geophysical Research Letters*, vol. 35, no. 4 2008.
- [11] R. Monastersky, "A Burden Beyond Bearing," *Nature*, vol. 458, no. 7242, pp. 1091-1094, 2009.
- [12] H. Lund and B. V. Mathiesen, "Ingeniørforeningens Energiplan 2030 - opdaterede samfundsøkonomiske beregninger (Danish Society of Engineers' Energy Plan 2030 – updated socio-economic calculations)," Danish Society of Engineers (Ingeniørforeningen Danmark), Copenhagen, May 2008.

- [13] Danish technology council, "Det Fremtidige Danske Energisystem – Teknologiscenarier (The future Danish Energy System - Technology Scenarios)," Danish technology council (Teknologirådet), Copenhagen, 2006.
- [14] Danish Energy Authority, Elkraft System, and eltra, "Technology Data for Electricity and Heat Generation Plants," Energistyrelsen (Danish Energy Authority), Copenhagen, Denmark, Mar. 2005.
- [15] Danish Energy Authority, "Appendiks: Forudsætninger for Samfundsøkonomiske beregninger på energiområdet (Premises for socio-economic calculations within energy)," Danish Energy Authority (Energistyrelsen), Copenhagen, July 2006.
- [16] Danish Energy Authority, "Forudsætninger for samfundsøkonomiske analyser på energiområdet (Premises for socio-economic analyses within energy)," Danish Energy Authority (Energistyrelsen), Copenhagen, Feb. 2009.
- [17] H. Lund, P. A. Østergaard, A. N. Andersen, F. K. Hvelplund, H. Mæng, and E. Münster, "Lokale Energimarkeder (Local Energy Markets)," 2004.
- [18] Danish Energy Authority, "Vejledning i samfundsøkonomiske analyser på energiområdet (Guidelines for socio-economic analyses within the energy sector)," Danish Energy Authority (Energistyrelsen), Copenhagen, Apr. 2005.
- [19] European Commission, "ExternE. Externalities of Energy - Methodology annexes, Appendix V: Assessment of the global warming damages," European Commission, Brussels, Belgium, 2002.
- [20] M. S. Andersen, "Responsum angående samfundsøkonomiske analyser af vedvarende energi (Expert opinion on socio-economic analyses of renewable energy)," National Environmental Research Institute (Danmarks Miljøundersøgelser - DMU), Aarhus, Denmark, May 2007.
- [21] N. H. Stern, "The Economics of Climate Change: The Stern Review," Cambridge University Press, Great Britain, 2007.
- [22] Miljøstyrelsen, "Nøgletal for samfundsøkonomiske beregninger på miljø- og naturområdet (Key figures for socio-economic calculations within environment and nature)," Danish EPA (Miljøstyrelsen), Miljøprojekt nr. 1199, 2007.
- [23] M. S. Andersen, L. M. Frohn, J. S. Nielsen, M. Nielsen, S. S. Jensen, J. H. Christensen, and J. Brandt, "A Non-linear Eulerian Approach for Assessment of Health-cost Externalities of Air Pollution," Gothenburg, Sweden: European Association of Environmental and Resource Economists 16th Annual Conference, 2008.
- [24] L. M. Frohn, J. Brandt, O. Hertel, J. H. Christensen, C. Geels, M. S. Andersen, J. S. Nielsen, J. Frydendall, M. Hvidberg, S. S. Jensen, J. Petersen, and P. V. Madsen, "Assessment of air pollution related damages on human health – and the subsequent costs," The Netherlands: 3rd GLOREAM/EURASAP Workshop, Modern developments in modelling and chemical data analysis, 2005.

-
- [25] M. S. Andersen, "Nye forudsætninger for samfundsøkonomiske analyser på energiområdet (New conditions for socio-economic analyses within energy)," 2009.
- [26] J. Brandt, J. H. Christensen, L. M. Frohn, C. Geels, K. M. Hansen, G. B. Hedegaard, T. Hvid, M. Hvidberg, and C. A. Skjøth, "THOR – an operational and integrated model system for air pollution forecasting and management from regional to local scale," Istanbul, Turkey: 7th International Conference on Air Quality - Science and Application (Air Quality 2009), 2009.
