



Ea Energianalyse

# **CO<sub>2</sub>-udledning fra fremtidens personbiler i Norden**

**Med delanalyse af betydningen for  
elsystemet af 500.000 elbiler i Norden**

Januar 2011

Udarbejdet for:  
Energi- og olieforum og Norsk Petroleumsinstitutt

Udarbejdet af:  
Ea Energianalyse  
Frederiksholms Kanal 4, 3. th.  
1220 København K  
T: 88 70 70 83  
F: 33 32 16 61  
E-mail: [info@eaea.dk](mailto:info@eaea.dk)  
Web: [www.eaea.dk](http://www.eaea.dk)

## **Indhold**

<b>1. Resumé og hovedkonklusioner .....</b>	<b>4</b>
<b>2. Personbilers CO<sub>2</sub>-emission .....</b>	<b>7</b>
<b>Bilag 1: Metode .....</b>	<b>17</b>
<b>Bilag 2: Rammer for reduktion af CO<sub>2</sub>-emissioner .....</b>	<b>21</b>
<b>Bilag 3: Omkostninger ved CO<sub>2</sub>-reduktion.....</b>	<b>25</b>
<b>Bilag 4: Elsystemet og elmarkedet .....</b>	<b>31</b>
<b>Bilag 5: Beregninger af CO<sub>2</sub> i elsystemet med Balmorel.....</b>	<b>37</b>
<b>Bilag 6: Beregningsresultater .....</b>	<b>41</b>
<b>Bilag 7: Modelforudsætninger.....</b>	<b>45</b>

# 1. Resumé og hovedkonklusioner

Ea Energianalyse udarbejdede i 2009 rapporten Personbilers CO<sub>2</sub>-emission for Energi- og olieforum og Norsk Petroleumsinstitutt. I denne rapport sammenlignes CO<sub>2</sub>-emissionen ved at fremdrive en mindre mellemklassebil med forskellig motorteknologi og fremdriftssystem.

Rapportens hovedkonklusioner var, at hybridbiler og elbiler på nuværende tidspunkt har nogenlunde samme niveau for emission af CO<sub>2</sub> pr. kørt kilometer i 2010, medens dieselbilen udleder 8 % mere og benzinbilen ca. 35 % mere. Endvidere blev det vurderet, at CO<sub>2</sub>-emissionen fra især benzinbilen og elbilen frem mod 2025 forventes at blive reduceret væsentligt. Disse forventninger baserer sig på en række antagelser om blandt andet udvikling af motorteknologi, batteriteknologi og elsystemets udvikling, som er temmelig usikre.

Rapporten fra 2009 gav anledning til en del debat, især omkring de CO<sub>2</sub>-emissioner der hidrører fra produktion af elektricitet samt om økonomi. Der viste sig et behov for uddybning af begrebet marginal energiproduktion, som spiller en central rolle for rapportens hovedkonklusioner.

Med udgangspunkt i denne debat har Energi- og olieforum samt Norsk Petroleumsinstitutt anmodet Ea Energianalyse om at udarbejde en opdatering af rapporten med særlig fokus på vurdering af CO<sub>2</sub>-udledning i elsektoren i Norden. Endvidere vurderes økonomi ved forskellige veje til reduktion af CO<sub>2</sub> fra nye personbiler.

Hovedresultaterne fra dette arbejde er opsummeret nedenstående:

Der er nu foretaget detaljerede beregninger af elsystemet i Norden og Tyskland i 2020, hvor også landenes kendte, konkrete planer for CO<sub>2</sub>-reduktion og øget anvendelse af VE indgår. I beregningerne er der analyseret tre scenarier for, hvordan et øget elforbrug trækker investeringer i elsektoren frem til 2020. Det vises, at kun såfremt landene gennem tilskudsordninger og andre virkemidler direkte sammenkæder et øget elforbrug til elbiler med et øget krav til investeringer i VE, vil CO<sub>2</sub>-emissionen fra elbiler falde markant. En sådan direkte sammenkædning vurderer vi ikke bliver tilfældet med gældende rammeværk og målsætninger i EU landene og i Norge.

Hermed bekræftes i store træk konklusionerne fra rapporten som blev fremlagt i 2009. Gennemsnittet af de mere detaljerede beregninger viser en CO<sub>2</sub>-emission fra elbiler i 2020 på knap 650 g CO<sub>2</sub>/kWh (eksklusiv opstrøms-emissioner), hvilket er godt 10% lavere end tidligere vurderet.

Frem mod 2020 er øget effektivitet af konventionelle biler (diesel) sandsynligvis en billigere måde at opnå CO<sub>2</sub>-reduktioner i transportsektoren på end gen-

nem en udbygning med et større antal elbiler. Såfremt olieprisen stiger til et niveau omkring 150 dollar per tønde eller derover *samtidig med* at prisen på batterier til elbilerne falder betydeligt i perioden bliver dette resultat dog udfordret. Der er her antaget samme omkostninger til udvikling og produktionen af dieselbiler og elbiler. For elbilerne kommer yderligere omkostninger til batterier og ladeinfrastruktur. Der ikke taget stilling til bilfabrikanternes prisstrategier for de forskellige biltyper.

Rapporten godtgør, at det med stor sandsynlighed vil være dyrere at reducere CO<sub>2</sub>-emissionen fra transportsektoren sammenlignet med eksempelvis omkostningerne i el- og varmesektorene som er underlagt EU's kvotesystem. Det kan derfor overvejes, om en større del af EU's reduktionsmål de kommende 10-20 år bør overflyttes til kvotesektoren, hvis målet er omkostningseffektive CO<sub>2</sub>-reduktioner.

Ambitiøse CO<sub>2</sub>-reduktionsmål for personbiler på lang sigt synes kun at kunne nås enten ved anvendelse af forskellige typer eldrevne køretøjer eller gennem betydelig stigning i anvendelsen af biobrændstoffer. I denne sammenhæng er det nødvendigt at påpege, at der fra mange sider er stillet alvorlige spørgsmålstejn ved omfattende anvendelse af biobrændstoffer til landtransport globalt set, på grund af den forventede konkurrence om biomassen fra fødevarer og en række andre anvendelser.

### **Konklusioner**

Med langsigtede ambitiøse mål om at nedbringe de samlede danske og europæiske CO<sub>2</sub>-udledninger er det nødvendigt, at transportsektoren bidrager i betydeligt omfang. Det er sandsynligt, at transportsektoren i Europa skal nærme sig CO<sub>2</sub>-neutralitet indenfor en tidsramme på måske 50 år. Selvom der i sagens natur er stor usikkerhed om fremtiden, vurderes det i dag, at elektrificering via batteridrevne elbiler og forskellige former for hybridteknologi vil være en økonomisk attraktiv teknologi i forhold til at reducere CO<sub>2</sub>-udledningen på lang sigt.

Denne rapport viser imidlertid, at CO<sub>2</sub>-målene på 10-15 års sigt med stor sandsynlighed nås mere omkostningseffektivt på andre måder. For det første kan der opnås en større klimagevinst for pengene ved at målrette indsatsen i de sektorer, hvor omkostningerne ved CO<sub>2</sub>-reduktion er lavest, hvilket vurderes at være indenfor de sektorer, som i dag er kvotebelagte. Ses isoleret på transportsektoren, synes især yderligere effektivisering af de kendte motorteknologier at kunne give resultater på 10 – 15 års sigt. Her vurderes det, at ønsket om omkostningseffektiv CO<sub>2</sub>-reduktion er et tvivlsomt argument for at indføre eldrevne køretøjer.

I en samlet prioritering af klimatiltag i Danmark kan indsatsen omkring elbiler og den dertil hørende infrastruktur, med fordel rettes mod de langsigtede kli-

mål. Dette taler for at prioritere udviklings- og demonstrationsindsatsen for elbiler og infrastruktur samt erfaringsopsamling fremfor hurtig udbredelse.

De nævnte problemstillinger peger på behovet for en samlet roadmap for klimaindsatsen i transportsektoren i Danmark. En sådan roadmap tager naturligt udgangspunkt i EU tiltag og andet internationalt samarbejde. Roadmappen bør blandt andet afklare hvilken rolle elbiler bør spille på kort, mellemlang og lang sigt, samspillet mellem bilerne og el-infrastrukturen, hvilken rolle forskellige aktører kan spille i udviklingsprocessen, samt hvilke elementer der har særligt erhvervmæssigt potentiale.

I den samlede prioritering af klimatiltag kan det også overvejes om der skal arbejdes for at lægge et samlet CO<sub>2</sub>-loft for alle brancher i samfundet, både de brancher der i dag er kvoteomfattede og de der ikke er kvoteomfattede. Et samlet loft med fælles CO<sub>2</sub>-pris vil bidrage til at allokere samfundets resurser mest effektivt, også over tid.

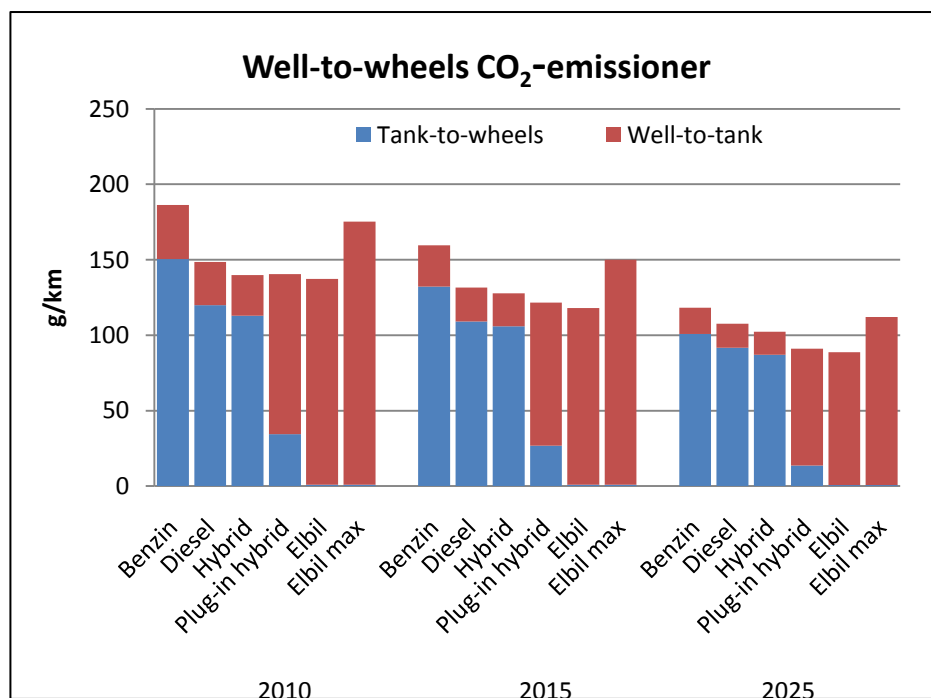
Særlige tiltag i visse sektorer er dog stadig nødvendige for at forberede for fremtidens klimakrav. I transportsektoren kan disse særlige tiltag med fordel målrettes mod såvel effektivisering af eksisterende biltyper, udvikling og billiggørelse af elbiler og hybridbiler samt fortsat vurdering af det langsigtede perspektiv for biobrændsler. En væsentlig del af denne indsats vil naturligt foregå i internationalt samarbejde.

## 2. Personbilers CO<sub>2</sub>-emission

Ea Energianalyse udarbejdede i 2009 rapporten "Personbilers CO<sub>2</sub>-emission" for Energi- og olieforum. I denne rapport sammenlignes CO<sub>2</sub>-emissionen ved at fremdrive en mindre mellemklassebil med forskellig motorteknologi og fremdriftssystem. Analysen inddrog følgende fremdriftskonfigurationer: Benzinmotor, dieselmotor, hybrid, plug-in hybrid og en ren elbil. Analysen så dels på udgangssituationen (2010) og dels på den forventede udvikling frem til 2025.

Endvidere omfattede analysen emissioner i hele forsyningskæden fra oliebrønd eller kulmine, over raffinaderi eller kraftværk til emissioner fra energiforbruget i selve bilens drivsystem.

Rapportens hovedkonklusion illustreres i nedenstående figur:



Figur 1: Udvikling i standardbilens CO<sub>2</sub>-emission i 2010, 2015 og 2025 i seks forskellige konfigurationer. Kilde: Personbilers CO<sub>2</sub>-emission, Ea Energianalyse, 2009.

Hybridbiler og elbiler har nogenlunde samme niveau for emission af CO<sub>2</sub> pr. kørt kilometer i 2010, medens dieselbilen udleder 8 % mere og benzinbilen ca. 35 % mere. Frem mod 2025 forventes CO<sub>2</sub>-emissionen fra især benzinbilen og elbilen at blive reduceret væsentligt. Disse forventninger baserer sig på en række antagelser om blandt andet udvikling af motorteknologi, batteriteknologi og elsystemets udvikling, som er temmelig usikre.

Der er i dag ikke elbiler på markedet, som har samme aktionsradius som benzin- og dieselbiler. Da fokus i studiet var på forskelle med hensyn til CO<sub>2</sub>-

emission, blev der defineret en "standardbil" for at gøre en direkte sammenligning mellem forskellige teknologier mulig. Denne bil blev herefter udstyret med de forskellige fremdriftskonfigurationer. Da elbilen ikke kan måle sig med de øvrige biler i forhold til aktionsradius og tophastighed blev konfigurationen "elbil max" defineret med betydeligt højere batterikapacitet. Denne tungere elbil bliver mere energikrævende og udleder derved mere CO<sub>2</sub> end dieselbilen og kun lidt mindre end benzinbilen. En elbil max-konfiguration vil sandsynligvis ikke blive markedsført i praksis.

