



Ea Energianalyse

26-01-2016

AKW, JFC

Den samfundsøkonomiske meromkostning ved en fossilfri energiforsyning

Indhold

1 Indledning.....	3
2 Energistyrelsens scenarier for 2050.....	4
3 Metode.....	6
Sektorallokering	9
Meromkostningskurven	11
4 Fossilt brændselsforbrug	11
Det fossile scenarie	11
Vindscenariet.....	12
5 Resultater	13
Når CO ₂ -omkostninger er en del af regnestykket.....	16
Når CO ₂ -omkostninger ikke er en del af regnestykket	17
6 Usikkerheder	17
Brændsels- og CO ₂ -priser	18
Teknologisk udvikling	20
Havvindmøller	21
Eldrevne køretøjer.....	22
Biobrændstoffabrikker, herunder elektrolyseanlæg.....	23
Systemintegrationsomkostninger	24
7 Opgørelse af emissioner til luft	25
8 Referencer	28
9 Bilag A: Beskrivelse af scenarier	29
Beskrivelse af vindscenariet	29
Beskrivelse af det fossile scenarie.....	29
Bilag B: Grænseværdier for SO₂-udledning	30
Anlæg større end 50 MW	30
Anlæg mindre end 50 MW	31

1 Indledning

Der er sandsynligvis samfundsøkonomiske omkostninger for Danmark forbundet med at fortrænge brugen af fossile brændsler i den danske energiforsyning inden 2050. Energistyrelsens scenarieberegninger fra 2014¹ viser en meromkostning forbundet med fossilfrihed på ca. 5 % ved det billigste fossilfrie scenarie og ca. 20 % ved det dyreste fossilfrie scenarie i 2050. I vindscenariet, hvor biomasseanvendes begrænses til omtrent det danske produktionspotentiale, er meromkostningen ca. 11 mia. kr., eller hvad der svarer til ca. 8 %.

Det skal understreges, at ovenstående økonomiske beregninger alene omhandler omkostningerne ved at fortrænge fossile brændsler i det danske energisystem. Der er således ikke taget hensyn til de økonomiske gevinster, der kan forventes på globalt plan som følge af lavere temperaturstigninger og færre klimaforandringer.

Der kan formodes at være en betydelig variation i de samfundsøkonomiske meromkostninger forbundet med at fortrænge forskellige fossilt-baserede energitjenester. En marginalbetragtning er derfor relevant ved den konkrete udformning af de klimapolitiske målsætninger i 2050.

Energistyrelsens scenarier opgør ikke eksplicit meromkostningen ved at fortrænge fossil energi til levering af forskellige typer af energitjenester.

DØRs har på den baggrund anmodet Ea Energianalyse, om at belyse marginalomkostningerne. Beregningerne skal anvendes som input til en analyse, som De Økonomiske Råd (DØR) gennemfører. DØRs analyse er planlagt til Økonomi og Miljø 2016 og skal beskrive de forhold, der er af betydning for omkostningen ved at omstille økonomien til fossilfrihed.

Dette notat beskriver metode, forudsætninger og resultater fra analysen. Indledningsvist gives en kort beskrivelse af Energistyrelsens scenarier, da disse udgør omdrejningspunktet for analysen.

¹ ENS (2014).

2 Energistyrelsens scenarier for 2050

Energistyrelsen har opstillet fire scenarier for udfasning af fossile scenarier i den danske energiforsyning frem mod 2050. Der er ligeledes opstillet et fossilt scenarie, som primært er brugt som referencepunkt for beregning af meromkostningerne i de fossilfrie scenarier.

Hvilke sektorer er omfattet af scenarieanalysen?

Energistyrelsens scenarieberegninger omfatter al energiforbrug, der optræder i Energistyrelsens årlige energistatistikker, med undtagelse af energiforbrug i offshore sektoren samt energiforbrug til ikke-energiformål. Det betyder bl.a., at scenarierne inkluderer national og international luftfart, men kun skibstrafik mellem danske havne.

Nedenfor er givet en helt kort beskrivelse af scenarierne:

- Vindscenariet er designet til et bioenergiforbrug, der nogenlunde svarer til, hvad Danmark selv kan levere. Vindscenariet indebærer en massiv elektrificering af transport, industri og fjernvarme og en kraftig udbygning med hav-møller. For at holde bioenergiforbruget nede anvendes brint (fremstillet ved vindbaseret elektrolyse) til opgradering af biomasse og biogas, så den rækker længere.
- Biomassescenariet er designet til et bioenergiforbrug, der indebærer en væsentligt netto-biomasseimport i normale år. Ingen brint.
- Bio+ scenariet indebærer et brændselsbaseret system, der minder om det, vi har i dag. Blot erstattes kul, olie og naturgas med bioenergi. Der indgår en meget stor import af biomasse i scenariet. Ingen brint.
- Brintscenariet er designet til et meget lille bioenergiforbrug. Det indebærer betydelig anvendelse af brint og en del mere vindkraft end i vindscenariet.
- Det fossile scenarie beskriver en teoretisk situation, hvor fossile brændsler anvendes, og hvor der ses bort fra alle målsætninger. Det fossile scenarie illustrerer et alternativ, hvor hovedfokus er lavest mulige omkostninger.

Flere teknologispecifikke antagelser for 2050 er fælles for alle scenarierne, herunder: at alt biogas er opgraderet til naturgaskvalitet, så det kan anvendes i gasnettet; at opgradering af gas med brint forøger gasmængden med halvdelen gange; at eksisterende gaslagre i gasnettet er tilgængelige; og at der ikke anvendes bølgekraft, CCS eller kernekraft.

Som det fremgår, er mængden af anvendt biomasse et centralt parameter i designet af scenarierne. Det danske bioenergi-potentiale er i analysen opgjort til 265 PJ.

Analysen viser, at det fossile scenarie i 2050 vil have de laveste omkostninger på ca. 122 mia. kr. årligt ekskl. indregning af CO₂-omkostninger og ca. 130 mia. kr. inkl. CO₂-omkostninger ved en CO₂-pris på 245 kr./ton.

Biomasse scenariet er næstbilligst og koster 136 mia. kr. årligt, mens vindscenariets omkostninger ligger på godt 140 mia. kr. årligt og brint og bio+ scenariet på hhv. 143 mia. kr. og 159 mia. kr.

Scenarieomkostningerne er opgjort som faktorpriser, og inddrager derfor ikke samfundsøkonomiske omkostninger som følge af fx forvridningstab.

Scenarie	Besparelser	Investeringer	D&V	Brændsel	CO ₂	Total
Vind	12,9	60,2	55,0	12,0	0,4	140,5
Biomasse	12,9	50,7	43,2	28,9	0,4	136,2
Bio+	12,9	45,5	42,6	57,8	0,4	159,2
Brint	12,9	65,4	57,0	7,2	0,4	143,0
Fossil	12,9	44,2	35,0	29,9	7,7	129,7

Tabel 11.8. Omkostninger 2050 (mia. kr. pr. år). Investeringer er annuieret med 4 pct. rente og levetid for de enkelte teknologier. D&V omfatter vedligeholdelse af nettene samt import/eksport af el.

Tabel 1: Scenarieomkostninger (kilde: Energistyrelsen, 2014).

Biomassescenariet har således de laveste omkostninger af de fire fossilfrie scenarier. Det indebærer imidlertid at Danmark skal importere knap 200 PJ biomasse og scenariet er der derfor følsomt over for udviklingen i prisen herpå.

I beregningerne af de marginale meromkostningerne ved at blive fossilfri har Ea Energianalyse derfor taget udgangspunkt i Energistyrelsens vindscenarie, hvor hovedforudsætningen er en begrænsning på forbruget af biobrændsler i Danmark svarende til 250 PJ – omtrent hvad Danmark selv kan levere..

For yderligere information refereres til kapitel 9, hvor Energistyrelsens egne scenariebeskrivelser er citeret.

3 Metode

Der udarbejdes en regnearksmodel (herefter 'regnearket') for at belyse de samfundsøkonomiske meromkostninger ved at fortrænge forskellige former for fossilt-baserede energitjenester i den danske energiforsyning. Regnearket identificerer en meromkostningskurve, der angiver mer-/fortrængningsomkostningen ved at levere en bred palet af energitjenester i 2050, med udgangspunkt i omkostningsforskelle mellem Energistyrelsens vind- og fossile scenarie.

Energitjenester

De anvendte energitjenester er grupperet som:

- klassisk elforsyning (lys, apparater, m.m.).
- kollektiv varmforsyning.
- individuel varmforsyning.
- procesvarme v. forskellige temperaturer.
- forskellige former for transportenergi.

For hver energitjeneste beregnes fortrængningsomkostningen som en enhedsomkostning via to parametre. Det første parameter (a) er den absolutte meromkostning ved at levere energitjenesten. Det andet parameter (b) er den fortrængte mængde fossile brændsel forbundet med levering af energitjenesten (jf. kapitel 4). Ved at dividere (a) med (b) fremkommer den ønskede enhedsomkostning, der angiver den gennemsnitlige meromkostning pr. energienhed fossilt brændsel.