- [27] P. Smith, D. A. Tirpak, D. Urge-Vorsatz, D. Zhou, R. Schock, P. Shukla, R. E. H. Sims, N. Nakicenovic, H.-H. Rogner, J. Roy, J. Sathaye, O. Masera, B. Metz, L. Meyer, G.-J. Nabuurs, A. Najam, S. Kobayashi, M. D. Levine, D. L. Martino, K. Halsnæs, B. Heij, S. K. Ribeiro, O. Davidson, B. S. Fisher, S. Gupta, J. E. Bogner, P. Bosch, R. Dave, T. arker, I. Bashmakov, and L. Bernstein, "Contribution of Working Group III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change," Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), Geneva, Switzerland, 2008.
- [28] Energinet.dk, "Effektiv anvendelse af vindkraftbaseret el i Danmark, samspillet mellem vind, varmepumper og elbiler (Efficient use of wind power using heat pumps and battery electric vehicles)," Energinet.dk (Danish TSO), Fredericia, Denmark, Mar. 2009.
- [29] Energinet.dk, "Kabelhandlingsplan - 132-150 kV (Cable action plan)," Energinet.dk (Danish TSO), Fredericia, Denmark, Mar. 2009.
- [30] Danish Energy Authority, "Basisfremskrivning af Danmarks energiforbrug frem til 2025 (Forecast of the Danish Energy Supply until 2025)," Energistyrelsen (Danish Energy Authority), Copenhagen, Jan. 2008.
- [31] J. Lemming, P. E. Morthorst, and N.-E. Clausen, "Offshore Wind Power Experiences, Potential and Key Issues for Deployment," Risø National Laboratory for Sustainable Energy - Technical University of Denmark, Roskilde, Denmark, Risø-R-1673(EN), Jan. 2009.
- [32] Ramboll, "Vurdering af mængden af forbrændingsegnet affald i Danmark (Assessment of waste amounts for incineration)," Affald Denmark, Copenhagen Denmark, Jan. 2008.
- [33] B. V. Mathiesen, "Fuel cells and electrolyzers in future energy systems - PhD Dissertation." Department of Development and Planning, Aalborg University, 2008.
- [34] OECD/IEA, "Do energy saving appliances cost more?," OECD/IEA, Paris, France, Oct. 2006.
- [35] S. Aggerholm, "Skærpede krav til nybyggeriet 2010 og fremover - Økonomisk analyse (Increased demands for buildings standards from 2010)," Statens Byggeforskningsinstitut (Danish Building Research Institute), Hørsholm, Denmark, Apr. 2009.
- [36] A. Dyrelund, H. Lund, B. Möller, B. V. Mathiesen, K. Fafner, S. Knudsen, B. Lykkemark, F. Ulbjerg, T. H. Laustsen, J. M. Larsen, and P. Holm, "Varmeplan Danmark (Heat plan for Denmark)," Ramboll Denmark, Virum, Denmark, Project no. 2008 - 01, Oct. 2008.
- [37] K. B. Wittchen, "Potentielle energibesparelser i det eksisterende byggeri Skærpede krav til nybyggeriet 2010 og fremover - Økonomisk analyse (Increased demands for buildings standards

- from 2010)," Statens Byggeforskningsinstitut (Danish Building Research Institute), Hørsholm, Denmark, May 2009.
- [38] H. Tommerup and S. Svendsen, "Energy savings in Danish residential building stock," *Energy and Buildings*, vol. 38, no. 6, pp. 618-626, June 2006.
 - [39] M. Johansen, M. W. Hansen, and J. Mikkelsen, "Energibesparelser i erhvervslivet (Energy savings within industry and service)," Dansk Energi Analyse A/S og Weel og Sandvig Aps, Copenhagen, Denmark, Mar. 2009.
 - [40] Danish Energy Authority and dan, "Fjernkøling i Danmark (District Cooling in Denmark)," Danish Energy Authority (Energistyrelsen), Copenhagen, June 2007.