Rapporten fra 2009 gav anledning til en del debat, især omkring de CO<sub>2</sub>-emissioner der hidrører fra produktion af elektricitet. Debatten knyttede sig især til følgende udsagn:

- Elbiler forventes ofte at oplade om natten, hvor en væsentlig del af elproduktionen i Norden er vandkraft, vindkraft og kernekraft. Derfor er det især elektricitet fra disse vedvarende energikilder, der tilføres elbilen
- Der forventes betydelige investeringer i vindkraft og anden vedvarende energi i elsektoren. På længere sigt vil et øget elforbrug til elbiler derfor især være baseret på vedvarende energi
- Størstedelen af elsektoren er underlagt EU's kvotehandelssystem, hvor der er fastlagt et samlet CO<sub>2</sub>-loft. Øget elforbrug til elbiler giver derfor ikke anledning til øget udledning af CO<sub>2</sub>, men blot til højere kvotepriser.
- Diskussionen handler ikke om fremdriftsteknologier, men om hvordan samfundet får mest CO<sub>2</sub>-reduktion for pengene i transportsektoren.

Med udgangspunkt i debatten, har Energi- og olieforum samt Norsk Petroleumsinstitutt anmodet Ea Energianalyse om at opdatere rapporten med særlig fokus på vurdering af CO<sub>2</sub>-udledning i elsektoren i Norden. Endvidere vurderes økonomi ved CO<sub>2</sub>-reduktion fra elbiler og dieselmotorer.

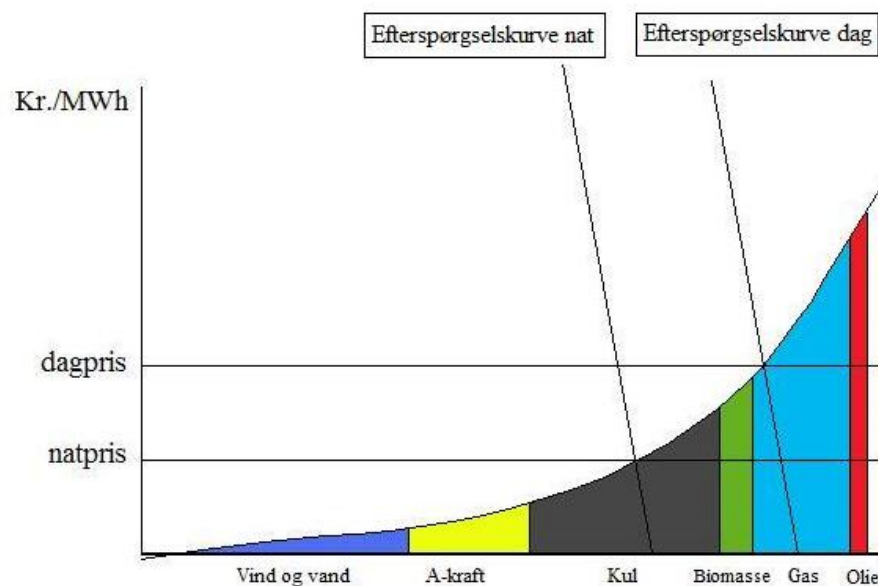
### **CO<sub>2</sub>-emission fra elbiler**

Det nordiske elmarked

I Norden er elmarkedet stærkt integreret og er desuden koblet sammen med elmarkedet i Tyskland. Handel på engrosmarkedet foregår hovedsagligt på den nordiske elbørs, Nord Pool. Markedet fungerer efter et auktionsprincip med dannelse af et priskryds i hver eneste af årets timer. Priskrydset bestemmer elprisen i hele markedet, medmindre der er flaskehalse i transmissionsnettet.

Markedsprisen fastsættes dermed af det såkaldte marginale kraftværk, dvs. det værk der i den pågældende time blev accepteret til produktion med den højeste budpris. Med den nordiske markedsmodel vil producenterne byde ind til deres marginale omkostninger (Se figur 2).





Figur 2: Principskitse af prisdannelsen i elmarkedet baseret på udbud og efterspørgsel. Udbuds-kurven sammensættes af marginalomkostninger for forskellige elproducerende enheder i det nordiske elmarked. Konkurrenceforholdet mellem kul, biomasse, gas og olie vil naturligvis afhænge af de aktuelle brændsels og CO<sub>2</sub>-kvotepriser. Desuden har også det enkelte kraftværks virkningsgrad, drift og vedligeholdelsesomkostning og varmeafsetningsmuligheder betydning..

Det er ofte kulfyrede kraftværker i Finland, Danmark og Tyskland, der er de marginale kraftværker i nattetimerne, medens det typisk er gasfyrede kraftværker, der sætter prisen ved spidslast om dagen, hvor forbruget og prisen er højest. Kun helt undtagelsesvist vil produktion af vandkraft eller vindkraft i et delområde være så stor, at udbuddet af billig strøm overstiger efterspørgslen, og samtidig ikke kan eksporteres. En stor del af især den norske vandkraft har tilknyttet vandmagasiner. Derfor kan kraftværksejerne tilrettelægge produktionen sådan, at der produceres mest, når elprisen er højest, medens vandet ikke ledes til kraftværket, når elprisen er lav.

Elektricitet til elbiler  
i 2010

Da det, som beskrevet i forrige afsnit, ofte er de kulfyrede eller gasfyrede kraftværker, der sætter prisen, er det disse værker, der øger produktionen hvis elforbruget stiger.

Til dette projekt er der indført en generaliseret efterspørgselskurve for elektricitet til elbiler, hvor det antages, at størstedelen af bilerne lader op i nattetimerne. Ved anvendelse af elmarkedsmodellen Balmorel, som omfatter de nordiske lande og Tyskland, ses det, at det i ca. 80% af tiden er kulkraftværker, og i ca. 20% af tiden er naturgasværker, der skruer op for elproduktionen, når elbilerne lader op. Dette er tilfældet uanset om elbilerne lader i Danmark, Sverige, Norge eller Finland. Modellen viser endvidere, at i 2010 stiger CO<sub>2</sub>-emissionen med ca. 840 g for hver kWh, som elbilerne forbruger, det samme tal som indgik i 2009 rapportens simplificerede forudsætninger. Til brug for Wells-to-

Wheels betragtningen skal der til de 840 g lægges ca. 15%, som udledes ved råstofudvindingen og bearbejdning samt ved transport og lagring. Den detaljerede elmarkedsanalyse for 2010 bekræfter hermed de forudsætninger, der var grundlaget for vurderingen i 2009.

#### Udviklingen frem til 2020

Der forventes på længere sigt at ske en markant omlægning af elsystemerne i Europa, således at elektricitet på lang sigt produceres stort set uden udledning af klimagasser (CO<sub>2</sub>). Allerede over de kommende 10 år frem til 2020 forventes omstillingen at være betydelig, hovedsagelig drevet af nationale støtteordninger for at nå EU's mål om 20% vedvarende energi samt af forventede stigende priser på CO<sub>2</sub>-kvoter.

Såfremt det forholder sig sådan, at et øget elforbrug til elbiler direkte medfører øgede investeringer i vedvarende energi, så vil en scenarieanalyse vise, at CO<sub>2</sub>-indholdet i den elektricitet, der forbruges af elbilerne, bliver mærkbart lavere end i dag. Der er dog flere årsager til, at dette må betragtes som mindre sandsynligt.

Når der investeres i vindkraft og anden vedvarende energi, udgør forventninger til elprisen kun en mindre del af beslutningsgrundlaget. Eksempelvis er der i Sverige og Norge politisk fastlagte målsætninger i Elcertifikatsystemet. I Danmark styres kraftvarmeværkernes omlægning fra kul til biomasse især af økonomien i varmesalget, medens offshore-vind besluttet gennem politisk aftalte udbudsrunder. For vindmøller på land er det især den kommunale planlægningsproces, der bestemmer mængden af investeringer.

Hertil kommer, at elforbruget direkte er faldet i mange europæiske lande som følge af den økonomiske krise, og kraftværker i nogle lande er taget midlertidigt ud af produktion. Når elforbruget forventeligt igen stiger, kan flere af disse kulfyrede kraftværker forventes at komme tilbage på markedet, parallelt med at der foretages investeringer i vedvarende energianlæg.

#### Analyser af elsystemet frem til 2020

Sammenhængen mellem investeringer i det nordeuropæiske elsystem frem mod 2020 relateret til væksten i antallet af elbiler er analyseret ved brug af elmarkedsmodellen Balmorel. Modellen kan foretage økonomisk optimale investeringer i elproduktionsanlæg under forskellige rammebetingelser.

Der er til analysen opstillet en reference uden elbiler og tre scenarier med elbiler. I referencen har modellen mulighed for at investere i nye elproduktionsanlæg frem til 2020 i alle lande for at tilfredsstille en stigende efterspørgsel efter elektricitet og for at nå de nationale VE mål. VE målene er beregningsmæssigt håndteret som et krav om en bestemt mængde VE-produktion (TWh)<sup>1</sup> i hvert enkelt land i 2020.

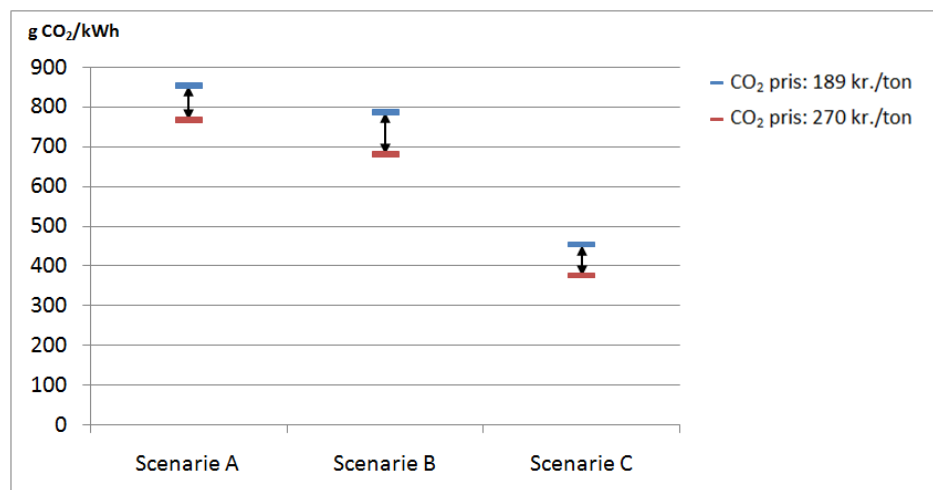
---

<sup>1</sup> TWh = 1.000.000.000 kWh

Der er desuden antaget, en betydelig udbygning med vindkraftproduktionskapacitet i Danmark, særligt til havs, ligesom, der er forudsat en udbygning med vandkraft i Norge og Sverige.

- **Scenarie A.** Der kører 500.000 elbiler i Norden i 2020 med et samlet årligt elforbrug på ca. 1 TWh. Elsektoren ændres som i referencen, men der tillades ikke investeringer udover referencen. Det øgede elforbrug dækkes derfor med de værker, der indgår i referencescenariet.
- **Scenarie B.** Der kører 500.000 elbiler i Norden. Nu får modellen lov at investere i yderligere elproduktionskapacitet til at dække den øgede efterspørgsel fra el-bilerne, men det politisk besluttede VE mål ændres ikke. VE målsætningen målt i TWh elproduktion er således den samme som i referencen.
- **Scenarie C.** Der kører 500.000 elbiler i Norden. Nu omformuleres det politisk besluttede VE mål fra referencens TWh mål til at være en procentdel af elforbruget. Når elforbruget stiger som følge af elbilerne, så øges VE-målsætningen målt i TWh. Herved øges investeringer i VE direkte som konsekvens af elbilerne.

I alle tre scenarier vil CO<sub>2</sub>-emissionen fra elsystemets kraftværker være højere end i referencen på grund af bilernes elforbrug. Denne méremission kan omregnes til g CO<sub>2</sub>/kWh, hvilket er vist i figur 3 og tabel 1.



Figur 3: CO<sub>2</sub>-emission fra elbiler i Norden i 2020 i tre scenarier for sammenhæng mellem elforbrug og investeringer i elproduktion (eksklusiv opstrømsemissioner).

	Scenarie A	Scenarie B	Scenarie C
CO <sub>2</sub> -pris: 189 kr./ton	853	787	454
CO <sub>2</sub> -pris: 270 kr./ton	767	682	376

Tabel 1: CO<sub>2</sub>-emission fra elbiler i Norden i 2020 i tre scenarier for sammenhæng mellem elforbrug og investeringer i elproduktion (eksklusiv opstrømsemissioner).

Beregningen er vist for to niveauer af CO<sub>2</sub>-priser, hhv. 189 kr./ton og 270 kr./ton. 189 kr./ton per ton er den forudsætning, som anvendes i Energistyrelsens fremskrivninger for 2020. 270 kr./ton var den kvotepris, der blev anvendt for 2020 i Klimakommissionens beregninger med ambitiøse internationale klimaforudsætninger. Analyser fra bl.a. IEA peger på, at en kvotepris på sidstnævnte niveau vil være nødvendig, hvis EU landene skal reducere deres CO<sub>2</sub>-emissioner med 30 % i 2020 (i stedet for 20 %).

I scenarie A, hvor der ikke forudsættes yderligere investeringer i ny produktionskapacitet, er CO<sub>2</sub>-udledningen fra elbilerne på linje med udledningen i 2010, cirka 770-850 g/kWh afhængigt af kvoteprisen. Selvom andelen af vedvarende energi i elsystemet øges betydeligt, påvirkes den marginale CO<sub>2</sub>-emission ikke væsentligt, fordi det fortsat er kulkraftværker – og mindre grad gaskraftværker - der skruer op for at dække det øgede elforbrug.