Denne tilgang implicerer altså en marginalbetragtning for meromkostningen på energitjenesteniveau, men ikke i forhold til det fortrængte fossilt-baserede brændsel, hvor meromkostningen baseres på gennemsnitsomkostninger inden for energitjenestekategorierne.

Regnearkets funktionalitet

Regnearket kædes til to andre regneark, der indeholder de input og output som udgør Energistyrelsens Energibalancemodel (EBM)². EBM opsplitter energiforbrug, energiproduktion og omkostninger på syv kategorier. Omkostningerne for de to scenarier er vist for de overordnede kategorier i Tabel 2-3 nedenfor.

² Energibalancemodel (EBM). Offentlig udgave. SPL. Energistyrelsen, 27. maj 2014.

Scen: Vind	Kap. omk.	D&V I	D&V II	Brændsel	CO ₂	Total
<i>Enhed: Gkr/år</i>						
Transport	25,9	16,7	1,2	25,8	0,5	70,1
Proces	1,0	0,2	0,3	5,8	-	7,3
Indiv.Opv.	5,4	0,3	0,0	0,0	-	5,7
Fjernvarme	4,7	4,9	1,8	1,5	0,4	13,3
Elprod.	16,6	15,9	6,8	1,7	-	41,0
Raffinering	6,6	1,9	5,0	-22,8	-0,5	-9,9
Besparelser	12,9	-	-	-	-	12,9
Total	73,1	40,0	15,0	12,0	0,4	140,5

Tabel 2: Vindscenariets omkostninger.

Scen: Fossil	Kap. omk.	D&V I	D&V II	Brændsel	CO ₂	Total
<i>Enhed: Gkr/år</i>						
Transport	25,7	18,1	0,8	20,7	2,5	67,8
Proces	1,2	0,6	0,3	2,4	2,0	6,4
Indiv.Opv.	3,9	0,1	0,5	3,0	-	7,6
Fjernvarme	5,4	5,6	2,4	4,7	2,3	20,4
Elprod.	7,2	8,3	-4,3	1,2	1,0	13,4
Raffinering	0,7	1,2	1,4	-2,1	-	1,2
Besparelser	12,9	-	-	-	-	12,9
Total	57,1	33,8	1,2	29,9	7,7	129,7

Tabel 3: Det fossile scenarios omkostninger.

I EBM er energibesparelser defineret som en fast og ens omkostning i de to scenarier, og der ses derfor bort herfra i beregningen af meromkostningen i regnearket. Ligeledes ses der bort fra de faste omkostninger relateret til gasnettet og fjernvarmenettet, som er fast og ens i begge scenarier, og derfor uden påvirkning på meromkostningen.

Brændselspriser

De anvendte brændselspriser har stor betydning for energisystemets samlede omkostninger. Som udgangspunkt anvender EBM IEAs fossile brændselspriser fra New Policies (NP) scenariet³, for biomassepriser tages der udgangspunkt i beregninger lavet af Ea Energianalyse for Energistyrelsen, og for forædlede brændsler er der tale om beregninger af langsigtede marginalomkostninger forbundet med at producere brændslerne. Med disse brændselspriser har Energistyrelsen optimeret de respektive scenariers energisystem i EBM.

³ De fossile brændselspriser for perioden 2035-2050 tager dog udgangspunkt i IEAs Energy Technology Perspectives 2012, hvor 2-, 4-, og 6-graders scenariet anvendes som proxypriser for hhv. 450 PPM, New Policies Scenariet samt Current Policies scenariet fra IEAs hovedrapport, World Energy Outlook, fra 2013.

I EBM-regnearkene er dog indbygget en mulighed for at foretage følsomhedsanalyser på brændselspriserne og de dertilhørende systemomkostninger, dog uden at denne følsomhedsanalyse indebærer en re-optimering af energisystemet (kapaciteter, benyttelsestider etc.). Den er statisk, med andre ord. Brændselsprisscenerierne, som følsomhedsanalyserne laves på, er konstrueret så de læner sig op ad brændselspriserne fra IEAs tre hovedenergiscenerier fra World Energy Outlook 2013; Current Policies (CP), New Policies (NP) og 450 PPM (450) (se også kapitel 6 for kommentarer).

Regnearket er konstrueret, så det også her er muligt at identificere den samlede meromkostningskurve ved brug af de tre brændselsprisscenerier (CP, NP og 450), med den kommentar in mente, at EBM-outputtet hvor data trækkes fra i udgangspunktet er beregnet på NP-scenariet.

Kvoteomkostninger

Det er muligt at argumentere for, at de kvoteomkostninger som EBM inkluderer som følge af CO₂-udledninger skal udelades i de samfundsøkonomiske omkostningsberegninger i Energistyrelsens energiscenerier, bl.a. som følge af at disse udgifter modsvares af (potentielt) lignende indtægter. Som følge heraf er det lavet som en indlejret option i regnearket, at der frit kan vælges, om disse skal være en del af beregningen bag den samlede meromkostningskurve⁴.

Samlet set giver regnearket mulighed for at vælge mellem seks kombinationer af brændselspriser (NP, CP, 450) og valg af inklusion af kvoteomkostninger (Ja, Nej).

Teknologiantagelser

Via kædede celler henter regnearket information fra EBM for hhv. vind- og fossilsценariet. Som følge heraf er det muligt at ændre på en række antagelser – herunder omkostningsantagelser – for fremtidige teknologier, og samtidig bibeholde regnearkets evne til at identificere meromkostningskurven. Det vil dog være nødvendigt at sikre sig, at de relative elpriser, som regnearket automatisk kalibrerer, og som er brugt til omfordeling af sektoromkostninger på energitjenesterne ligger inden for rimelige spænd (jf. afsnit om sektorallokering).

⁴ Ved eksklusion af kvoteomkostningerne i regnearket, fjernes kvoteomkostningerne fra det endelige slutregnskab i EBM. Dette efterlader de relative brændselspriser i EBM uberørte. I den måde hvorpå en andel af EBM's sektoromkostninger er refordelt på energitjenester – beregningen som regnearket laver i analysen her – vil der dog være en påvirkning af på den relative elpris for hhv. klassisk elforbrug, raffineringsektoren og andet elforbrug (bl.a. til transport og elvarme). (se også kommentar i kapitel 6).

Sektorallokering

Omkostningskategorierne for henholdsvis forsyningssiden i EBM og de definerede energitjenester Ea Energianalyse tager udgangspunkt i matcher ikke.

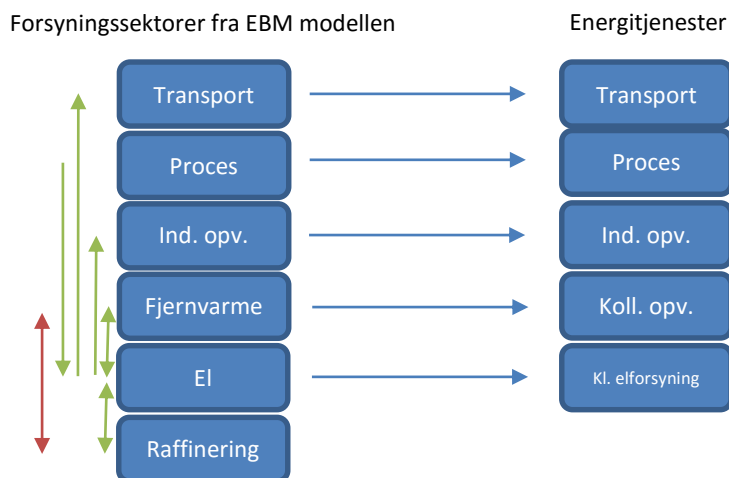
For at identificere omkostningerne forbundet med levering af de enkelte energitjenester allokeres el og fjernvarme via køb og salg mellem EBMs sektorer.

Som det ses for vindscenariet i Tabel 2, har raffineringssektoren fx samlet set en negativ omkostning (indtjening), der skyldes salg af hovedsageligt biobrændstoffer. Regnskabet for raffinering tager imidlertid ikke højde for raffineringsteknologiernes køb af el og varme til produktionen af forædlede brændsler, samt indtægterne fra salget af overskudsvarme og el i forbindelse med produktionen af forædlede brændsler. Korrigeres der ikke herfor, er det ikke muligt at opgøre forsyningsomkostningerne for de enkelte energitjenester.

Der korrigeres ligeledes for elomkostninger (eller indtjening) forbundet med levering af el til andet end klassisk elforsyning, fx elforbruget i transportsektoren, hvilket øger transportsektorens samlede omkostninger, eller elproduktionen fra procesvarmeforsyning (kraftvarmeteknologier), hvilket reducerer sektorens samlede omkostninger.

Måden hvorpå der korrigeres i regnearket er illustreret via pilene i nedenstående figur. Med pilene følger ikke kun økonomiske strømme, men også en dertilhørende reallokering af energi og udledninger. Kraftvarmeværkers brændselsforbrug til hhv. el og varme allokeres ifht. den relative energi i varme og elproduktionen (energiindholdsmetoden).

Sektorallokering af omkostninger, energi og emissioner i regnearket.



Note: Røde pile er varme. Grønne pile er el. Blå pile illustrerer den endelige allokering af omkostninger, energi og emissioner til tjenester.