 - [41] B. V. Mathiesen, H. Lund, and P. Norgaard, "Integrated transport and renewable energy systems," *Utilities Policy*, vol. 16, no. 2, pp. 107-116, June 2008.
 - [42] Danish Transport Research Institute DTU, "Transportvaneundersøgelsen 2006 (National Travel Survey)," DTU, Kgs. Lyngby, Dec. 2007.
 - [43] Danish Energy Authority, "Alternative drivmidler i transport sektoren (Alternative fuels in the transport sector)," Danish Energy Authority (Energistyrelsen), Copenhagen, Jan. 2008.
 - [44] P. Koustrup and B. V. Mathiesen, "Analysis of power balancing with fuel cells & hydrogen production plants in Denmark (draft-version)," Energinet.dk (Danish TSO), May 2009.
 - [45] B. Sørensen, H. Petersen, C. Juhl, T. Pedersen, H. Ravn, C. Søndergren, K. Jørgensen, L. Nielsen, H. Larsen, and F. Sørensen, "Scenarier for en samlet udnyttelse af brint som energibærer i Danmarks fremtidige energisystem (Hydrogen as an energy carrier in Denmark)," Roskilde University, Roskilde, Denmark, 390, Feb. 2001.
 - [46] O. A. Nielsen, A. Landex, and J. Rørbech, "Fremtidsscenarier for transport i Danmark (Future scenarios for transport in Denmark)," Ugebladet Ingeniøren, Copenhagen, Apr. 2006.
 - [47] Københavns Kommune, HUR, Københavns Universitet, Vejdirektoratet, DTU, and COWI A/S, "Projekt Trængsel, resumé (Project Congestion)," COWI A/S, Kgs. Lyngby, Aug. 2004.
 - [48] L. Christensen and T. C. Jensen, "Korte ture i bil - Kan bilister ændre adfærd til gang eller cykling? (Behavioural changes towards walking and cycling)," DTU Transport (Danish Technical University), Copenhagen, Denmark, Dec. 2008.
 - [49] Danish Energy Authority, "Biomasseressourcer, Ressourcer til energiformål i Danmark," Energistyrelsen (Danish Energy Authority), Copenhagen, 2006.
 - [50] H. Lund and W. Kempton, "Integration of renewable energy into the transport and electricity sectors through V2G," *Energy Policy*, vol. In Press, Corrected Proof 2008.
 - [51] Miljøstyrelsen, "Denmarks Fourth National Communication on Climate Change," Danish Ministry of the Environment, Copenhagen, Denmark, May 2005.

- [52] N. Müller and J. Harnisch, "A blueprint for a climate friendly cement industry," WWF, Gland, Switzerland, 2007.
- [53] Dansk Industri and Byggematerialeindustrien, "Byggeprognose - Byggematerialeindustriens udsigter for 2006 og 2007 (Construction forecast)," Dansk Industri og Byggematerialeindustrien (Confederation of Danish Industry), Copenhagen, Oct. 2005.
- [54] G. Winther, "Dansk Energianlægs Importindhold og beskæftigelseskonsekvenser," Institut for Samfundsudvikling og Planlægning, Aalborg Universitet, Aalborg, Denmark, June 1998.
- [55] H. Lund, F. Rosager, and F. K. Hvelplund, "Valuta- og beskæftigelsesoplysninger for 60 energiteknologier. Importkvoter, beskæftigelsestal og prioritetsanalyser," Aalborg Universitetsforlag, Aalborg Universitet, 1984.
- [56] B. V. Mathiesen and H. Lund, "Comparative analyses of seven technologies to facilitate the integration of fluctuating renewable energy sources," *Submitted for IET Renewable Power Generation (Status: accepted)*, Nov. 2008.
- [57] R. Edwards, J.-F. Larivé, V. Mahieu, and P. Rouveirolles, "Well-to-wheels Analysis of Future Automotive Fuels and Powertrains in the European Context," CONCAWE, European Council for Automotive R&D, JRC Joint Research Centre of the European Commission, Version 2c, Mar. 2007.