I scenarie B, hvor der gives mulighed for yderligere investeringer i ny produktionskapacitet som følge af de 500.000 elbiler, falder CO<sub>2</sub>-emissionen med ca. 50 g/kWh og lægger sig på cirka. 680-790 g/kWh afhængigt af kvoteprisen. Det skyldes, at merinvesteringerne indeholder vedvarende energi og naturgas. Det nye elforbrug dækkes dog stadig for langt størstedelens vedkommende af eksisterende produktionskapacitet.

I scenarie C, hvor det antages at de politisk fastsatte målsætninger for VE i elsystemet øges som en direkte følge af elbilernes øgede elforbrug, opnås en mærkbar reduktion af elbilernes CO<sub>2</sub>-emission. Den marginale CO<sub>2</sub>-emission i scenariet er således cirka. 380-450 g/kWh. Modellen vælger især at tilfredsstille den øgede VE målsætning med yderligere vindkraft- og med biomassekapacitet.

Som det fremgår af figur 3 og tabel 1, er beregningsresultaterne i nogen grad følsomme overfor prisen på bl.a. CO<sub>2</sub>-kvoter. Ved højere kvotepriser vælger modellen i højere grad vælger at investere i gas og VE teknologier frem for kulkraft.

Prissætningen af biomasse som brændsel er vanskelig, fordi der er tale om mange forskellige fraktioner med forskellige kvaliteter og priser. Nogle biomassefraktioner er så billige at udnytte, at de kan være konkurrencedygtige med kulbaseret elproduktion uden særlige tilskud og uden samtidig varmeproduktion. Under særlige lokale omstændigheder vil biomassekraftværker derfor i praksis kunne udgøre en del af marginalproduktionen i scenarie A, hvilket dog ikke er tilfældet i modelberegningerne.

Elbilers CO<sub>2</sub>-emission  
i 2020

Samlet set vurderes den marginale CO<sub>2</sub>-emission fra elforbrug til elbiler ikke at blive reduceret markant sammenlignet med i dag, på trods af at der kommer væsentlig mere vedvarende energi i elsystemet.

Hvis der fra politisk hold sker en tydelig beslutningsmæssig kobling mellem øget elforbrug til bl.a. elbiler og udbygning med vedvarende energi (Scenarie C), eller hvis CO<sub>2</sub>-prisen stiger væsentligt over det forventede niveau kan dette dog ændres. Det vurderes imidlertid tvivlsomt, om der frem til 2020 vil opstå en sådan tydelig sammenhæng mellem elforbrug og VE udbygning og om den sammenhæng i så fald vil være gældende i alle de analyserede lande.

Vi har valgt at anvende et gennemsnit af de seks estimater for CO<sub>2</sub>-udledningen i 2020, som bedste bud på de nordiske elbilers CO<sub>2</sub>-emission i 2020, svarende til ca. 650 g/kWh, ekskl. opstrømmissioner. Sammenholdt med den marginale emission af øget elforbrug i 2010 er der tale om en reduktion på godt 20 %.

I rapporten fra 2009, blev der anvendt marginale CO<sub>2</sub>-emissioner på 784 g/kWh i 2015 og 691 g/kWh i 2025. Med anvendelse af lineær interpolation svarer dette til 737 g/kWh i 2020. Gennemsnittet af de nye og mere nøjagtige beregninger af elsystemets udvikling frem mod 2020 giver hermed en marginal CO<sub>2</sub>-emission der er 12% lavere i 2020 end antaget i 2009 rapporten.

Elbilers CO<sub>2</sub>-emission bliver nul på lang sigt

På basis af scenarier fra FN's klimapanel drøftes et langsigtet CO<sub>2</sub>-mål på 85% reduktion i EU for 2050. I flere lande drøftes ligeledes muligheden for at blive helt CO<sub>2</sub>-neutrale i 2050. Når og såfremt disse drøftelser udmøntes i egentlige målsætninger og virkemidler, er det naturligt at CO<sub>2</sub>-emissionen fra elsektoren og dermed fra elbiler i praksis ophører. Indtil sådanne konkrete målsætninger foreligger på nationalt og på EU niveau, kan det optimistisk antages at det nordeuropæiske elsystems marginale emissioner vil bevæge sig fra ca. 650 g/kWh i 2020 og ned til 0 g/kWh i 2050, med et lineært reduktionsforløb.

### **Betydningen af kvotereguleringen**

Størstedelen af elsektoren i EU landene er underlagt kvotesystemet, hvor der er fastlagt et samlet CO<sub>2</sub>-loft. Man kan derfor argumentere for, at et øget elforbrug til elbiler i princippet ikke giver anledning til øget udledning af CO<sub>2</sub>, men blot til højere kvotepriser. Med dette argument er CO<sub>2</sub>-emissionen fra elbiler altså nul.

Præcis samme argumentation kan imidlertid bruges om emissionerne udenfor kvotesystemet, idet EU landene også har forpligtet sig til overholde bestemte reduktionsmål her, for eksempel skal Danmark reducere sine emissioner udenfor kvotesektoren med 20% frem til 2020. Inden for kvotesystemet er ansvaret for at overholde reduktionsmålet overført til kommercielle aktører, medens det udenfor kvotesystemet fortsat er landene, der er ansvarlige overfor EU. Fra 2013 vil EU-landene endda kunne handle udledningsrettigheder med hinanden, dog med visse begrænsninger.

Den overordnede forudsætning om et udledningsloft eller kvoteloft gælder altså både indenfor og udenfor kvotesektoren, og der er i begge systemer efter 2013 muligheder for at handle udledningstilladelser/kvoter mellem lande eller mellem virksomheder. Det er dog endnu ikke muligt, at overføre kvoter fra det ene system til det andet, men kvotedirektivet åbner faktisk op for, at hele sektorer kan overføres til kvotesystemet.

Der kan derfor argumenteres for, at hverken omlægning til elbiler, biobrændstoffer eller mere effektive biler giver anledning til faktisk reduktion af CO<sub>2</sub> frem mod 2020, da det samlede reduktionsmål i EU allerede er fastlagt til 20% reduktion (30% såfremt der kan skabes enighed om det).

#### Overflytning til kvotesektoren

De fleste analyser peger på, at det er vanskeligere og samfundsøkonomisk dyrere at reducere CO<sub>2</sub> udenfor kvotesektoren end indenfor. På lang sigt skal der naturligvis gennemføres betydelige reduktioner i de fleste sektorer, men medmindre der kan peges på særlige gevinster ved at gennemføre dyre CO<sub>2</sub>-reduktioner udenfor kvotesektoren frem mod 2020, kan der derfor argumenteres for at overføre en del af landenes reduktionsforpligtelse til kvotesystemet. En sådan overflytning er netop en konsekvens af at overgå til elbiler. Overflytning til kvotesektoren kunne dog håndteres lettere ved administrativt i EU at flytte transportsektorens CO<sub>2</sub>-emission fra benzin og diesel ind under kvotesystemet.

#### Økonomi

Der er foretaget en sammenlignende vurdering af omkostningerne ved at reducere CO<sub>2</sub>-emissioner fra persontransporten ved enten at anvende mere effektive konventionelle biler eller ved at omstille fra konventionelle biler til elbiler. Tidsperspektivet for analysen er 2020.

Omkostningen til at effektivisere dieselbilen er vurderet med baggrund i rapporten "Assessment with respect to long term CO<sub>2</sub>-emission targets for passenger cars and vans", udarbejdet til EU Kommissionen af konsulentfirmaet AEA mfl. (2009)<sup>2</sup>.

Rapporten peger på, at mer-investeringsomkostningen for at forbedre en standard dieselbils brændstofføkonomi i 2020 fra 105 g CO<sub>2</sub>/km (svarer til 25 km/l diesel) til 95 g CO<sub>2</sub>/km (28 km/l) er ca. 6.500 kr., mens omkostningen ved at gå fra 105 g CO<sub>2</sub>/km til ca. 85 g CO<sub>2</sub>/km (svarer til 31 km/l diesel) er omtrent 15.000 kr.

Forbedringen af køretøjets økonomi sker bl.a. ved såkaldt downsizing af motorerne, dvs. anvendelse af små, men meget effektive (turbo)motorer. Det høje reduktionsniveau på 85 g CO<sub>2</sub>/km inkluderer desuden anvendelse af avancerede letvægtsmaterialer i bilens konstruktion. Det skal dog bemærkes, at rap-

---

<sup>2</sup> <http://ec.europa.eu/clima/policies/vehicules/docs/Report%20LT%20targets.pdf>

porten stiller spørgsmålstegn ved, om det er realistisk, at avancerede letvægtsmaterialer kan indgå i masseproduktion af biler allerede i 2020. Den meget effektive diesebil kan derfor ses som udtryk for, hvilken effektiviseringsgevinst, der kan opnås på lidt længere sigt end 2020.

Hybridteknologi, i kombination med letvægtsmaterialer, er også vurderet i rapporten som virkemiddel til opnå brændstoffeffektiviseringer, men her vurderes meromkostningerne for at nå 85 g CO<sub>2</sub>/km at være betydeligt højere, nemlig ca. 24.500 kr. I beregningerne er der derfor taget udgangspunkt i downsizing løsninger.

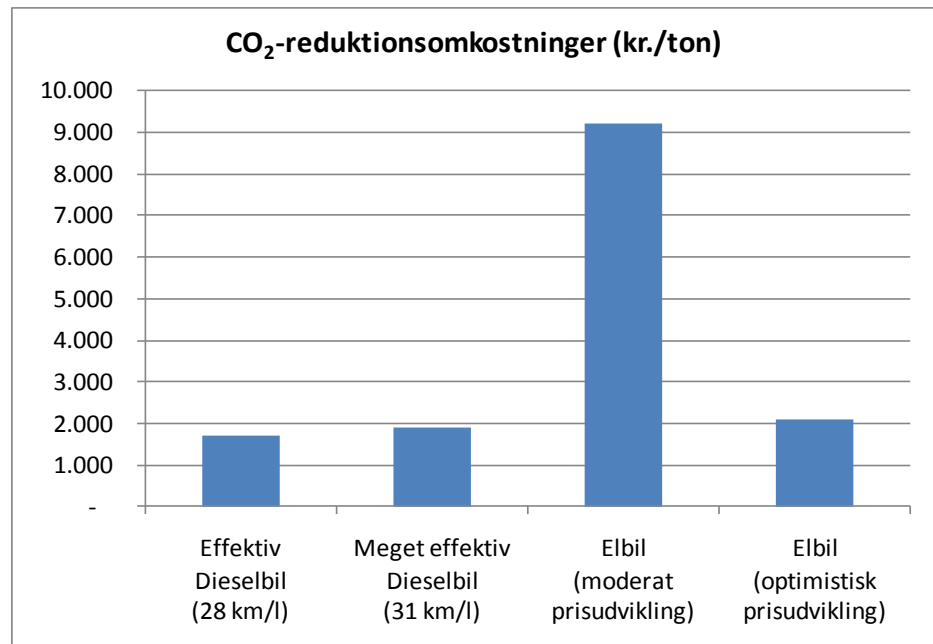
Ifølge IEA's rapport "Energy Technology Perspectives" (IEA, 2008) er omkostningerne til et elbilsbatteri i dag ca. 1000 USD/kWh (5100 kr./kWh)<sup>3</sup>. IEA vurderer, at prisen skal reduceres med 2/3 i forhold til i dag, hvis elbiler skal være konkurrencedygtige med benzin/dieselmotorer. I beregningerne i denne rapport arbejdes med et moderat skøn for prisudviklingen, hvor batteriprisen i 2020 reduceres med 1/3 i forhold til i dag og et optimistisk skøn, hvor batteriprisen reduceres med de 2/3 som IEA peger på.

Omkring investeringer i ladeinfrastruktur arbejdes med et højt skøn på 20.000 kr. per bil, som tager højde for, at der vil være brug for en stor mængde offentlige ladestander, og et lavt skøn hvor det antages at der ikke er større behov for opladning på arbejdsplads eller indkøbssted. Omkostningerne forbundet med etablering af eventuelle batteriskiftestationer er ikke belyst.

På baggrund af energiomkostningerne (inkl. omkostninger til effektivisering, batteri og ladeinfrastruktur) og de forskellige konfigurationers CO<sub>2</sub>-emissioner per køretøjskilometer kan man beregne CO<sub>2</sub>-reduktionsomkostningen ved at udskifte reference diesel/bilen med enten en mere effektiv dieselmotor eller en elbil. Det fremgår af forskellen mellem det moderate og det optimistiske elbilskøn, at CO<sub>2</sub>-reduktionsomkostningen ved at skifte til elbilen er særdeles følsomt over for prisen på batteri og ladeinfrastruktur.

---

<sup>3</sup> Beregnet med dollarkurs fra 2008 på ca. 5,1 DKK/USD.



Figur 4: CO<sub>2</sub>-reduktionsomkostninger (kr./ton) i 2020. CO<sub>2</sub>-reduktionsomkostningen er beregnet i forhold til en dieselbil, der kører 25 km/l. Omkostningerne er beregnet inkl. opstrømsemmissioner CO<sub>2</sub> er eneste eksternalitet indeholdt i analysen, værdien af reduceret lokalforurening ved skift til elbil er således ikke beregnet. Omvendt tager beregningen ikke højde for eventuelt velfærdsøkonomisk tab for forbrugerne af elbilens kortere rækkevidde sammenlignet med dieselbilen.

Beregningen er endvidere følsom overfor prisen på olie (diesel). I grundberegningen er der forudsat en råoliepris på 100 USD/tønne i 2020 svarende til prognosen i IEA's referencefremskrivning præsenteret i World Energy Outlook 2009. Olieprisen forventes på lang sigt at stige væsentligt over 100 USD/tønne, og kravene til CO<sub>2</sub>-reduktion i transportsektoren vil på længere sigt overstige de muligheder, der ligger i effektivisering af de traditionelle bilkonfigurationer.