Prissætning af el- og varme i sektor-allokeringen

De el- og fjernvarmepriser, som er brugt til re-allokering af omkostninger mellem sektorer, er regnet af værk (ligesom EBMs priser).

Regnearket anvender en og samme elpris for de teknologier, der producerer og sælger el som et biprodukt (herunder varme- og raffineringsteknologier), de teknologier som køber el til varmeproduktion, samt elbaserede transportteknologier. Denne elpris er sat som enhedsomkostningen for elproduktion, inkl. neteksport og dertilhørende indtægter, for ikke-kraftvarme teknologier, der udgør langt størstedelen af den samlede elproduktion i scenariet. Kraftvarmeteknologierne er ikke medtaget i denne beregning, da EBM har allokeret alle kraftvarmeteknologiernes omkostninger til varmesiden.

For raffineringssektorens køb af el anvendes den elpris, der sikrer, at sektorens regnskab går i nul. På denne måde fordeles omkostningerne i raffineringssektoren i sidste ende til brugerne af sektorens produkter⁵.

Elprisen for køb af el til klassisk elforbrug bestemmes således, at leveringen af denne energitjeneste bærer residualomkostningen forbundet med elproduktion, igen inkl. neteksport og dertilhørende indtægter.

Med denne elprismetode sættes elpriserne, så raffineringssektoren i gennemsnit betaler den laveste elpris for deres køb af el til produktionsbrug.

⁵ Dette gøres ikke i fossils scenariet, hvor raffineringssektoren er ubetydelig, og der ikke produceres et biprodukt i form af "overskuds"-el og varme. Der ses bort herfra som en simplificering.

Dette giver systemmæssigt mening, da bl.a. de brintfabrikker, som anvender el i raffineringsektoren, har mulighed for at tilpasse deres forbrug efter priserne i elmarkedet. Elvarmeteknologier (både til kollektiv og individuel varmforsyning) samt transport betaler en lidt højere pris, og elkøb til klassisk elforbrug er dyrest⁶. Det skal understreges, at der er tale om en forholdsvis grov metode til fordeling af elproduktionsomkostningerne, som der er potentiale for at forfine, så der i endnu højere grad differentieres mellem de forskellige energitjenester.

Varmeprisen er sat som enhedsomkostningen for fjernvarmeproduktion for fjernvarmesektoren, efter korrektion for køb og salg af el fra teknologier, der bruger eller producerer el som led i varmeproduktionen.

Meromkostningskurven

Når forsyningsomkostningerne er allokeret korrekt i modellen til hver energitjeneste for hhv. vind og fossil-scenariet opgøres den absolutte meromkostning (a) som omkostningsdifferencen mellem scenarierne. Dernæst opgøres den fortrængte mængde fossile brændselsenergi forbundet med levering af hver energitjeneste (b). Fortrængningsomkostningen pr. energienhed fossilt brændsel for hver energitjeneste fremkommer ved at dividere (a) med (b).

Meromkostningskurverne har fortrængningsomkostningen målt i kr./PJ op ad 2.-aksen, og fortrængt fossil brændselsenergi (PJ) ud af 1.-aksen. Arealet mellem meromkostningskurven og x-aksen svarer til den samlede meromkostning ved vindscenariet relativt til det fossile scenarie.

4 Fossilt brændselsforbrug

Det fossile scenarie

Det danske energisystem anvender i det fossile scenarie i 2050 361,1 PJ fossilt brændsel, hvis man ser bort fra affald⁷. Fordelingen på brændsler er angivet i Tabel 4.

⁶ Ved brug af EBM-output baseret på de følsomhedsanalyser der kan laves med brændselspriser i 450 PPM scenariet inkl CO₂-omkostninger anvendes, er fordelingen ikke den samme (se kommentar i kapitel 6).

⁷ I regnearket kategoriseres affald ikke som et fossilt brændsel, som en lille forsimpning. Dette gøres da affaldsforbruget i 2050 er tæt på at være identisk i de to scenarier. Af den grund er påvirkningen på meromkostningskurven tæt på nul.

Brændsel	Kul	Gasolie	Benzin	Kerosen	Naturgas	Total
PJ	193,0	50,5	27,3	37,7	52,7	361,1

Tabel 4: Fossilt brændselsforbrug i EBM.

Forbruget af brændsler til produktion af el er imidlertid ikke direkte relateret til det forbrug af fossile brændsler, som forbrug af el i Danmark giver anledning til. Det skyldes, at en del af den danske elproduktion eksporteres til udlandet (netto).

For at allokere det fossile indhold i elforbruget i det fossile scenarie proportionelt til de enkelte energitjenesters elforbrug opgøres det fossile indhold pr. energienhed el via en simpel metrik, som tager den fossile brændselsmængde brugt til elproduktion i Danmark divideret med summen af dansk elforbrug og nettoeksporten af el. Med denne metode allokeres en proportionel andel af det fossile indhold i den danskproducerede el til udlandet. Endvidere er det muligt at fordele det resterende fossile indhold på energitjenesterne proportionelt til deres elforbrug. Tabel 4 angiver denne fordeling.

Energitjeneste	Fra brændsler (PJ)	Fra el (PJ)	Total
Transport	143	16	159
Proces	69	0	69
Individuel opvarmning	0	3	3
Fjernvarme	55	0	55
Klassisk elforbrug	0	49	49
Raffinering	0	0	0
Udland	0	26	26
Total (ekskl. udland)	267	68	335
Total (inkl. udland)	267	94	361

Tabel 5: Energitjenesternes (bagvedliggende) fossile energiforbrug i det fossile scenarie.

Vindscenariet

Der ses bort fra affald ligesom i det fossile scenarie, og derfor er der intet fossilt brændselsforbrug i vindscenariet.

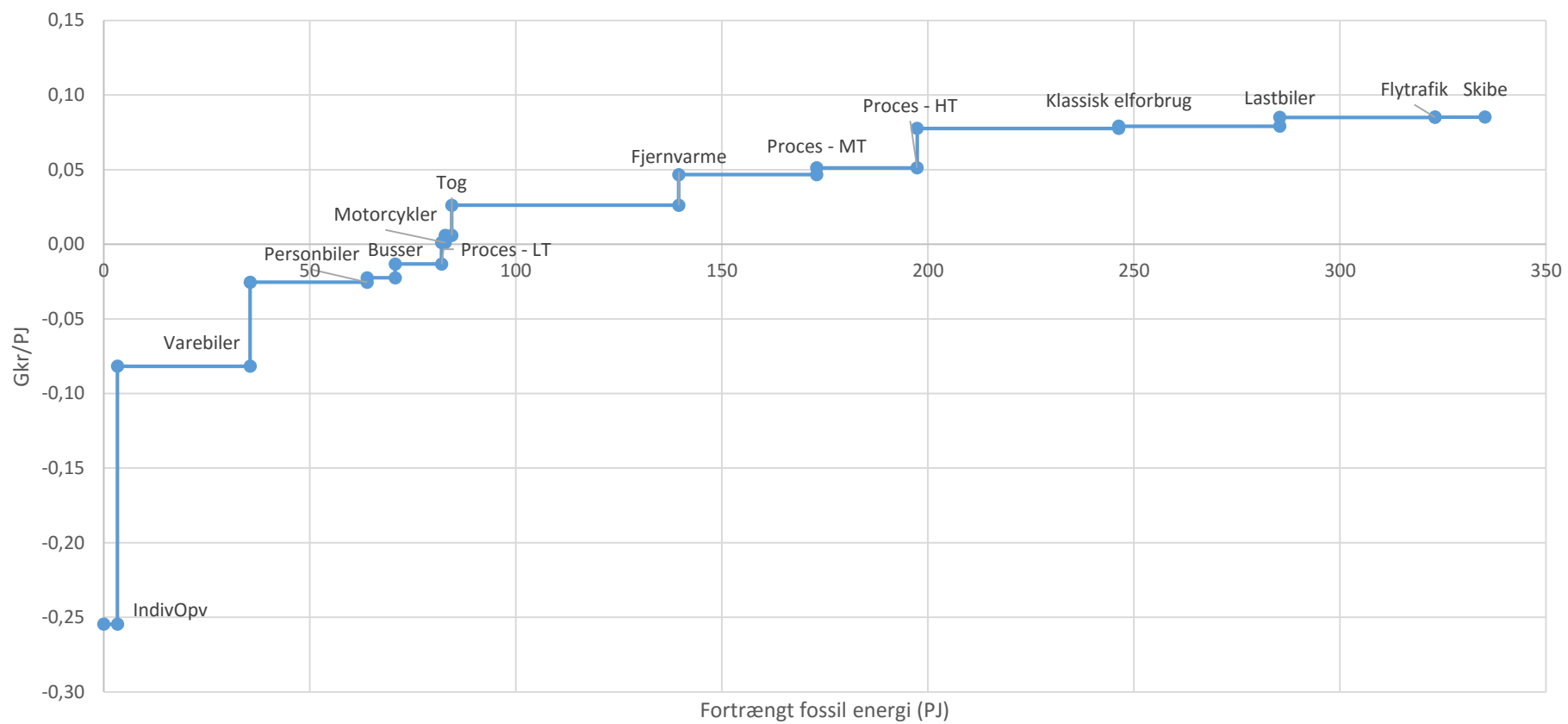
Mængden af fossil energi, som fortrænges for hver energitjeneste, tager derfor udelukkende udgangspunkt i opgørelsen for det fossile scenarie, som den er angivet ovenfor.