På nuværende tidspunkt synes det kun at være eldrevne køretøjer og øget anvendelse af biobrændstoffer, der kan leve op til de langsigtede reduktionskrav, der må forventes også at omfatte personbiler. I denne sammenhæng er det nødvendigt at påpege, at der fra mange sider er stillet alvorlig spørgsmålstejn ved omfattende anvendelse af biobrændstoffer til landtransport globalt set, på grund af den forventede konkurrence om biomassen fra fødevarer og en række andre anvendelser.

Endelig skal det bemærkes, at med råoliepriser på ca. 100 \$/tønne i 2020, som IEA forudsiger, er CO<sub>2</sub>-reduktionsomkostningerne forbundet med både effektivisering af konventionelle biler og omlægning til elbiler meget høje sammenlignet med tilsvarende CO<sub>2</sub>-reduktionsomkostninger i el- og varmesektoren.



## Bilag 1: Metode

Transportsektorens muligheder for at bidrage til reduktion af klimagasser og afhængigheden af fossile brændsler er et af vigtigt emne i klima- og energidebatten. Ofte inddrages sammenligninger mellem el-biler og almindelige biler i den politiske debat om transportsektorens effekt på CO<sub>2</sub>-udslippet.

Det er vigtigt, at sammenligningerne mellem forskellige "fremdriftsteknologiers" CO<sub>2</sub>-udslip sker på en basis hvor størrelse, vægt, komfort, aktionsradius, sikkerhed m.m. i princippet er holdt konstant.

### Well-to-wheels metoden

Der er i de senere år gennemført en række undersøgelser og analyser af mulige teknologspor for at reducere energiforbrug og CO<sub>2</sub>-emission i transportsektoren. Herunder kan især nævnes "Well to wheels" udført af EU-kommissionens Joint Research Center i samarbejde med EUcar og CONCAWE, som senest blev opdateret i november 2008. Endvidere udgav Energi- og olieforum og Norsk Petroleumsinstitutt i september 2009 rapporten Personbilers CO<sub>2</sub>-emission. Nedenstående er et resumé af metodeafsnittet i denne rapport.

Analysen omfatter emissioner, der knytter sig til hele kæden fra oliebrønd eller kulmine, over raffinaderi eller kraftværk, til emissioner fra energiforbruget i selve bilens drivsystem<sup>4</sup>.

### Metode

I dette studie opdeles det samlede energiforbrug, der følger af at køre en kilometer i en personbil i fire elementer:

1. Nettoenergibehovet forbundet med fremdriften af bilen
2. Energitab ved omsætning i bilen
3. Energitab ved raffinaderi eller kraftværk
4. Energitab ved opstrømsproduktion og transport

Ovenstående elementer 1 + 2 kan tilsammen kaldes "Tank-to-wheels", mens elementerne 3 + 4 kaldes "Well-to-tank".

### Energistrømsmodel

Til analysen er der udarbejdet en regnearksbaseret energistrømsmodel, der beregner de fire elementer i det samlede energiforbrug, der knytter sig til at køre én kilometer i en personbil.

Modellen tager udgangspunkt i standardbilens *nettoenergibehov* og beregner dette behov i de relevante konfigurationer med forskellige drivsystemer. For-

---

<sup>4</sup> Vi har udeladt CO<sub>2</sub>-emission, der opstår i forbindelse med produktion og senere bortskaffelse af selve bilen (motor, karosseri, batterier m.v.), som bør medtages, hvis der anlægges en fuldt omfattende vugge-til-grav betragtning.

skellene består i drivsystemets vægt og egenskaber (forbrændingsmotor, hybrid eller ren el), genvinding af bremseenergi, samt energi til bilens opvarmning.

*Energital ved omsætning i bil* afhænger af drivsystemernes effektivitet med hensyn til at omsætte den tilførte energi (benzin, diesel, elektricitet) til kørearbejde, lys, ventilation m.m. Endvidere beregnes *energital fra raffinaderi og kraftværk til bil* samt *energital ved opstrømsproduktion*.

Et samlet energiforbrug for hver konfiguration kan herefter beregnes. Ved hjælp af forskellige omregningsfaktorer for energiforbrug til emission af CO<sub>2</sub>, kan sluttelig den samlede CO<sub>2</sub>-emission beregnes for hver fremdriftskonfiguration.

Definition af en standardbil

Der er i dag ikke elbiler eller plug-in-elbiler på markedet, der har samme aktionsradius som benzin- og dieselmotorer. Da fokus i dette studie er på forskelle med hensyn til CO<sub>2</sub>-emission ud fra fremdriftskonfigurationen, har det været nødvendigt at definere en "standardbil". Denne bil er herefter udstyret med de forskellige fremdriftskonfigurationer, som indgår i analysen.

Standardbilens energibehov til at overkomme rullemodstand, vindmodstand og bremsetab ved blandet kørsel er beregnet til ca. 90 Wh/km i benzin- og dieseludgaven. Hertil kommer 15 Wh/km til øvrigt forbrug, hvilket giver et samlet nettoenergiebehov på knap 105 Wh/km. De øvrige konfigurationer er tungere og har dermed et større nettoenergiebehov.

Valgte konfigurationer

Det er valgt at analysere seks forskellige konfigurationer, som alle spiller en væsentlig rolle i debatten om transportsektorens muligheder for at reducere CO<sub>2</sub> frem mod 2025. Andre teknologier som brændselsceller baseret på brint eller metanol eller mere ambitiøs anvendelse af biobrændsler, end der indgår i EU's klimapakke, er ikke inkluderet i denne rapport. Årsagen hertil er blandt andet, at brændselsceller ikke kan forventes på markedet i større omfang i perioden frem til 2025. Endvidere er det ikke hensigten i dette arbejde at gennemføre en selvstændig vurdering af biobrændslers potentiale for at reducere CO<sub>2</sub> i transportsektoren.

De konfigurationer, som analyseres, er:

- Benzinbil
- Dieselmotor
- Hybridbil
- Hybridbil – Plug-in
- Elbil
- Elbil max (Elbil med øget aktionsradius og tungere batteri)

For de benzin- og dieseldrevne biler er der indregnet 5 % biobrændsel i 2010, 7,5 % biobrændsel i 2015 og 10 % biobrændsel i 2025 baseret på målsætningerne i EU's klimapakke.

I blandet kørsel vurderes det, at ca. 70 % af energibehovet til fremdrift er vægtrelateret (rullemodstand og bremsetab), og ca. 30 % relateres til luftmodstand.<sup>5</sup> For de biler, der kan genindvinde bremseenergi, regnes med at 15 % af energibehovet til fremdrift genindvindes (ca. 40 % af bremsetabet). Nøgletal ses i Tabel 2.

Tabel 2: Nøgletal (2010) for de seks konfigurationer af standardbilen som analyseres

	<b>Benzin</b>	<b>Diesel</b>	<b>Hybrid</b>	<b>Plug-in hybrid</b>	<b>Elbil</b>	<b>Elbil max</b>
Vægt, kg	1117	1151	1235	1265	1209	1800
Energibehov, vej-arbejde (Wh/km)	88	91	95	97	94	125
Energi lys, ventilation m.m. (Wh/km)	15	15	15	17	18	18
Bremsegenvinding (Wh/km)	Nej	Nej	Nej	15	14	19
Nettoenergibehov i alt (Wh/km)	104	106	110	99	98	124
Gennemsnitlig bil virkningsgrad	18,0 %	23,0 %	25,4 %	53,8 %	67,2 %	67,2 %

Som det ses i tabellen, er der forskelle mellem de forskellige bilers behov for energi, som motor og drivlinje skal levere (nettoenergibehov). Elbilen med aktionsradius på knap 150 km har behov for 98 Wh/km, medens den tungeste bil, Elbil max med køreafstand på ca. 500 km, har behov for i alt 124 Wh/km. Disse forskelle i energibehov er dog relativt små sammenlignet med de forskelle, der er med hensyn til drivliniernes effektivitet. Det betyder, at fx dieselbilen pr. kørt kilometer skal have tilført ca. tre gange så megen energi i form af dieselolie, som elbilen skal have tilført i form af elektricitet.

Omfanget af de emissioner, der er forbundet med produktion og forbrug af benzin, diesel og elektricitet, er meget afhængigt af, hvilke olieklæder og raffinaderier, der er tale om, samt hvilke kraftværker, der producerer elektriciteten. I denne analyse tages der udgangspunkt i den såkaldte marginale energiproduktion. De marginale produktionsanlæg er netop de anlæg, der producerer mere energi når efterspørgslen stiger, mens de øvrige anlæg ikke berøres af mindre udsving i forbruget. I et velfungerende marked vil de marginale produktionsanlæg typisk have de højeste produktionsomkostninger.

<sup>5</sup> European Federation for Transport and Environment April 2008, Background briefing: Weight vs. footprint.

Ved at anvende marginal energiproduktion i analysen fås det mest retvisende udtryk for de faktiske CO<sub>2</sub>-mæssige konsekvenser af beslutninger om at øge eller sænke forbruget af olie eller af elektricitet.

For olie, gas og kul er det vanskeligt at afgøre præcis, hvilke miner og kilder, som er marginale. Der regnes i dette arbejde som tilnærmelse med, at de marginale kilder har et 50 % højere energiforbrug end gennemsnittet ved udvinding af kul, olie og gas.

I det nordeuropæiske el-system som Danmark er en integreret del af, er den marginale el-produktion som hovedregel baseret på kul, og i mindre grad på naturgas. CO<sub>2</sub>-emissionen ved det marginale elforbrug på lavspændingsniveau i Norden er beregnet til knap 1000 g CO<sub>2</sub>/kWh i 2010, inklusiv opstrømstab ved udvinding.

## Bilag 2: Rammer for reduktion af CO<sub>2</sub>-emissioner

I 2007 vedtog EU's stats- og regeringschefer de såkaldte 20-20-20 målsætninger, som indebærer, at drivhusgasudledningen skal reduceres med i alt 20% fra 1990 til 2020, andelen af VE i energiforsyningen skal øges til 20% og energieffektiviteten forbedres med 20%.

Disse mål blev konkret udmøntet med vedtagelsen af den samlede Klima- og Energipakke i december 2008. Klimamålet blev opdelt på målsætninger henholdsvis inden for og uden for kvotesektoren.

De vigtigste EU *virkemidler* i relation til EU's 20 % reduktionsmål for CO<sub>2</sub> og i forhold til at opnå 20 % VE i 2020 er:

- revision og forlængelse af CO<sub>2</sub>-kvotesystemet (EU Emission Trading System - ETS)
- rammer for landenes reduktion af CO<sub>2</sub> uden for kvotesystemet (non-ETS)
- nationale mål og planer for øget anvendelse af VE

Frem til 2020 reguleres emissionerne fra en lang række større virksomheder, der repræsenterer knap 50 % af det samlede CO<sub>2</sub>-udslip i EU, gennem det fælles CO<sub>2</sub>-kvotesystem. Dette gælder blandt andet olie- og gasudvinding, raffinaderier og alle større elproducerende anlæg.

Mindre virksomheder, landbrug, biltrafik samt de enkelte husstande, som tilsammen repræsenterer ca. 60 % af udslippet, reguleres af nationale forpligtelser.

Et samlet loft for CO<sub>2</sub>-emissioner i EU

Både inden for og uden for kvotesystemet skal enhver emission af CO<sub>2</sub>, der overskrider det aftalte forløb, udlignes af en reduktion et andet sted i systemet. Inden for kvotesystemet håndteres denne udligning *inden for* et allerede aftalt handelssystem, medens udligningen *uden for* kvotesystemet håndteres gennem afgifter, standarder, målsætninger om VE, bindende aftaler med bilindustrien, besparelser m.v.

I det følgende benævnes de udledningsrettigheder, der omsættes inden for kvotesystemet, som *virksomhedskvoter*, mens de udledningsrettigheder, som tildeles landene betegnes som *landekvoter*.

Fra 2013 vil landene kunne handle landekvoter med hinanden, dog med visse begrænsninger.<sup>6</sup>

Det er i udgangspunktet ikke tilladt at ombytte virksomhedskvoter med landekvoter eller omvendt, men Klimapakken giver mulighed for, at landene kan vælge at overflytte flere sektorer til kvotesystemet efter godkendelse i EU. De præcise regler for, hvordan en sektor kan overføres til kvotesystemet forventes at blive fastlagt i efteråret 2010.

Hvis man forudsætter, at virksomhederne og landene overholder deres CO<sub>2</sub>-mål for 2020, vil initiativer, som betyder, at der flyttes energiforbrug (emissioner) fra det ikke kvoteomfattede område til kvotesystemet, fx skift fra benzin- og dieslbiler til elbiler, derfor hverken øge eller sænke EU landenes samlede CO<sub>2</sub>-emission. Reduktionsforpligtelsen overflyttes udelukkende fra landenes egne CO<sub>2</sub>-regnskaber til kvotesystemet.

I Energistyrelsens fremskrivninger forudsættes det, at CO<sub>2</sub>-prisen for virksomhedskvoter stiger fra ca. 130 kr./ton i 2013 til ca. 190 kr./ton 2020. Denne pris er baseret på beregninger foretaget af EU kommissionen. Dette vurderes pt., at være det bedste bud på en langsigtet pris for virksomhedskvoterne i kvotesystemet. Der ligger ikke (konsulenten bekendt) et tilsvarende officielt bud på prisen på landekvoter, altså omkostningen ved nationale reduktionstiltag. Det vurderes dog sandsynligt, at denne omkostning vil ligge noget over prisen i kvotesystemet.

Prisen på virksomhedskvoter er kunstigt lav

Når CO<sub>2</sub>-kvoteprisen kan forventes at blive lavere indenfor kvotesystemet end uden for kvotesystemet, hænger det blandt andet sammen med, at mange af de billige CO<sub>2</sub>-reduktionstiltag ligger inden for el- og varmforsyning fx i form af etablering af vindmøller samt omstilling af kraftvarmeværker og varmekedler fra kul og gas til biobrændsler. Dertil kommer, at en stor del af den nødvendige omstilling af el- og varmesektoren vil blive drevet af landenes planer for udbygning af VE (som led i opfyldelsen af de nationale VE-mål). Prisen på virksomhedskvoter kan derfor ikke tolkes som den reelle omkostning ved at reducere CO<sub>2</sub>, fordi omstillingen i høj grad finansieres af andre virkemidler, som fx produktionstilskud og udbud af VE-kapacitet.

Endelig er der i en række EU lande afgifter på fossile brændsler til varmeproduktion, hvilket giver et yderligere incitament til VE udbygning. Uden tilskud til VE og afgifter på fossile brændsler, må man forvente, at CO<sub>2</sub>-kvoteprisen vil blive væsentligt højere.

---

<sup>6</sup> During 2013-2019 Member States may transfer up to 5% of its annual emission allocation for a given year to other Member States, which may use this emission allocation for the given year or any subsequent years until 2020 A Member State may transfer the part of its annual emission allocation that exceeds its greenhouse gas emissions for that year to other Member States, which may use this quantity for the implementation of their obligations for the same year or any subsequent years until 2020. ([http://ec.europa.eu/environment/climat/effort\\_sharing/overview.htm](http://ec.europa.eu/environment/climat/effort_sharing/overview.htm))

Inden for kvotesystemet kan ca. 50 % af reduktionsforpligtelsen opnås gennem projekter uden for EU, de såkaldte CDM-projekter. For de øvrige sektorer kan ca. 30 % af forpligtelsen opnås gennem denne type projekter. Anvendelsen af CDM-projekter vil bidrage til at udligne prisen for at gennemføre CO<sub>2</sub>-reduktioner mellem det kvoteomfattede og det ikke-kvoteomfattede område.

#### **EU's kvotehandelssystem**

Kvotesystemet indebærer, at der lægges et samlet loft over de kvoteomfattede virksomheders emission. Ved at give virksomhederne mulighed for at handle kvoter indbyrdes skabes et marked og en pris på kvoter.

Hvis virksomhederne udleder mere CO<sub>2</sub>, end de modtager gratis kvoter til, kan de købe kvoter af andre virksomheder. I stedet for at købe kvoter kan virksomhederne vælge at reducere deres emission. Hvis en kvoteomfattet virksomhed vælger at reducere sin udledning af CO<sub>2</sub>, kan virksomheden vælge at sælge eventuelt overskydende kvoter.

I EU er ca. 11.000 anlæg med en udledning svarende til næsten halvdelen af den samlede CO<sub>2</sub>-udledning omfattet af kvoteordningen. Den danske CO<sub>2</sub>-emission er for perioden 2008-12 fremskrevet til 54,8 mio. ton CO<sub>2</sub> årligt. Lidt under halvdelen – ca. 24 mio. ton årligt – er omfattet af kvotesystemet.

Prisen på CO<sub>2</sub>-kvoter ligger pt. på ca. 115 kr. /ton CO<sub>2</sub>-ækvivalenter.

Afhængigt af forskellen i prisen på lande- og virksomhedskvoter kan der forventes at komme et pres fra medlemslande på at overføre sektorer fra det ikke kvoteomfattede område til kvotesystemet. Der er ikke i forbindelse med nærværende rapport foretaget en analyse af muligheden for at overføre vejtransportens energiforbrug og emissioner til kvotesystemet. Det kan dog nævnes, at flytrafik bliver kvotebelagt fra 2012 (dog med særlige vilkår). Dette vil, med visse undtagelser, gælde al flytrafik internt i EU samt fly til og fra tredjelande.

Prisen på benzin/diesel vil kun stige svagt, hvis vejtransporten inkluderes i kvotehandelssystemet. En kvotepris på 190 kr./ton vil således medføre en stigning i forbrugerprisen på benzin på knap 60 øre/l<sup>7</sup> (svarende til ca. 5 % stigning med det nuværende afgiftsniveau). Hertil kommer at benzin og diesel allerede er pålagt en CO<sub>2</sub>-afgift, som man må forvente vil blive afskaffet eller reduceret, hvis transportsektoren føres under kvotesystemet.

Virkemidler i transportsektoren

At inkludere transportsektoren i kvotehandelssystemet kan ifølge ovenstående ikke i sig selv blive et vigtigt virkemiddel til at reducere udledningen af CO<sub>2</sub> fra

<sup>7</sup> 190 kr./ton CO<sub>2</sub> \* 0,073 ton CO<sub>2</sub>/GJ = 13,9 kr./GJ = 46 øre/l (0,033 GJ/l). Forbrugerprisen vil endvidere stige med momsen på 25 % således, at prisstigningen i alt bliver 57 øre/l.

personbiler. De vigtigste virkemidler for at reducere CO<sub>2</sub> vurderes at være det bindende mål for 2020 om 10 % VE i transportsektoren fastlagt i VE direktivet samt EU's mål for forbedring af personbilers CO<sub>2</sub>-emission. I 2020 er sigtepunktet, at nye personbiler ikke udleder mere end 95 g CO<sub>2</sub> pr. km.

### **Konklusion**

Det fremgår af ovenstående gennemgang, at principperne til at håndtere CO<sub>2</sub>-emissioner indenfor og udenfor kvotesystemet på mange måder er parallelle. Begge systemer giver mulighed for at handle kvoter/udslipstilladelser – enten mellem virksomheder eller mellem lande. Det er ikke pt. muligt, at overføre kvoter fra det ene system til det andet, men kvotedirektivet åbner op for, at sektorer kan overføres fra det ikke kvoteomfattede område til kvotesystemet.

Formentligt vil det være dyrere at reducere CO<sub>2</sub> i de ikke-kvoteomfattede sektorer fremadrettet. Fra et snævert økonomisk synspunkt er det uhensigtsmæssigt, at prisen for reduktioner ikke er den samme i to systemer. Det betyder, at der skal gennemføres dyrere reduktionstiltag end nødvendigt udenfor kvotesektoren, hvilket indebærer en samfundsøkonomisk meromkostning.

Danmark kan på den baggrund overveje, om det vil være hensigtsmæssigt at overføre sektorer fra det ikke kvoteomfattede område til kvotesystemet eller arbejde aktivt for, at der gives mulighed for at veksle landekvoter og virksomhedskvoter, således at Danmark kan dække sit reduktionsbehov i det ikke kvoteomfattede område med virksomhedskvoter.

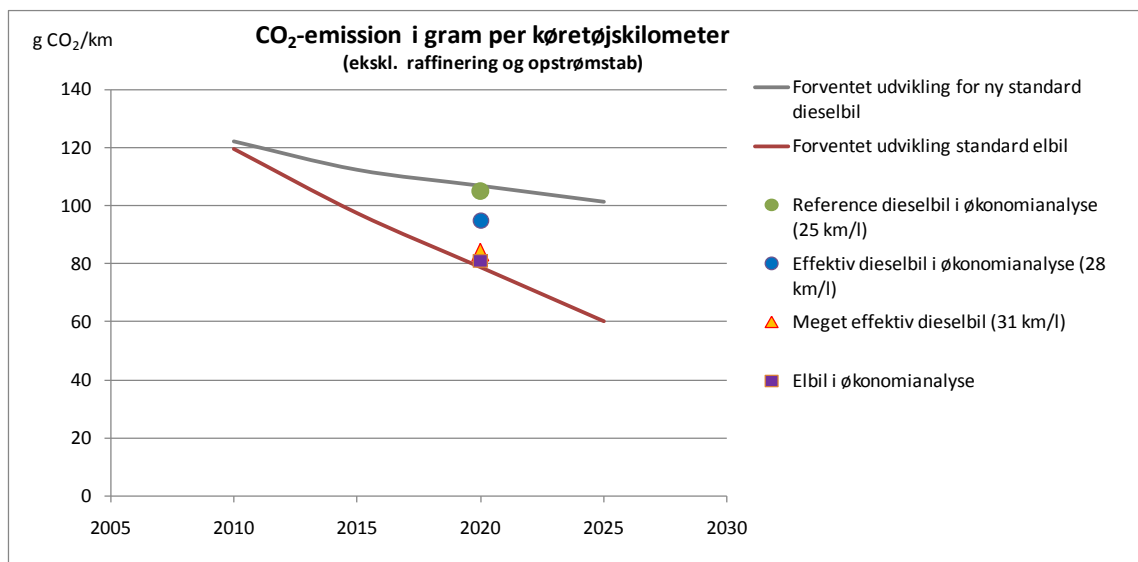


## Bilag 3: Omkostninger ved CO<sub>2</sub>-reduktion

Der er foretaget en indledende analyse af de samfundsøkonomiske omkostninger ved at reducere CO<sub>2</sub>-emissioner fra persontransporten i 2020 ved enten at udvikle og anvende mere effektive konventionelle biler eller ved at omstille fra konventionelle biler til elbiler.

Nye konventionelle biler forventes i udgangspunktet at bliver betydeligt mere effektive i løbet af de kommende 10-20 år som følge af skrapper emissionskrav mv. således at nye dieselmotorer i 2020 har et brændstofforbrug på ca. 25 km/l svarende til en CO<sub>2</sub>-udledning fra bilen på ca. 105 g CO<sub>2</sub> køretøjskilometer (ekskl. raffineringstab og opstrømstab). Elbilens CO<sub>2</sub>-emission forventes ligeledes at blive reduceret over tid. Især fordi den marginale elproduktion forventes at blive grønnere over tid men også fordi de bliver mere effektive. (uddybes i de efterfølgende kapitler).

Den samfundsøkonomiske analyse er foretaget ved at sammenligne økonomien i fem bilkonfigurationer i 2020: Referencedieselbilen, der kører 25 km/l, samt to mere effektive dieselmotorer med forbrug på hhv. 28 km/l og 31 km/l samt to elbilskonfigurationer. De to elbiler adskiller sig alene fra hinanden ved vurdering af omkostningen til batteri med tilhørende ladeinfrastruktur.



Figur 5: Forventet udvikling i CO<sub>2</sub>-emissioner fra diesel og elbiler (streger), samt forudsætninger om CO<sub>2</sub>-emissioner anvendt i denne økonomianalyse for 2020 (vist med prikker).

Analysen er foretaget som en samfundsøkonomisk beregning med anvendelse af en diskonteringsrente på 6 %. Brændsels, CO<sub>2</sub>- og elpriser er baseret på forudsætningerne beskrevet i Energistyrelsens "Forudsætninger for samfundsøkonomiske analyser på energiområdet" fra april 2010. Det indebærer

bl.a. en oliepris på 100 \$/tønne i 2020. Bilerne levetid er estimeret til 13 år og det årlige kørselsbehov til 18.000 km.

De mest kritiske punkter i analysen, er vurderingen af omkostningen til hhv. at effektivisere dieselbilen i 2020 og elbilens omkostninger til batterier og ladeinfrastruktur.

#### Omkostning til effektivisering

Omkostningen til at effektivisere dieselbilen er vurderet med baggrund i rapporten "Assessment with respect to long term CO<sub>2</sub>-emission targets for passenger cars and vans", udarbejdet til EU Kommissionen af konsulentfirmaet AEA mf. (2009)<sup>8</sup>.

Rapporten peger på, at meromkostningerne for at forbedre en standard dieselbils brændstoføkonomi i 2020 fra 105 g CO<sub>2</sub>/km (svarer til 25 km/l diesel) til 95 g CO<sub>2</sub>/km (28 km/l) er ca. 6.500 kr., mens omkostningen ved at gå fra 105 g CO<sub>2</sub>/km til ca. 85 g CO<sub>2</sub>/km (svarer til 31 km/l diesel) er omtrent 15.000 kr.

Forbedringen af køretøjets økonomi sker bl.a. ved såkaldt downsizing af motorerne, dvs. anvendelse af små, men meget effektive motorer. Det høje reduktionsniveau på 85 g CO<sub>2</sub>/km inkluderer desuden anvendelse af avancerede letvægtsmaterialer i bilens konstruktion. Det skal dog bemærkes, at rapporten stiller spørgsmålstegn ved, om det er realistisk, at avancerede letvægtsmaterialer kan indgå i masseproduktion af biler allerede i 2020. Den meget effektive dieselbil med emission på 85 g CO<sub>2</sub>/km kan derfor ses som udtryk for, hvilken effektiviseringsgevinst, der kan opnå på lidt længere sigt end 2020.

Hybridteknologi, i kombination med letvægtsmaterialer, er også vurderet som virkemiddel til opnå brændstoffeffektiviseringer, men her vurderes meromkostningerne for at nå 85 g CO<sub>2</sub>/km at være betydeligt højere, nemlig ca. 24.500 kr. I beregningerne er der derfor taget udgangspunkt i downsizing løsningerne.

#### Omkostning til batteri

Ifølge IEA's rapport Energy Technology Perspectives (IEA, 2008) koster et batteri til en elbil i dag ca. 1000 USD/kWh. Det er vanskeligt at vurdere, hvad prisen på batterier vil ligge på om 10 år. IEA vurderer, at prisen skal reduceres med 2/3 i forhold til i dag, hvis elbiler skal være konkurrencedygtige med benzin/dieselbiler. I beregningerne i denne rapport arbejdes med et moderat skøn for prisudviklingen, hvor batteriprisen reduceres med 1/3 i forhold til i dag og et optimistisk skøn, hvor batteriprisen reduceres med fornuftigt 2/3. I begge tilfælde forudsættes det, at batteriet vil have lige så lang levetid som bilen (13 år). Det er usikkert, om dette vil være tilfældet. Det er desuden forudsat, at elbilens radius skal være minimum 150 km for at udgøre et reelt alternativ til dieselbilen. Det indebærer en batteristørrelse på ca. 19 kWh.