5 Resultater

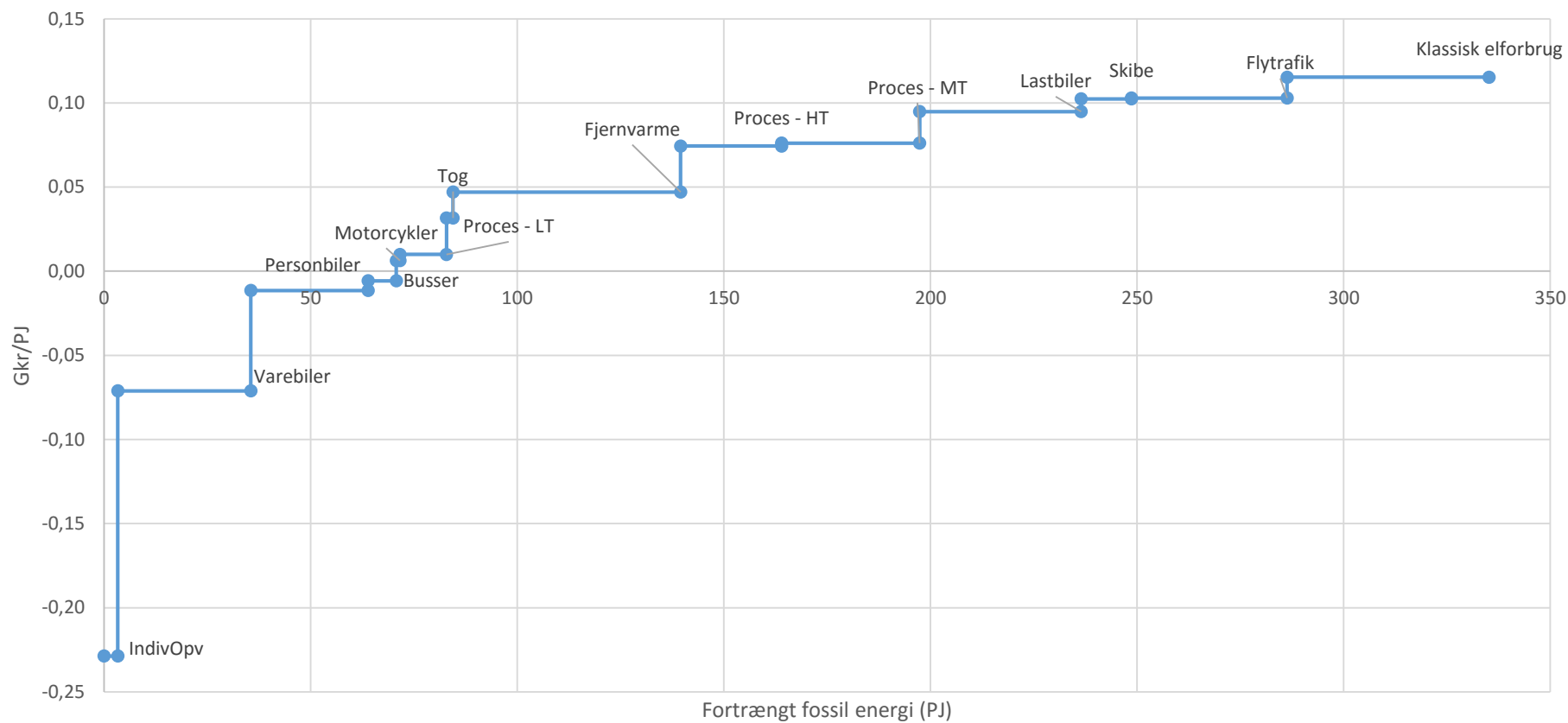
Meromkostningen ved vindscenariet relativt til det fossile scenarie er ca. 11 mia. kr. årligt, når CO₂-kvoteomkostningen inkluderes, og ca. 18 mia. kr. årligt hvis den ekskluderes. Det bemærkes, at disse omkostninger tager udgangspunkt i NP-brændselsprisscenariet, som er Energistyrelsens scenarieanalyzers udgangspunkt.

Som angivet i kapitel 4 fortrænges 335 PJ fossil energi på tværs af de definerede energitjenester. Via metoden (jf. kapitel 3) anvendt i regnearket, fremkommer følgende meromkostninger i kr. pr. PJ, når man henholdsvis inkluderer (Figur 1) og ekskluderer CO₂-omkostninger (Figur 2).

Der henvises til regnearket for meromkostningskurverne relateret til alternative brændselsprisscenarier.



Figur 1: Brændselspriser: New Policies scenariet. Kvoteomkostninger: ja.



Figur 2: Brændselspriser: New Policies scenariet. Kvoteomkostninger: nej.

Når CO₂-omkostninger er en del af regnestykket

De ca. 90 PJ fossil energi forbundet med tung transport - skibe, flytrafik og lastbiler – er dyrest at omstille, når CO₂-omkostninger inkluderes.

Omstillingen af klassisk elforbrug (ca. 50 PJ fossil energi) er næstdyrest, tæt efterfulgt af procesvarmeproduktion ved høj- og mellemtemperatur samt fjernvarmeforsyning (ca. 100 PJ fossil energi). Fortrængningsomkostningen for disse energitjenester spænder fra ca. 0,05 til 0,09 mia. kr. årligt pr. fortrængt PJ fossil energi.

En større gruppe af energitjenester, inkl. togtransport, lavtemperaturproces og personbiler drevet af el, har en fortrængningsomkostning i nærheden af nul.

Resultaterne indikerer samtidig, at der er en negativ fortrængningsomkostning forbundet med at omstille visse energitjenester inkl. den individuelle opvarmning (3 PJ fossil energi), varebilstransport (32 PJ fossil energi) samt personbilstransport (28 PJ fossil energi) (jf. kapitel 6 for kommentarer).

Det fossile scenarie ville altså have været billigere, hvis der havde været flere elvarebiler i scenariet i stedet for dieseldrevne varebiler.

En tilsvarende problemstilling gør sig gældende inden for den individuelle opvarmning. Individuel opvarmning forsynes i begge scenarier fra en kombination af eldrevne varmepumper og træpillefyr. I det fossile scenarie dækker træpillefyrene en større andel af opvarmningsbehovet end i vindscenariet, men analysen viser, at det vil give lavere omkostninger, også i det fossile scenarie, at erstatte flere træpillefyr med eldrevne varmepumper. Når individuel opvarmning i figuren viser en meget kraftig negativ omkostning, skal det ses i sammenhæng med, at den fossile besparelse (nævneren i beregningen) i den sektor er meget lille også i det fossile scenarie.

De negative meromkostninger er ikke umiddelbart i overensstemmelse med det fossile scenaries metodiske tilgang med fokus på lavest mulige omkostninger. I alt udgør de negative meromkostninger i sammenligningen ca. 4,5 mia. kr. Beregningerne indikerer, at meromkostningen i vindscenariet vil stige fra ca. 10,7 mia. til ca. 15,2 mia. kr. med et omkostningsminimeret fossilsценarie.

Når CO₂-omkostninger ikke er en del af regnestykket

Hvis CO₂-omkostninger ikke inkluderes som en samfundsøkonomisk omkostning er den samlede meromkostning ca. 7 mia. kr. højere ved vindscenariet relativt til det fossile scenarie. Dette påvirker niveauet for fortrængningsomkostningen positivt for de fleste energitjenester, hvor der i udgangspunktet er en CO₂-omkostning, men fordelingen af fortrængningsomkostninger på de respektive energitjenester ændres kun en smule. Klassisk elforbrug bliver således den energitjeneste, der er dyrest at omstille (se også kapitel 6 for kommentarer). Sidstnævnte resultat skal dog tolkes med forbehold, da det er følsomt over for fordelingen af omkostninger til elproduktion mellem raffineringsektoren og klassisk elforbrug.

Der er også energitjenester med negativ omkostning, når CO₂-omkostninger ikke indregnes. I alt udgør de negative meromkostninger 3,4 mia. kr.

6 Usikkerheder

I forbindelse med opgørelsen af omkostninger ved at erstatte fossile brændsler med vedvarende energi har DØRS bedt Ea Energianalyse vurdere de væsentligste usikkerhedsparametre.

Vi vurderer, at usikkerhedsparametrene hovedsageligt knytter sig til tre forskellige forhold:

- Udvikling i brændsels- og CO₂-priser.
- Teknologisk udvikling for nøgleteknologier.
- Systemintegrationsomkostninger.

I det følgende gennemgås de enkelte forhold. Det er vha. modelværktøjet muligt at gennemføre følsomhedsberegninger på de fleste usikkerhedsparametre. Der er dog alene tale om statiske følsomhedsberegninger, dvs. der foretages alene en konsekvensberegning på scenarierne med den foreliggende teknologisammensætning og driftsmønster. Dvs. at hvis der eksempelvis gennemføres en følsomhedsanalyse med højere priser på havvindmølleparker, har modellen ikke mulighed for i stedet at investere i solceller, selvom denne løsning er billigere. Følsomhedsanalyserne skal derfor tages med forbehold.