---

<sup>8</sup> <http://ec.europa.eu/clima/policies/vehicles/docs/Report%20LT%20targets.pdf>

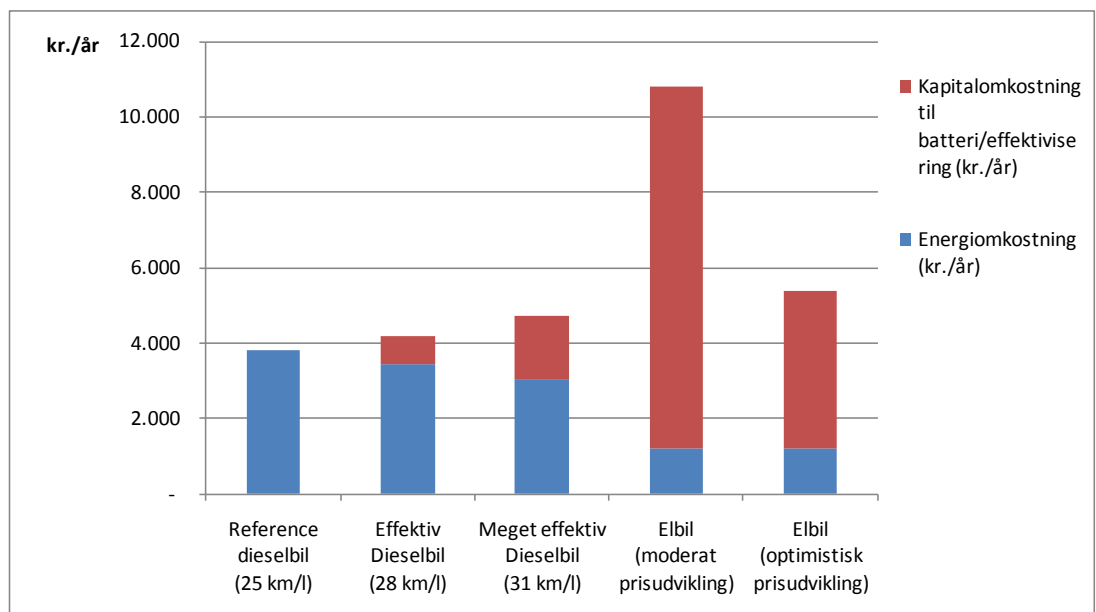
## Omkostning til ladeinfrastruktur

Endvidere indregnes omkostninger til ladeinfrastruktur for elbilen. Her arbejdes igen med to skøn, et højt skøn på 20.000 kr. per bil, som tager højde for, at der vil være brug for en stor mængde offentlige ladestandere, som er forholdsvis dyre (ca. 50.000 kr. /stk.), bl.a. for at forsyne de bilister, der bor i etageejendomme<sup>9</sup>. En tredjedel af de danske bilejere bor således i etageejendomme uden adgang til egen parkeringsplads. Det lave skøn er 5000 kr., og indebærer at elbilerne primært vil anvendes af parcelhusejere uden større behov for opladning på arbejdsplads eller indkøbssted.

Samlet giver ovenstående forudsætninger et interval for elbilens omkostninger inkl. ladeinfrastruktur på 37.000 kr. til 85.000 kr.

## Årlige omkostninger til energi og investeringer

Hvis man ikke sætter nogen pris på udledningen af CO<sub>2</sub> bliver de årlige omkostninger til energi (brændstof hhv. el) og forrentning af investeringerne i hhv. bedre brændstoføkonomi (effektivisering) og i batterier/ladeinfrastruktur på mellem 4000 kr. og 11.000 kr. årligt Figur 6. Der er i beregningen set bort fra omkostningen i selve basisbilen, inkl. drivsystem i form af motor (hhv. elmotor og "basis" dieselmotor), da omkostningen vurderes at være omtrent den samme for de forskellige konfigurationer.



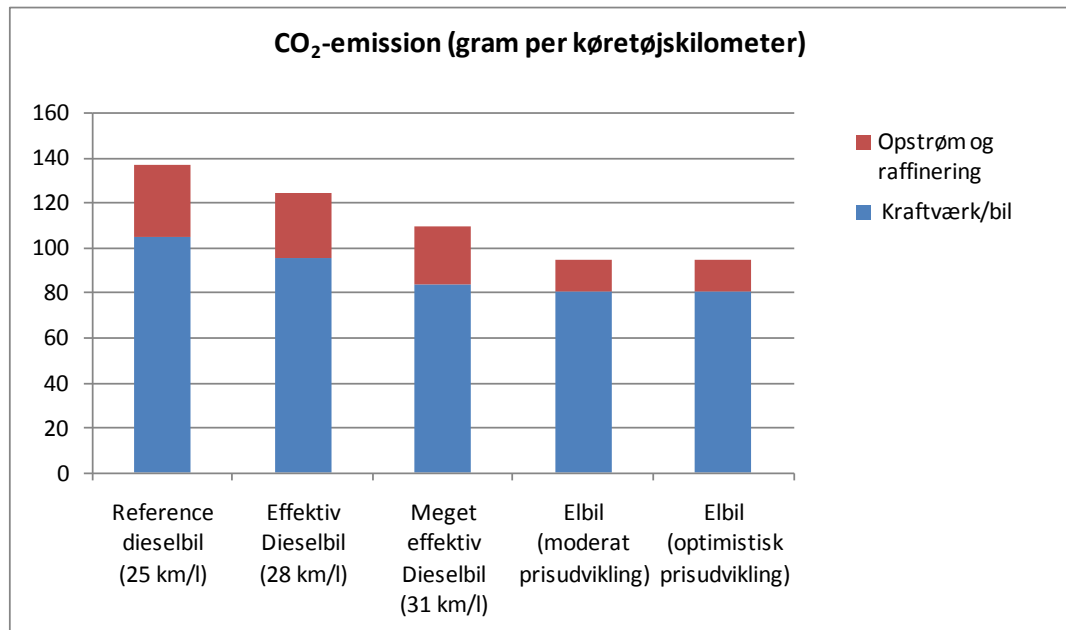
Figur 6: Årlige energikomkostninger, inkl. omkostninger til effektivisering, batteri og ladeinfrastruktur i 2020.

CO<sub>2</sub>-emissionerne fra de forskellige konfigurationer fremgår af tabellen nedenfor. Dieselbilen, der kører 25 km/l har den højeste CO<sub>2</sub>-emission på knap 140 g CO<sub>2</sub>/kkm inklusive emissioner fra raffinering og øvrige opstrømsemmissioner.

<sup>9</sup> <http://www.fyens.dk/article/1653249:Bil-baad--camping--El-standere-koster-kassen> , Fyens Stiftstidende, 31. juli 2010. Vurderingen af ladestanderens omkostninger er baseret på et endnu ikke offentliggjort notat fra en arbejdsgruppe under Energistyrelsen.

Herefter følger dieselbilen med 28 km/l, hvilket svarer til en emission på ca. 125 g CO<sub>2</sub>/kkm og den mest effektive dieselbil, der kører 31 km/l har en emission på 110 g CO<sub>2</sub>/kkm.

Elbilen har en emission på 95 g CO<sub>2</sub>/kkm, inkl. opstrømsemmissioner, hvilket forudsætter et CO<sub>2</sub>-indhold af den marginale strøm på knap 650 g CO<sub>2</sub>/kWh i 2020 (740 g/kWh inkl. opstrømstab).

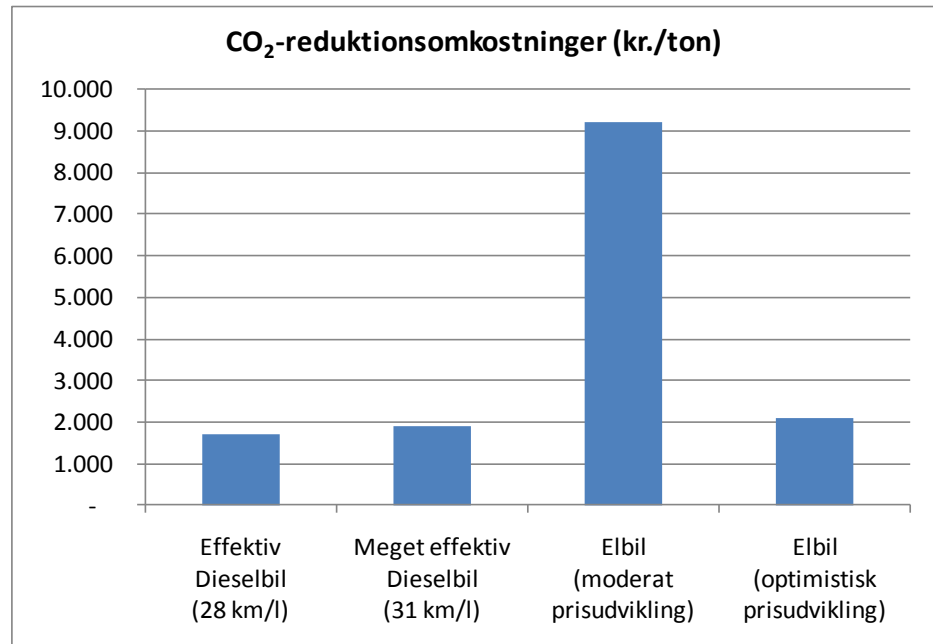


Figur 7: CO<sub>2</sub>-emissioner per køretøjskilometer for hhv. dieselbiler (25 km/l, 28 km/l og 31 km/l) og elbiler i 2020. Tallene ekskluderer opstrømsemmissioner og tab forbundet med raffinering af diesel.

På baggrund af energiomkostningerne (inkl. omkostninger til effektivisering, batteri og ladeinfrastruktur) og de forskellige konfigurationers CO<sub>2</sub>-emissioner per køretøjskilometer kan man beregne CO<sub>2</sub>-reduktionsomkostningen ved at udskifte reference diesel/bilen med enten en mere effektiv dieselbil eller en elbil. Det skal understreges, at CO<sub>2</sub> er eneste eksternalitet indeholdt i analysen, værdien af reduceret lokalforurening og støj ved skift til elbil er således ikke beregnet. Endvidere tager beregningen ikke højde for eventuelt velfærdsøkonomisk tab for forbrugerne af elbilens kortere rækkevidde sammenlignet med dieselbilen.

Det fremgår af forskellen mellem det moderate og det optimistiske elbilskøn, at CO<sub>2</sub>-reduktionsomkostningen ved at skifte til elbilen er meget følsom over for prisen på batteri og ladeinfrastruktur (se Figur 8). Under optimistiske prisforudsætninger kommer elbilens CO<sub>2</sub>-reduktionsomkostning ned på niveau med dieselbilen dvs. ca. 2000 kr./ton, mens den under mindre gunstige forudsætninger om teknologiudvikling er væsentligt dyrere, ca. 9000 kr./ton.

Dieselbilen er tilsvarende meget følsom overfor effektiviseringsomkostningen. Reduceres effektiviseringsomkostningen for den meget effektive dieselbil fra 15.000 kr til 10.000 kr. falder CO<sub>2</sub>-reduktionsomkostningen fra ca. 1900 kr/ton til ca. 800 kr./ton – og kommer den ned på 6.000 kr. er der ingen meromkostning ved at reducere CO<sub>2</sub>, idet brændselsbesparelsen i sig selv er tilstrækkelig til at finansiere omkostningen ved at effektivisere bilen.



Figur 8: CO<sub>2</sub>-reduktionsomkostninger (kr./ton) i 2020. CO<sub>2</sub>-reduktionsomkostningen er beregnet i forhold til en dieselbil, der kører 25 km/l. Omkostningerne er beregnet inkl. opstrømsmissioner CO<sub>2</sub> er eneste eksternalitet indeholdt i analysen, værdien af reduceret lokalforurening ved skift til elbil er således ikke beregnet. Omvendt tager beregningen ikke højde for eventuelt velfærdsøkonomisk tab for forbrugerne af elbilens kortere rækkevidde sammenlignet med dieselbilen.

Beregningen er endvidere følsom overfor prisen på olie (diesel). I grundberegningen er der forudsat en råoliepris på 100 USD/tønde i 2020. Tabellen nedenfor illustrerer, hvordan CO<sub>2</sub>-reduktionsomkostningerne ser ud ved højere eller lavere oliepriser.

Råoliepris	Effektiv dieselbil (28 km/l.)	Meget effektiv dieselbil (31 km/l)	Elbil (moderat prisudvikling)	Elbil (optimistisk prisudvikling)
100 \$/tønde (reference)	1.700	1.900	9.200	2.100
50 \$/tønde	2.400	2.600	11.400	4.200
150 \$/tønde	1.100	1.300	7.100	-100
200 \$/tønde	400	600	4.900	-2.200

Tabel 3: CO<sub>2</sub>-reduktionsomkostninger (kr./ton) i 2020 sammenholdt med referencedieselbilen (25 km/l). Vist ved forskellige priser på råolie.

Tabel 4 sammenfatter resultater og forudsætninger fra beregningen.

	Reference dieselbil (25 km/l)	Effektiv Dieselbil (28 km/l)	Meget effektiv Dieselbil (31 km/l)	Elbil (moderat prisudvikling)	Elbil (optimistisk prisudvikling)
Energiforbrug (kkm/l)	25	28	31	80	80
Energiforbrug (MJ/kkm)	1,4	1,3	1,1	0,45	0,45
Energipris, ekskl. CO2 (kr/MWh)	529	529	529	534	534
Energipris, ekskl. CO2 (kr./GJ)	147	147	147	148	148
CO2-emission (t/MWh an forbruger)	0,263	0,263	0,263	0,644	0,644
CO2-emission (t/GJ)	0,073	0,073	0,073	0,179	0,179
CO2-emission (g/kkm). Kraftværk/bil	105	95	84	81	81
CO2-emission inkl. raff. og "upstream" (g/kkm)	137	124	110	95	95
Investering i effektivisering hhv. batteri/ladeinf. (kr.)	-	6.500	15.000	85.000	37.000
Kørselsbehov (km per år)	18.000	18.000	18.000	18.000	18.000
CO2-emission (kg/år)	2.464	2.240	1.975	1.705	1.705
Energiomkostning (kr./år)	3.794	3.449	3.040	1.202	1.202
Kapitalomkostning til batteri/effektivisering (kr./år)	-	734	1.694	9.602	4.180
Total omkostning (kr./år)	3.794	4.183	4.734	10.804	5.382
CO2-reduktionsomkostninger (kr./ton)	na	1.700	1.900	9.200	2.100

Tabel 4: Detaljerede beregningsforudsætninger og resultater. Vist ved oliepris på 100 \$/tønde.

## Bilag 4: Elsystemet og elmarkedet

Elektricitet, der anvendes i elbiler, giver ikke anledning til lokale emissioner (bortset fra eventuelt benzinfyrt opvarmning af kabinen). I det omfang, at elektriciteten er produceret på fossile brændsler, udledes der til gengæld CO<sub>2</sub> på kraftværket. Det er derfor et centralt spørgsmål for denne analyse, hvordan den elektricitet, der anvendes i elbiler i Danmark og i Norden, er produceret.

### Gennemsnits-el

I de senere år har elproduktionen i Norden som gennemsnit været baseret på ca. 50 % vandkraft, knap 25 % kernekraft, 25 % termisk energi (kul, gas, olie og tørv og biomasse) samt ca. 2 % vindkraft. Der er betydelig handel mellem de nordiske lande, og det fælles nordiske elmarked vurderes at være velfungerende. I alle landene er der besluttet virkemidler for at øge mængden af vedvarende energi.

Det nordiske elmarked er gennem forbindelser til Tyskland, Holland og Polen knyttet sammen med det kontinentale Europa, og handelen mellem Norden og Kontinentet er betydelig.

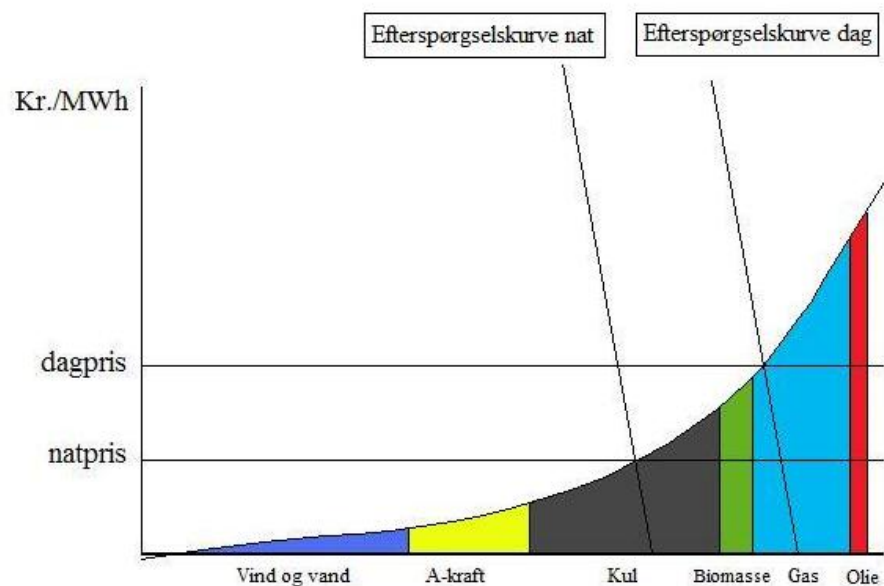
### Elmarkedet

For at forstå hvilken effekt et øget elforbrug vil have på CO<sub>2</sub>-emissionerne fra elsektoren, er det vigtigt at forstå, hvordan elmarkedet fungerer.

Det danske elmarked er en integreret del af det nordiske elmarked, og er desuden koblet sammen med det tyske elmarked EEX. Handlen på engrosmarkedet for el foregår hovedsagligt på den nordiske elbørs, Nord Pool, som muliggør handel mellem producenter, forbrugere og handlere. Markedet foregår efter et auktionsprincip, hvor interesserede købere og sælgere dagligt anmelder deres udbud og efterspørgsel i pris og mængde til Nord Pool time for time i det følgende døgn. Nord Pool Spot lægger herefter alle bud sammen og beregner et priskryds (markedsprisen) time for time i det følgende døgn.

Markedsprisen fastsættes dermed af det såkaldte marginale kraftværk, dvs. det værk der i den pågældende time blev accepteret til produktion med den højeste budpris. I timer med lavt forbrug, fx om natten eller om sommeren, vil det fortrinsvis være grundlastværker, fx kraftvarmeværker, der er prissættende, mens det i timer med højt forbrug, fx om dagen eller om vinteren, oftere er spidslastværker, som ofte har relativt lave virkningsgrader og anvender dyrere brændsler.

Derfor er elpriserne generelt højere om vinteren end om sommeren og tilsvarende højere om dagen end om natten. Elproducenternes indtjening afhænger på den måde af, hvilke muligheder de har for at tilrettelægge deres produktion i forhold til systemets behov.



Figur 9: Principskitse af prisdannelsen i elmarkedet baseret på udbud og efterspørgsel. Udbudskurven sammensættes af marginalomkostninger for forskellige elproducerende enheder i det nordiske elmarked. Konkurrenceforholdet mellem kul, biomasse, gas og olie vil naturligvis afhænge af de aktuelle brændsels og CO<sub>2</sub>-kvotepriser. Desuden har også det enkelte kraftværks virkningsgrad, drift og vedligeholdelsesomkostning og varmeafsetningsmuligheder betydning..

Vandkraftværker og vindmøller vil sædvanligvis byde ind til de laveste omkostninger i elmarkedet, fordi de ingen brændselsomkostninger har. Dog vil vandkraftværker med lagerkapacitet have mulighed for at tilbageholde produktion og derved optimere produktion i forhold til priserne i markedet.

I langt størstedelen af tiden fastsættes prisen af de termiske kraftværker fyret med kul, biomasse, gas eller olie.

### Effekt af øget efterspørgsel

Et øget elforbrug vil have henholdsvis en kortsigtet og en langsigtet effekt i elmarkedet.

#### Kortsigtet effekt

For at dække den øgede efterspørgsel vil kraftværker med højere marginale produktionsomkostninger komme i spil i elmarkedet. Den kortsigtede effekt er derfor, at elproduktionen øges på de eksisterende kraftværker. Hverken vindkraft- eller vandkraftværker har mulighed for at øge deres produktion, fordi de begrænses af den tilgængelige resurse (vind- og nedbørsforhold). Det vil derfor være de termiske kraftværker, som primært fyres med kul og i mindre omfang naturgas og biomasse, der øger deres elproduktion.

Modelberegninger med elmarkedsmodellen Balmorel viser, at elektricitet til et øget elforbrug i Norden i et normalt nedbørsår i 2010 er baseret på ca. 80 % kul og ca. 20 % naturgas, hvilket bekræfter tidligere analyser. Analyserne viser



desuden, at de marginale kraftværkers CO<sub>2</sub>-emission er ca. 840 g/kWh an forbruger, ekskl. opstrømmissioner, 970 g/kWh inkl. opstrømstab.

Den kortsigtede effekt af et øget elforbrug vil være stort set den samme i alle de nordiske lande. Det skyldes, at landenes elsystemer er knyttet meget tæt sammen gennem stærke eltransmissionsledninger. Selv i Norge, der baserer sin elproduktion næsten 100 % på vandkraft, vil den kortsigtede effekt af et øget elforbrug være øget elproduktion på kul, gas eller biomassefyrede værker (placeret i fx Danmark), fordi vandkraftværkerne som hovedregel ikke har mulighed for at øge deres produktion.

Vind- og vandkraft er meget sjældent marginalt

Der kan være undtagelser, fx i perioder med flom, hvor tilstrømningen til de norske vandkraftværker er så stor, at elproduktionen ikke kan afsættes i nettet. Statistisk set forekommer disse situationer dog sjældent. Tilsvarende har der været timer med meget høj vindkraftandel, hvor vind har været prissættende i Danmark, og elprisen er gået i nul. Disse nulpristimer optræder imidlertid meget sjældent – i 0,44 pct. af tiden i Vestdanmark og 0,09 pct. i Østdanmark i perioden 2002-2008. Samtlige tilfælde med nulpriser i Danmark forekommer, når transmissionsforbindelserne til Norge og Sverige er fyldt op med eksport.

#### **Langsigtet effekt**

På længere sigt kan et øget elforbrug forventes at føre til en ændret sammensætning af kraftværkskapaciteten.

Højere elpriser, som følge af øget efterspørgsel, vil øge incitamentet til at investere i nye kraftværker i elsektoren. Økonomisk markedsteori peger på, at kraftværkselskaberne vil vælge at investere i ny kraftværkskapacitet, når den elpris, de kan opnå i elmarkedet, overstiger den langsigtede marginale produktionsomkostning for et nyt produktionsanlæg, dvs. produktionsomkostningerne inklusiv forrentning af investeringen.

Højere elpriser kan også betyde, at elproducenterne vil vælge at levetidsforlænge eksisterende produktionsanlæg, som ellers ville være skrottet.

I hvor høj grad, et øget elforbrug vil føre til investeringer i nye kraftværker, vil blandt andet afhænge af, om der er tale om et vigende eller et stigende marked. I et marked, som i øvrigt er vigende (faldende elforbrug), kan et ekstra elforbrug kun forventes at føre til begrænsede merinvesteringer. I et stigende marked (stigende elforbrug) kan det antages, at en ekstra forøgelse af elforbruget i højere grad vil føre til nye investeringer.

Hvilken type elproduktionsanlæg, det vil være mest fordelagtigt at investere i, vil afhænge af brændsels- og CO<sub>2</sub>-priser, teknologiomkostninger mv. Det er i den forbindelse vigtigt at pointere, at udbygningen med produktionskapacitet i elmarkedet historisk set i høj grad har været politisk styret bl.a. via tilskud og

udbud af produktionskapacitet. Dette forventes også i et vist omfang at være tilfældet fremadrettet.

EU har som nævnt pålagt sine medlemslande at øge andelen af vedvarende energi i deres energisystemer frem til 2020. Danmark har fx en EU målsætning om at øge VE andelen i det endelige energiforbrug fra 17 % i 2005 til 30 % i 2020, og Sverige har en tilsvarende målsætning om at øge VE-andelen fra 30 % til 39 %. Størstedelen af de nordiske elproducenter er desuden underlagt EU's CO<sub>2</sub>-kvoteordning, hvor målet er 20 % reduktion frem mod 2020. Tidlige analyser peger på, at VE målene i højere grad end kvotehandelsystemet vil give incitament til investeringer i elsektoren i perioden frem til 2020<sup>10</sup>.

En stor del af udbygningen med bl.a. vedvarende energi styres af andre forhold end prisen i elmarkedet, idet udbygningen støttes ved hjælp forskellige politiske virkemidler som fx udbud af ny produktionskapacitet, afgifter på fossile brændsler mv.

Tabellen nedenfor viser, hvordan udbygning med forskellige typer VE fremmes i Danmark. Desuden indeholder tabellen en vurdering af, hvorvidt en (mindre) stigning i elmarkedsprisen vil påvirke VE-udbygningen med de nuværende virkemidler. Det fremgår, at effekten af en stigning i elmarkedsprisen i de konkrete tilfælde vurderes at have ingen eller lille effekt på VE-udbygningen.

Type vedvarende energi	Virkemiddel	Elmarkedsprisens betydning for udbygning
Havvind	Udbud af produktionskapacitet	Ingen betydning
Landvind	Elproduktionstilskud i tillæg til elprisen (øre/kWh)	Lille betydning (den største hindring for udbygning med landvind vurderes at være problemer med at finde egnede placeringer).
Biogas	Fast afregningspris (øre/kWh)	Ingen betydning
Omlægning fra biomasse til kul på kraftværker	Afgift på kul til opvarmning. Elproduktionstilskud til biomasse-el	Ingen betydning (en højere elpris vil ikke forbedre biomassens konkurrenceforhold til kul.)

Tabel 5: Støtte til vedvarende energi i Danmark

I Norge og Sverige forventes udbygningen med vedvarende energi frem til 2020 hovedsagligt blive styret ved hjælp af et fælles VE-certifikat system. Landene skal fastsætte VE-kvoter således, at de hver især finansierer 13,2 TWh ny VE-produktion i 2020. I praksis implementeres systemet ved at elleverandørerne pålægges at forsyne deres kunder med en vis andel ny VE-el. Denne andel vil stige frem mod 2020. Andelen er fastsat i forhold til en forventet stig-

<sup>10</sup> Ea Energianalyse 2009, Energy Perspectives for the Baltic Sea Region – Phase II Sustainable Energy Scenarios.

ning i elforbruget. Det fremgår ikke af loven om elcertifikater<sup>11</sup>, hvad konsekvensen er hvis elforbruget stiger mere end forventet i loven. Der er dog indlagt en kontrolstation i 2015, hvor fx sådanne forhold kan belyses og systemet eventuelt tilpasset.