Brændsels- og CO₂-priser

Som udgangspunkt anvender Energistyrelsen brændsels- og CO₂-priser fra IEA's World Energy Outlook 2013 New Policies scenarie og på den lange bane Energy Technology Perspectives 2012. Derudover er modellen sat op til også at kunne regnes på Current Policies og 450 ppm brændsels- og CO₂-prisscenarierne⁸.

Brændselspriser

Forudsætningerne vedrørende fossile brændselspriser har naturligvis stor betydningen for meromkostningerne i de fossile scenarier.

Enhver fremskrivning af brændselspriser om 35 år vil i sagens natur være behæftet med meget stor usikkerhed. IEA's fremskrivning af brændselspriser er baseret på en model - World Energy Model (WEO) - af hele verdens energiforbrug og energiforsyning, inklusive omkostninger ved tilvejebringelse af primær energi (både fossile energikilder og vedvarende energi.) Om end IEA historisk set har haft vanskeligt ved at forudsæ brændselsprisernes udvikling vurderes prisfremskrivningerne fra IEA at være det bedste bud på en fremskrivning til formålet.

Siden fremlæggelsen af Energistyrelsens scenarieanalyser i maj 2014 har IEA publiceret World Energy Outlook 2015 med opdateret fremskrivning af brændselspriser. Tabellerne nedenfor viser forudsætningerne i de to publikationer (øverste WEO 2015). Bemærk, at WEO 2015 er vist i 2014 priser og WEO2013 i 2012 priser.

Hvis man fokuserer på New Policies scenariet, fremgår det, at forventningen til både olie-, gas- og kulpriser er væsentligt lavere på kort sigt (2020). Den lavere forventning til priserne på kort sigt, skal ses i sammenhæng med, at bl.a. olieprisen faldt meget kraftigt i efteråret 2014.

På lang sigt i 2035/2040 er priserne kun lidt lavere (op til ca. 10 %) i WEO2015. I forhold til beregningen af meromkostninger for 2050 er der ikke tale om en markant ændring i prisfremskrivningerne.

I Current Policies scenariet er prisen på de fossile brændsler højere, fordi efterspørgslen er større, fordi der ikke føres en særlig skrap klimapolitik. Omvendt forholder det sig i 450 scenariet, hvor verden forudsættes at føre en ambitiøs klimapolitik, som dæmper forbruget af fossile brændsler.

⁸ Jf. fodnote 3 for yderligere detaljer.

450 scenariet fører i en retning, som indfrier målet om maksimum 2 graders global temperaturstigning, mens New policies scenariet fører til ca. 4 graders temperaturstigning⁹. En vurdering af de planer, der er indmeldt i forbindelse med klimatopmødet i Paris, peger til sammenligning på, at den globale temperatur vil stige med ca. 2,7 grader¹⁰. Klimapolitikken efter Paris kan således vurderes at ligge et sted mellem New policies scenariet og 450 scenariet.

		New Policies Scenario				Current Policies Scenario			450 Scenario			Low Oil Price Scenario		
	2014	2020	2030	2040	2020	2030	2040	2020	2030	2040	2020	2030	2040	
Real terms (2014 prices)														
IEA crude oil imports (\$/barrel)	97	80	113	128	83	130	150	77	97	95	55	70	85	
Natural gas (\$/MBtu)														
United States	4.4	4.7	6.2	7.5	4.7	6.3	7.8	4.5	5.7	5.9	4.7	6.2	7.5	
Europe imports	9.3	7.8	11.2	12.4	8.1	12.5	13.8	7.5	9.4	8.9	5.9	8.9	11.4	
Japan imports	16.2	11.0	13.0	14.1	11.4	14.9	16.0	10.7	11.8	11.1	8.8	10.7	12.4	
OECD steam coal imports (\$/tonne)	78	94	102	108	99	115	123	80	79	77	88	97	102	

		New Policies Scenario				Current Policies Scenario				450 Scenario				
	Unit	2012	2020	2025	2030	2035	2020	2025	2030	2035	2020	2025	2030	2035
Real terms (2012 prices)														
IEA crude oil imports	barrel	109	113	116	121	128	120	127	136	145	110	107	104	100
Natural gas														
United States	MBtu	2.7	5.1	5.6	6.0	6.8	5.2	5.8	6.2	6.9	4.8	5.4	5.7	5.9
Europe imports	MBtu	11.7	11.9	12.0	12.3	12.7	12.4	12.9	13.4	14.0	11.5	11.0	10.2	9.5
Japan imports	MBtu	16.9	14.2	14.2	14.4	14.9	14.7	15.2	15.9	16.7	13.4	12.8	12.2	11.7
OECD steam coal imports	tonne	99	106	109	110	110	112	116	118	120	101	95	86	75

CO₂-priser

Til hver af IEAs tre hovedscenarier knytter der sig et CO₂-prisforløb. Prisforløbene i WEO 2015 minder i store træk om de tilsvarende forløb fra WEO 2013, som det fremgår af nedenstående tabeller.

⁹ <http://www.iea.org/publications/scenariosandprojections/>

¹⁰ <http://www.bbc.com/news/science-environment-35084374>

	Region	Sectors	2020	2030	2040
Current Policies Scenario	European Union	Power, industry and aviation	20	30	40
	Korea	Power and industry	20	30	40
New Policies Scenario	European Union	Power, industry and aviation	22	37	50
	Chile	Power	6	12	20
	Korea	Power and industry	22	37	50
	China	Power and industry	10	23	35
	South Africa	Power and industry	7	15	24
450 Scenario	United States and Canada	Power and industry	20	100	140
	European Union	Power, industry and aviation	22	100	140
	Japan	Power and industry	20	100	140
	Korea	Power and industry	22	100	140
	Australia and New Zealand	Power and industry	20	100	140
	China, Russia, Brazil and South Africa	Power and industry	10	75	125

Tabel 6: CO2-priser fra WEO 2015 i USD2014/ton

	Region	Sectors	2020	2030	2035
Current Policies Scenario	European Union	Power, industry and aviation	15	25	30
	Australia and New Zealand	All*	15	25	30
	Korea	Power and industry	15	25	30
New Policies Scenario	European Union	Power, industry and aviation	20	33	40
	Australia and New Zealand	All*	20	33	40
	Korea	Power and industry	20	33	40
	China	All	10	24	30
	South Africa	Power and industry	8	15	20
450 Scenario	United States and Canada	Power and industry	20	95	125
	European Union	Power, industry and aviation	35	95	125
	Japan	Power and industry	20	95	125
	Korea	Power and industry	35	95	125
	Australia and New Zealand	All	35	95	125
	China, Russia, Brazil and South Africa	Power and industry**	10	70	100

Tabel 7: CO2-priser fra WEO 2013 i USD2012/ton

Teknologisk udvikling

Scenarierne forudsætter at der sker en væsentlig teknologisk udvikling for en række teknologier, som særligt spiller en vigtig rolle i vindscenariet.

Følgende teknologier vurderes at være særligt vigtige for de samlede omkostninger. Dels fordi de bidrager med væsentlige omkostninger i de

fossilfrie scenarier. Dels fordi der forventes en betydelig teknologisk omkostning.

- Havvindmøller
- Eldrevne køretøjer
- Biobrændstoffabrikker, herunder elektrolyseanlæg

Teknologiforudsætninger i scenarierne er baseret på Energistyrelsens teknologikataloger og rapporten om Alternative Drivmidler.

Havvindmøller

Der forventes en betydelig reduktion i omkostningerne for havvindmøller, særligt i investeringsomkostningen i EBM, som forudsætter et fald fra ca. 24,4 mio. kr. pr. MW i 2015 til ca. 15,4 mio. kr. pr. MW i 2050. Priserne er inkl. omkostninger til ilandføring. Der er altså tale om en betydelig reduktion i omkostningerne. Det skal dog i den forbindelse nævnes, at de havvindmølleparker, som blev opført i perioden 2000-2007 blot kostede omkring 15 mio. kr. per MW. Dette kan blandt andet tilskrives en anden markedssituation; herunder at møllefabrikanterne havde en interesse i at komme ind på markedet for havvindmøller samt lavere priser på råvarer. Det kan også delvist hænge sammen med indregning af subsidier til pilotprojekter, som afspejles i lavere priser.

Energistyrelsen har i efteråret 2015 haft et nyt teknologikatalogdata for havvindmøller i høring¹¹. Heri forventes kapitalomkostningen for havvindmøller inkl. nettilslutning at falde fra ca. 26 mio. kr. i 2015 til 19 mio. kr. i 2050 (2015 priser). Omkostningen per MW vurderes altså at være højere i 2050 end tidligere. Samtidig forventes den årlige produktion imidlertid at stige til næsten 5000 fuldlasttimer årligt mod ca. 4100 i beregningen, som ligger til grund for Energistyrelsens beregning. Derfor ender produktionsomkostningen i kr./MWh ifølge høringsnotatet på samme niveau som før målt i faste priser.

Overordnet forventes de følgende faktorer at drive omkostningsudviklingen:

- Større vindmøller
- Nye typer fundamenter som er egnet til masseproduktion/industrialisering
- Nye typer af elsystemer og transformerstationer
- Generel forbedring i logistik i forbindelse med installation af møller

¹¹ (Mads V. Sørensen og Per Nielsen, EMD, 2015)

Det understreges i det nye teknologidata, som er i høring, at fremskrivningen af omkostninger er forbundet med væsentlig usikkerhed. Forfatterne til kataloget vurderer, at et sandsynligt interval for investeringsomkostningerne i 2050 er mellem 15,2 og 22,8 mio. kr. per MW.

Landvindmøller vs. havvindmøller

I alle Energistyrelsens scenarier indgår en begrænsning på 3.500 MW landvindmøller. Denne forudsætning er baseret på "ekstra landvind fra energiaftale, klimaplan, vedtagne lokalplaner, kommuneplaner og statslige arealer" (Energistyrelsen, 2014). Energinet.dk fremlagde i januar 2015 en analyse, som pegede på, at det samfundsøkonomiske potentiale for landvind er minimum 12.000 MW, hvis man sammenligner med omkostningen for havvindmøller. Det svarer til en forøgelse af landvind produktionen med minimum 27 TWh. Energinet.dk's beregning inkluderer omkostninger til at opkøbe nærtliggende ejendomme og kompensation til naboer længere væk.

Potentielt, kan der således hentes en økonomisk gevinst ved at øge andelen af landvindmøller på bekostning af havvindmøller. Denne gevinst kan blive større i vindscenariet, hvor der i 2050 indgår ca. 57 TWh produktion fra havvindmøller mod ca. 20 TWh i det fossile scenarie.

Solceller

Solceller spiller en ret lille rolle i scenarierne. Der er en sandsynlighed for, at teknologiudvikling og omkostningsreduktion vil betyde, at solceller er billigere end havvindmøller i 2050 og måske også billigere end landvindmøller. En større andel VE-elproduktion fra solceller kan potentielt billiggøre særligt vindscenariet.

Eldrevne køretøjer

Eldrevne køretøjer spiller en meget vigtig rolle for omstillingen af persontransporten og varebiltransporten i vindscenariet – og i mindre omfang også i det fossile scenarie.

Særligt vigtigt for elbilernes konkurrencedygtighed er udviklingen i batteripriser, som i høj grad er bestemmende for merinvesteringsomkostningen for en elbil sammenlignet med en konventionel benzin/dieselbil.

Investeringsomkostningerne i drivsystemet forudsættes at falde fra 68.000 kr. per bil i 2020 til 44.000 kr. per bil i 2030 (og 2050). Til sammenligning er omkostningen for drivsystemet i en benzinbil ca. 25.000 kr. Elbilen er altså ca.

19.000 kr. dyrere i investering i 2030/2050 end benzinbilen. Samlet set er elbilen væsentligt billigere, når drifts- og brændstofomkostninger indregnes.

Energistyrelsen har lavet en statisk følsomhedsanalyse af med en investeringsomkostning for elbiler på 68.000 kr. svarende til den forventede omkostning i 2020. I det tilfælde øges omkostningen i vindscenariet med 6,3 mia. kr. og i fossilsценariet med 5,9 mia. kr.

Ea Energianalyse har i en nyligt publiceret analyse "Grøn road-map"¹² vurderet elbilernes merpris til ca. 39.000 kr. i 2030 og 33.000 kr. i 2050 sammenlignet med en benzinbil. I denne analyse forudsættes elbilernes batterier at blive større (flere kWh) over tid i takt med batteriprisens fald med henblik på at opnå længere rækkevidde. Vi har ikke undersøgt, hvilken rækkevidde for elbiler, der er forudsat i Energistirelsens analyse.

Biobrændstoffabrikker, herunder elektrolyseanlæg

I den del af transportsektoren, hvor eldrevne køretøjer ikke kan dække transportbehovet (bl.a. tung vejtransport og flytransport) erstattes benzin og diesel blandt andet af biodiesel og bioethanol eller grøn benzin.

I Energistirelsens scenarier med New policies brændselspriser indgår en pris på biokerosen på 249 kr./GJ i og 201 kr./GJ for bioethanol. Ea Energianalyse har i anden sammenhæng regnet på de fremtidige produktionsomkostninger ved hhv. biokerosen og bioethanol. Det er på den baggrund vores vurdering, at prisniveauerne anvendt i EBM er sandsynlige. Det skal dog samtidig bemærkes, at der kun er begrænsede erfaringer med de relevante teknologier i dag, hvilket medfører en betydelig usikkerhed ved estimer af de fremtidige produktionsomkostninger.

I vindscenariet leverer brintfabrikker et væsentligt energiinput til biobrændstoffabrikkerne. Brintfabrikkerne forudsættes at have en virkningsgrad på ca. 57 % fra el til brint, hvilket må vurderes at være et forholdsvist konservativt estimat. En forudsætning om højere virkningsgrad vil potentielt kunne føre til lave omkostninger i vindscenariet sammenlignet med fossilsценariet.

¹² Ea (2015).

Systemintegrationsomkostninger

Vindmøller står for en meget stor andel af den samlede elproduktion i vindscenariet - i alt næsten 88 %. Hertil kommer 2 % fra solceller. Uregulerbar elproduktion står således for 9/10 af den samlede elproduktion i scenarierne.

Det er i scenarierne, antaget: *"at der opføres gasturbiner i et omfang, så sandsynligheden for effektmangel holdes under ca. 10^{-5} . Det svarer til en hyppighed på under ~5 minutter årligt af situationer, hvor den eleffekt, der er til rådighed, er mindre end den uflexible elefterspørgsel"*.¹³

Effektforsyningssikkerheden kan således antages at være den samme i de to scenarier.

Balancering

Der er tilsyneladende ikke indregnet omkostninger til balancering af vindkraft, dvs. omkostninger til håndtering af vindkrafts uforudsigelighed (muligvis indgår disse i vindmøllens drifts- og vedligeholdelsesomkostninger –dette er ikke undersøgt). I dag udgør denne post ca. 1,5 øre/kWh vind-el produceret. Hvordan enhedsomkostningen vil udvikle sig fremadrettet, er vanskeligt at forudsige. På den ene side vil behovet og dermed udfordringen vokse. Det kan tale for en øget enhedsomkostning. På den anden side indgår der i scenarierne en række nye kilder til levering af fleksibelt elforbrug, fx elbiler, brintfabrikker, store og små varmepumper. Med en vindproduktion på 246 PJ som det tilfældet i vindscenariet, vil balanceringsomkostningen med det nuværende prisniveau udgøre godt 1 mia. kr. årligt ($68 \text{ mio. MWh} \cdot 15 \text{ kr/MWh} = 1,02 \text{ mia. kr.}$).

Udveksling af el – import- og eksportpriser

I vindscenariet indgår en eleksport på 52 PJ svarende til ca. en 1/5 af den samlede vindproduktion. Importen er lidt lavere, ca. 47 PJ. Af scenarierapporten fremgår det, at: *"Når eloverløbet holdes på et så relativt lavt niveau, skyldes det de mange afbrydelige elforbrug i elkedler, varmepumper og brintfabrikker"*¹⁴. Eleksporten afsættes til Danmarks nabolande via elmarkedet. Elprisen time for time er bestemt som en funktion af dels det klassiske elforbrug, dels vindproduktionen. Baseret på historiske sammenhænge antages elprisen at stige ved højt elforbrug og falde ved høj vindproduktion (og omvendt) (metoden er beskrevet på s. 100 i scenarierapporten).

¹³ ENS (2014), s. 78.

¹⁴ ENS (2014), s. 69.

Ifølge scenarieberegningerne ligger eksportprisen ca. 2 % under den gennemsnitlige elpris og importprisen ca. 2 % over.

Energistyrelsen har også foretaget en følsomhedsanalyse med dobbelt så stærk korrelationer mellem vindproduktion og elpris. Dette giver en meromkostning for vindscenariet på 1,35 mia. kr.

I alt udgør omkostningen til import 6,98 mia. kr. og indtægten fra eksport 7,49 mia. kr. For at vurdere betydningen af elprisvariationen har vi set på en situation, hvor eksportindtægten ligger 25 % lavere end i basisberegningen og importomkostningen 25 % højere. Dette medfører en samlet meromkostning på 3,6 mia. (1,745 mia. kr. højere importomkostning og 1,87 mia. kr. lavere værdi af eksporteret el).

Hvor stor forskel der vil være på import- og eksportpriser i 2050 vil bl.a. afhænge af, hvor stor en udbygning med vind og sol, der vil være i Danmarks nabolande, hvor stærkt sammenkoblede elsystemerne bliver og i hvilket omfang forbrugsfleksibilitet udvikles i nabolandene. Tidligere analyser Ea Energianalyse har gennemført har vist, at der kan forekomme betydelige elprisvariationer i et fremtidigt elsystem med høj andel sol og vind (Ea Energianalyse, Modelanalyser af indpasning af fluktuerende elproduktion i energisystemet i fremtidsbillede for Danmark i 2050).

7 Opgørelse af emissioner til luft

Regnearket inkluderer en grov opgørelse af udledninger af CO₂, SO₂, CH₄, N₂O, og PM_{2,5} i de to scenarier. Dette kapitel kommenterer kort på de anvendte kilder samt kritiske antagelser brugt i opgørelserne. Det bemærkes endvidere, at CO₂-udledninger er en del af EBM, og at alle udledningskoefficienter er angivet i regnearket.

De anvendte udledningskoefficienter stammer fra "Alternative drivmidler i transportsektoren v. 3.0" (AD) for transportteknologier, samt hovedsageligt "Teknologikatalog for el, fjernvarme, energilagring og energiproduktion og konvertering 2015" (teknologikataloget) for teknologier der producerer el samt proces- og fjernvarme. Begge kilder er tilgængelige på Energistyrelsens hjemmeside. For bl.a. partikler mangler katalogerne data for en del el- og varmeproduktionsteknologier. Her suppleres med information fra Energistyrelsens samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger 2014, som omhandler eksisterende anlæg.

Der er ikke opgjort udledninger fra skibstransport.

I det fossile scenarie anvendes en betydelig mængde kul til både el- og fjernvarmeproduktion samt i industrien. Udledninger forbundet med kulafbrænding i store kraftvarmeværker er opgjort i henhold til 2050-teknologien i teknologikataloget. Denne teknologi anvendes ligeledes i Energistyrelsens samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger 2014. Store kulkraftvarmeværker udleder generelt mindre end små kulkedler anvendt til proces- og fjernvarmeproduktion, bl.a. som følge af andre miljøkrav.

SO₂-emissioner på
mindre kulfyrede anlæg

Forbrænding af kul på anlæg under 50 MW¹⁵, som de ser ud i dag, er ifølge Aarhus Universitet forbundet med betydelige udledninger. Disse teknologier vil imidlertid være bundet af miljøkrav i praksis, hvorfor man ved brug af dagens udledningskoefficienter kan få et for højt udledningsestimat. Dette gælder særligt udledningen af SO₂-emissioner, som på eksisterende kedler er meget høje, nemlig 574 g/GJ. Til sammenligning regnes med 11 g/GJ for nye store kulkraftvarmeværker ifølge Energistyrelsens teknologikatalog. Efter aftale med DØRS har Ea undersøgt, hvilke emissionskrav der fremadrettet gælder for SO₂ for nye kedler og kraftvarmeanlæg. Der er redegjort herfor i Bilag B. For anlæg med en termisk effekt op til 100 MW er grænseværdien ifølge EU nye direktiv om mellemstore fyringsanlæg på 145 g/GJ, for anlæg mellem 100 og 300 MW på 72 g/GJ og for anlæg med en indfyret effekt over 300 MW på 54 g/GJ. Da de relevante anlæg for langt hovedpartens vedkommende må antages, at have en kapacitet på under 100 MW er anvendt en faktor på 145 g/GJ.

Tabellen nedenfor viser, at de samlede SO₂-emissioner i fossils scenariet er meget følsomme over for SO₂-faktoren anvendt for kulkedler og små kulkraftvarmeværker.

¹⁵ AU (2013).

SO ₂ -udledningsfaktor for små kulanlæg	145 g/GJ (grænseværdi nye små anlæg)	574 g/GJ (eksisterende anlæg ifølge AU)	11 g/GJ (nye store anlæg ifølge teknologikatalog)
Samlet SO ₂ -udledning i fossil scenarie	16.826 ton	62.730 ton	2.488 ton

Tabel 8: Emissionsfaktoren for kulkedler og små kulkraftvarmeværker har stor betydning for den samlede SO₂-emission i fossilscenariet.

Udledning af NO_x og støv på eksisterende små kulfyrede anlæg, som opgjort af Aarhus Universitet, ligger under grænseværdierne i direktivet.

Det skal bemærkes, at det ikke er klart om teknologiomkostninger for kulkedler indeholder omkostninger til svovlrensning¹⁶.

Det har ikke været muligt at opgøre udledninger forbundet med raffineringsektoren, grundet manglende teknologidata.

¹⁶ Kulkedlernes teknologiomkostninger i EBM er sat lig omkostningerne for biomasse-kedler.

8 Referencer

AU (2013). Emission factors for stationary combustion greenhouse gases and main pollutants for the year 2013. Institut for Miljøvidenskab, Aarhus Universitet.

Ea (2015). Grøn Roadmap 2030, Scenarier og virkemidler til omstilling af transportsektorens energiforbrug. Ea Energianalyse.

ENS (2014). Energiscenarier frem mod 2020, 2035 og 2050. Udarbejdet af Energistyrelsen marts 2014.

ENS (2015). Teknologikatalog for el, fjernvarme, energilagring og energiproduktion og konvertering 2015 (teknologikataloget).

ENS (2015). Alternative drivmidler i transportsektoren v. 3.0.

IEA (2013). World Energy Outlook 2013.

IEA (2015). World Energy Outlook 2015.

IEA (2012). Energy Technology Perspectives 2012.

Mads V. Sørensen og Per Nielsen, EMD (2015). 21 WIND TURBINES, OFFSHORE.

9 Bilag A: Beskrivelse af scenarier

Beskrivelse af vindscenariet

*"Der foretages en massiv elektrificering af transport- og varmesektoren. Bioenergianvendelsen begrænses til omkring 250 PJ, nogenlunde svarende til det danske potentiale og ca. 100 PJ mere end i dag. Biobrændstoffer produceres i vidt omfang i Danmark, og biobrændstoffabrikkerne integreres i el- og varmforsyningen. Vindkraft bliver den bærende teknologi i elproduktionen, men der vil også være bidrag fra solceller og kraftvarmeværker. Opvarmning baseres i vidt omfang på overskudsvarme (til fjernvarme) fra biobrændstoffabrikker, kraftvarme samt elvarmepumper, hvis behovet er ved lave og moderate temperaturer. Varmekilder til varmepumperne er udeluft, havvand, spildevand og geotermisk varme. Til mellem- og højtemperaturvarme i industrien bruges kraftvarme, el og biomasse. En stor del af personbilerne forsynes med el. Det gælder også jernbaner og en del af varebilerne og busserne. Resten af transporten forsynes med biobrændstoffer og syntetisk naturgas baseret på biogas. Der produceres i et vist omfang brint ud fra vindmøllestrøm som supplement til bioenergianvendelsen. Vindscenariet ligger tæt op ad det scenarie, Klimakommissionen opstillede, Energistyrelsens gamle vindscenarie og Energinet.dk's vindspor."*¹⁷

Beskrivelse af det fossile scenarie

*"I det fossile scenarie ses der bort fra alle målsætninger, og fossile brændsler er tilladt. Da kul er billigste brændsel, selv når CO₂-prisen medregnes, er det fossile scenarie karakteriseret ved en stor kulanvendelse både til el og varme. Olie og naturgas anvendes til transport, decentral kraftvarme m.m. Da elbiler og vindkraft med de anvendte teknologidata er økonomisk fordelagtige teknologier, er disse også lagt ind i det fossile scenarie. Vindkraft dog kun på biomassescenariets niveau."*¹⁸

¹⁷ ENS (2014), s. 19.

¹⁸ ENS (2014), s. 20.

Bilag B: Grænseværdier for SO₂-udledning

Dette bilag beskriver nuværende og kommende regulering af emissionerne af SO₂ fra bl.a. kulfyrede anlæg. Der skelnes mellem store anlæg (> 50 MW indfyret effekt) og mellemstore og mindre anlæg (1-50 MW indfyret effekt).

Anlæg større end 50 MW

De store anlæg er omfattet af EU direktivet om industrielle emissioner (IED-direktivet)¹⁹. IED direktivet er fra november 2010 samlede syv eksisterende direktiver om industriemissioner i et direktiv, herunder bl.a. IPPC-direktivet, forbrændingsdirektivet(2000/76) samt direktivet om store fyringsanlæg (2001/80).

Direktivet er implementeret i dansk lovgivning i bekendtgørelse om begrænsning af visse luftforurenende emissioner fra store fyringsanlæg²⁰.

Med hensyn til emissionsgrænseværdier fastlægger bekendtgørelsen i § 4 ét sæt værdier for anlæg, hvor der er udstedt godkendelse eller indgivet fuldstændig ansøgning inden den 7. januar 2013 og som er sat i drift senest 7. januar 2014 og et andet sæt værdier for anlæg, som var omfattet af § 4, stk. 1, i bekendtgørelse nr. 808 af 25. september 2003 om begrænsning af visse luftforurenende emissioner fra store fyringsanlæg, og som sættes i drift efter den 31. december 2015.

For førstnævnte eksisterende anlæg gælder følgende grænseværdier for udledning af SO₂, som skal overholdes fra 1. januar 2016:

Eksisterende anlæg over
50 MW

Samlet nominel indfyret termisk effekt (MW)	Sten- og brunkul og andet fast brændsel	Biomasse	Tørsv	Flydende brændsel
50-100	400	200	300	350
100-300	250	200	300	250
> 300	200	200	200	200

Tabel 1. Grænseværdier (mg/normal m³) for emission af SO₂ fra fyringsanlæg, der fyres med fast eller flydende brændsel, undtagen gasturbiner og gasmotorer. Eksisterende anlæg.

For nye anlæg, der idriftsættes efter 31. december 2015 gælder følgende grænseværdier for SO₂ udledning fra 1. januar 2016:

¹⁹ Directive 2010/75/EU on industrial emissions (integrated pollution prevention and control).

²⁰ Miljøministeriets bekendtgørelse nr 162 af 16/02/2015.

Nye anlæg over 50 MW

Indfyret termisk effekt (MW)	Sten- og brunkul og andet fast brændsel	Biomasse	Tørv	Flydende brændsel
50-100	400	200	300	350
100-300	200	200	300 250 ved fluid bed-forbrænding	200
> 300	150 200 ved cirkulerende eller tryksat fluid bed-forbrænding	150	150 200 ved fluid bed-forbrænding	150

Tabel 2: Grænseværdier (mg/normal m³) for emission af SO₂ fra fyringsanlæg, der fyres med fast eller flydende brændsel, undtagen gasturbiner og gasmotorer. Nye anlæg.

Det bemærkes, at bekendtgørelsen rummer en række muligheder for dispensation fra disse grænseværdier i særlige tilfælde.

Ovenstående emissionsfaktorer er opgivet i mg/normal m³. Ved indfyring af en GJ kul udledes ca. 363 Nm³ røggas (kilde: Miljøregnskab for AVV1 for 2013). Nedenfor er emissionsfaktorerne omregnet til g/GJ.

Indfyret termisk effekt Kulfyret anlæg	Grænseværdig omregnet til g/GJ
50-100	145
100-300	72
>300	54

Tabel 2: Grænseværdier for SO₂ omregnet til g/GJ.

Anlæg mindre end 50 MW

Kraftproducerende anlæg, varmeproducerende anlæg, gasturbineanlæg og motoranlæg med en samlet nominel indfyret termisk effekt på mellem 5 og 50 MW er optaget på bilag 2, liste over godkendelsespligtig virksomhed efter miljøbeskyttelsesloven, i den såkaldte godkendelsesbekendtgørelse.²¹

Anlæg af denne type miljøgodkendes som hovedregel efter standardvilkår fastlagt i bekendtgørelse om standardvilkår i godkendelse af listevirksomhed²². For kedelanlæg på 5-50 MW baseret på kul rummer standardvilkårene grænseværdier for udledninger af støv, CO, NO_x, Hg, Cd,

²¹ Miljø- og Fødevareministeriets bekendtgørelse nr. 1447 af 02/12/2015

²² Miljø- og Fødevareministeriets bekendtgørelse nr. 1418 af 02/12/2015

HCl og tungmetaller. Standardvilkårene rummer således ikke p.t. grænseværdier for SO₂.

Disse anlæg vil imidlertid fremover blive omfattet af det nye EU-direktiv om mellemstore fyringsanlæg, det såkaldte MCP-direktiv (Medium Combustion Plant Directive)²³. Direktivet er offentliggjort i EU-tidende den 18. december 2015 og trådte i kraft 20 dage efter. Direktivet skal være implementeret af medlemslandene senest 19. december 2017.

Direktivet gælder for mellemstore fyringsanlæg med en nominel indfyret termisk effekt på mindst 1 MW og mindre end 50 MW, uanset hvilken brændselstype der anvendes. Direktivet skelner mellem eksisterende og nye anlæg:

- Eksisterende fyringsanlæg er fyringsanlæg, der er sat i drift før den 20. december 2018, eller som har fået meddelt godkendelse inden den 19. december 2017 i henhold til national lovgivning, forudsat at anlægget sættes i drift senest den 20. december 2018.
- Nye fyringsanlæg er andre fyringsanlæg end eksisterende fyringsanlæg.

For eksisterende anlæg på 1-5 MW gælder, at de skal overholde direktivets emissionsgrænseværdier for SO₂, NO_x og støv fra den 1. januar 2030, mens eksisterende anlæg på 5-50 MW skal overholde grænseværdierne fra 1. januar 2025. Se tabel 3 og 4:

Eksisterende anlæg 1-5 MW

Pollutant	Solid biomass	Other solid fuels	Gas oil	Liquid fuels other than gas oil	Natural gas	Gaseous fuels other than natural gas
SO ₂	200 ⁽¹⁾ ⁽²⁾	1 100	—	350	—	200 ⁽³⁾
NO _x	650	650	200	650	250	250
Dust	50	50	—	50	—	—

⁽¹⁾ The value does not apply in the case of plants firing exclusively woody solid biomass.

⁽²⁾ 300 mg/Nm³ in the case of plants firing straw.

⁽³⁾ 400 mg/Nm³ in the case of low calorific gases from coke ovens in the iron and steel industry.

Tabel 3. Emission limit values (mg/Nm³) for existing medium combustion plants with a rated thermal input equal to or greater than 1 MW and less than or equal to 5 MW, other than engines and gas turbines.

²³ Directive (EU) 2015/2193 of the European Parliament and the Council of 25 November 2015 on the limitation of emissions of certain pollutants into the air from medium combustion plants.

Eksisterende anlæg 5-50 MW

Pollutant	Solid biomass	Other solid fuels	Gas oil	Liquid fuels other than gas oil	Natural gas	Gaseous fuels other than natural gas
SO ₂	200 ⁽¹⁾ ⁽²⁾	400 ⁽³⁾	—	350 ⁽⁴⁾	—	35 ⁽⁵⁾ ⁽⁶⁾
NO _x	650	650	200	650	200	250
Dust	30 ⁽⁷⁾	30 ⁽⁷⁾	—	30	—	—

⁽¹⁾ The value does not apply in the case of plants firing exclusively woody solid biomass.
⁽²⁾ 300 mg/Nm³ in the case of plants firing straw.
⁽³⁾ 1 100 mg/Nm³ in the case of plants with a rated thermal input greater than 5 MW and less than or equal to 20 MW.
⁽⁴⁾ Until 1 January 2030, 850 mg/Nm³ in the case of plants with a rated thermal input greater than 5 MW and less than or equal to 20 MW firing heavy fuel oil.
⁽⁵⁾ 400 mg/Nm³ in the case of low calorific gases from coke ovens, and 200 mg/Nm³ in the case of low calorific gases from blast furnaces, in the iron and steel industry.
⁽⁶⁾ 170 mg/Nm³ in the case of biogas.
⁽⁷⁾ 50 mg/Nm³ in the case of plants with a rated thermal input greater than 5 MW and less than or equal to 20 MW.

Tabel 4. Emission limit values (mg/Nm³) for existing medium combustion plants with a rated thermal input greater than 5 MW, other than engines and gas turbines

For nye fyringsanlæg mellem 1 og 50 MW indeholder direktivet følgende grænseværdier, som skal overholdes fra 20. december 2018:

Nye anlæg 1-50 MW

Pollutant	Solid biomass	Other solid fuels	Gas oil	Liquid fuels other than gas oil	Natural gas	Gaseous fuels other than natural gas
SO ₂	200 ⁽¹⁾	400	—	350 ⁽²⁾	—	35 ⁽³⁾ ⁽⁴⁾
NO _x	300 ⁽⁵⁾	300 ⁽⁵⁾	200	300 ⁽⁶⁾	100	200
Dust	20 ⁽⁷⁾	20 ⁽⁷⁾	—	20 ⁽⁸⁾	—	—

⁽¹⁾ The value does not apply in the case of plants firing exclusively woody solid biomass.
⁽²⁾ Until 1 January 2025, 1 700 mg/Nm³ in the case of plants which are part of SIS or MIS.
⁽³⁾ 400 mg/Nm³ in the case of low calorific gases from coke ovens, and 200 mg/Nm³ in the case of low calorific gases from blast furnaces, in the iron and steel industry.
⁽⁴⁾ 100 mg/Nm³ in the case of biogas.
⁽⁵⁾ 500 mg/Nm³ in the case of plants with a total rated thermal input equal to or greater than 1 MW and less than or equal to 5 MW.
⁽⁶⁾ Until 1 January 2025, 450 mg/Nm³ when firing heavy fuel oil containing between 0,2 % and 0,3 % N and 360 mg/Nm³ when firing heavy fuel oil containing less than 0,2 % N in the case of plants which are part of SIS or MIS.
⁽⁷⁾ 50 mg/Nm³ in the case of plants with a total rated thermal input equal to or greater than 1 MW and less than or equal to 5 MW; 30 mg/Nm³ in the case of plants with a total rated thermal input greater than 5 MW and less than or equal to 20 MW.
⁽⁸⁾ 50 mg/Nm³ in the case of plants with a total rated thermal input equal to or greater than 1 MW and less than or equal to 5 MW.

Tabel 5. Emission limit values (mg/Nm³) for new medium combustion plants other than engines and gas turbines.

Omregnes emissionsfaktoren for SO₂ for nye kulfyrede anlæg på 1-50 MW til g/GJ fås en grænseværdi på 145 g/GJ. Altså samme grænseværdi som for anlæg på 50-100 MW.