Tabellerne nedenfor giver et overblik over sammenhængen mellem øget elforbrug og investeringer i ny produktionskapacitet frem til 2020.

*Vil et øget elforbrug til elbiler give anledning til øgede investeringer på 10 års sigt?*

Ja	<p>Markedet vil reagere på de lidt højere elpriser, og det vil også betyde lidt flere investeringer i ny produktionskapacitet.</p> <p>Politikerne vil reagere på at elforbruget i transportsektoren stiger, og beslutte øge udbygningen med mere vedvarende energi. Fleksibelt elforbrug, som elbiler måske kan blive et godt eksempel på, kan medføre, at det bliver lettere at indpasse større mængder vindkraft i elsystemet.</p>
Nej	<p>Investeringerne frem til 2020 ligger (stort set) fast og er i høj grad politisk bestemt. De vil blive foretaget af hensyn til at opfylde EU's VE målsætninger, og er ikke drevet af priserne i elmarkedet.</p> <p>Udbygningen med VE-kapacitet for at opfylde EU's VE målsætninger vil være så betydelig, at der vil være overkapacitet i markedet selvom elforbruget øges. Der vil derfor ikke ske nogen ekstra udbygning, som følge af et øget elforbrug.</p>

*Hvis ja, hvilke teknologier vil der blive investeret i?*

Kul og gas	Uden tilskud til VE vil kul og gasfyrede kraftværker med de forventede brændsels- og CO <sub>2</sub> -priser i de fleste tilfælde være mere konkurrencedygtige end VE teknologier.
VE	Udbygning med VE støttes i en række lande med produktions-tilskud oveni elprisen. En øget elmarkedspris som følge af øget elforbrug vil gøre det mere attraktivt at investere i VE.
CCS	Der vil muligvis blive etableret enkelte CCS anlæg i regionen frem til 2020, men disse anlæg vil have karakter af demonstrationsanlæg. Et øget elforbrug vil ikke påvirke investeringsniveauet i CCS anlæg frem til 2020.
A-kraft	Eventuel udbygning med a-kraft (eller skrotning af eksisterende anlæg) vil i høj grad være politisk bestemt. Øget elforbrug til elbiler vil næppe påvirke udbygningsplanerne.

<sup>11</sup>

<http://www.energinorge.no/getfile.php/FILER/AKTUELT/ENERGI%20OG%20KLIMA/Lov%20om%20elcertifikater%20Hoeringsnotat%208desember2010%20OED.pdf>

Den langsigtede CO<sub>2</sub>-effekt af et øget elforbrug er vanskelig at vurdere, fordi den i høj grad afhænger af de fremadrettede rammevilkår herunder særligt den politisk bestemte udvikling i form af fx produktionstilskud, afgifter og CO<sub>2</sub>-priser. Vi vurderer på baggrund af gennemgangen ovenfor, at der sandsynligvis frem mod 2020 kun vil være en begrænset *beslutningsmæssig* sammenhæng mellem øget elforbrug og investeringer i ny produktionskapacitet.

For at kvantificere de langsigtede effektiver er der gennemført beregninger med elmarkedsmodellen Balmorel. Der er redegjort for beregningerne i Bilag 5.

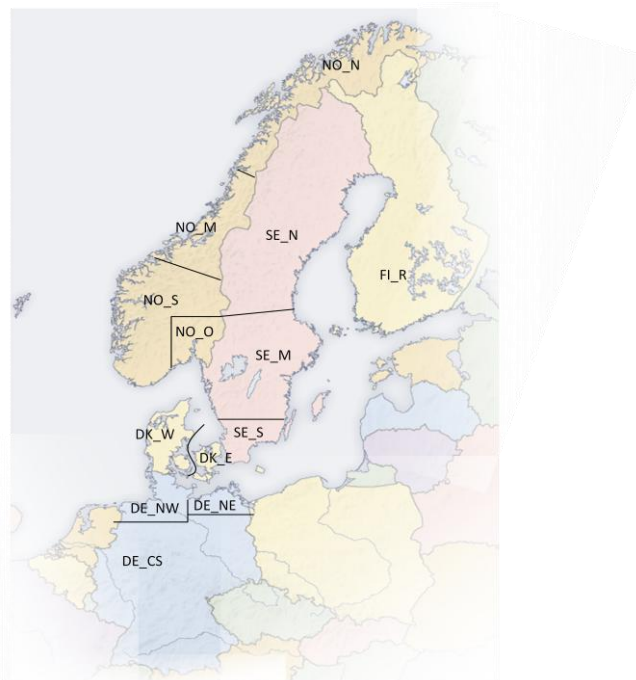
## Bilag 5: Beregninger af CO<sub>2</sub> i elsystemet med Balmorel

For at belyse effekterne af et øget elforbrug på længere sigt, er der gennemført beregninger med elmarkedsmodellen Balmorel<sup>12</sup> af elsystemets udvikling frem til 2020.

Balmorel er en optimeringsmodel, som dækker det nordiske og det tyske el- og kraftvarmesystem. Modellen optimerer produktionsfordeling mellem anlæg i det samlede system, herunder også import/eksport forhold, med henblik på at minimere de samlede omkostninger til el- og kraftvarmeproduktion.

### Modelområdet

Elsystemet, som indgår i undersøgelsen, består af elsystemerne i Danmark, Norge, Sverige, Finland og Tyskland. Landene er delt ind i 13 regioner, som hver er kendetegnet ved, at der ikke er interne begrænsninger i overføringsevnen i transmissionssystemet. Regionerne er illustreret i *Figur 10*.



*Figur 10: Det geografiske område i undersøgelsen, samt opdelingen i regioner inden for landene*

Modellen giver også mulighed for at indarbejde forskellige rammevilkår, f.eks. VE-mål for elsektoren og CO<sub>2</sub>-priser. I beregningerne er regnet udbygning med VE svarende til det niveau, som indgår i de nationale VE-handlingsplaner (se Tabel 6). Beregningerne er foretaget med to niveauer af CO<sub>2</sub>-kvotepris i 2020, hhv. 190 kr./ton og 270 kr./ton.

<sup>12</sup> Læs mere om Balmorel på [www.balmorel.com](http://www.balmorel.com)

	Danmark	Norge	Sverige	Finland
2020 mål ifølge VE handlingsplan (TWh)	21,5 TWh	125,5 TWh	109,6 TWh	33,5 TWh
2020 mål (fremskrevet % af elforbrug)	51,9 %	100 %	62,9 %	33 %

Tabel 6: Elsektorens VE-mål i scenarierne. VE målene er baseret på de nationale VE-handlingsplaner. For Norge antages et mål om 100 % VE i elsektoren i 2020.

Endvidere optimerer modellen investeringer i nye produktionsanlæg. Denne funktion benyttes i nærværende analyse til at bestemme investeringerne i ny produktionskapacitet i perioden 2010-20.

På mellemlang sigt (2010-20) vurderes der at ske en betydelig udbygning med vedvarende energi. Udbygningen er hovedsagligt drevet af nationale tiltag for at nå EU's mål for VE for udbygningen af vedvarende energi. Et øget elforbrug til elbiler vurderes i den sammenhæng kun imidlertid kun i forholdsvis begrænset omfang at afspejle sig i øgede investeringer i vedvarende energi, fordi udbygningen med VE netop sker af hensyn til at opfylde EU målene og ikke for at dække et stigende elforbrug.

Der er gennemført fire modelberegninger for 2020. En referenceberegning uden elbiler og tre scenarier med elbiler (A, B og C).

Scenariernes overordnede karakteristik fremgår af nedenstående Tabel 7.

	Beskrivelse
<b>Reference</b>	I referencescenariet simuleres elsystemet i 2020 med investeringer, VE-målsætninger og CO <sub>2</sub> -pris og <u>uden elbiler</u> .
<b>Scenarie A</b>	Der kører 500.000 elbiler i Norden i 2020. Elsektoren ændres som i referencen, men der tillades ikke yderligere investeringer som følge af øget elforbrug. Dvs. det antages, at det øgede elforbrug til elbiler <u>ikke påvirker investeringerne</u> i elsektoren frem til 2020.
<b>Scenarie B</b>	Der kører 500.000 elbiler i Norden. Nu får modellen lov at investere i ny elproduktion, men det politisk fastsatte VE mål ændres ikke. Modellen investerer i forhold til det samlede elforbrug inkl. elforbruget til elbiler. Dvs. <u>elbilerne antages at påvirke investeringerne</u> i sektoren.
<b>Scenarie C</b>	Der kører 500.000 elbiler i Norden. Nu ændres det politisk fastsatte VE mål til en procent af elforbruget. Herved øges investeringer i VE direkte som konsekvens af elbilerne. Her <u>antages elbilerne at påvirke investeringerne</u> i sektoren.

Tabel 7: Overordnet beskrivelse af scenarierne

Alle beregninger er simuleret for år 2020, og i elbilscenarierne, dvs. scenarie A, B og C, er der medregnet et elforbrug svarende til 500.000 elbiler fordelt mellem de nordiske lande (Danmark, Norge, Sverige og Finland). De 500.000

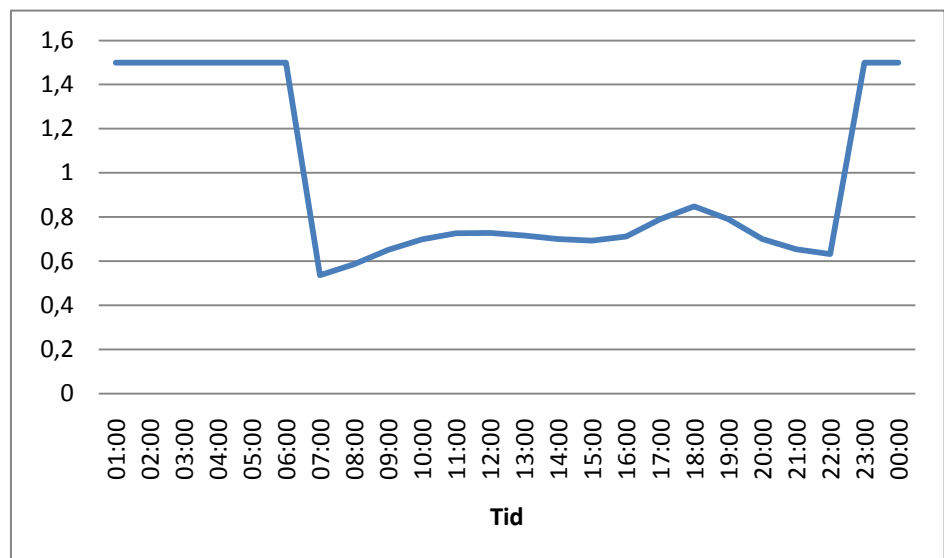
elbiler er fordelt efter befolkningstal i 2008, hvilket giver en fordeling og et netto-elforbrug som angivet i nedenstående tabel.

Land	Befolkningstal (2008)	Fordeling	Antal biler	Elforbrug til elbiler <sup>13</sup>
Danmark	5.482.266	22,2 %	110.839	0,34 TWh
Norge	4.737.171	19,1 %	95.774	0,21 TWh
Sverige	9.201.650	37,2 %	186.035	0,40 TWh
Finland	5.309.849	21,5 %	107.352	0,23 TWh
<b>Total</b>	<b>24.730.931</b>	<b>100 %</b>	<b>500.000</b>	<b>1,08 TWh</b>

Tabel 8: Tabellen viser fordelingen af elbiler og netto elforbrug til elbiler i Norden.

### Elbilens forbrugsprofil

I Figur 11 ses den døgnprofil, der i modellen er anvendt til elbilens elforbrug for et døgn. Det forudsættes, at elbilerne fortrinsvist lader op i nattetimer, hvor elforbruget og elpriserne normalt er under middel. I dagstimerne følger profilen en normal forbrugsprofil for en husholdning.

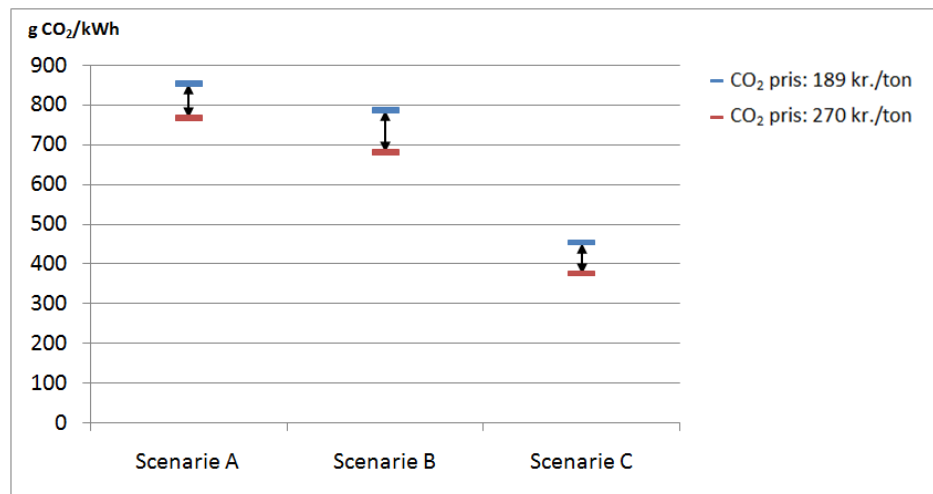


Figur 11: Figuren viser døgnprofilen, der er anvendt for elbilernes elforbrug i modellen (1= døgn-middel).

### CO<sub>2</sub>-emission i referen- ce- og elbilsscenario

I alle tre scenarier vil CO<sub>2</sub>-emissionen fra elsystemets kraftværker være højere end i referencen på grund af bilernes elforbrug. For at beregne hvor meget CO<sub>2</sub>, der udledes for hver brugt kWh el i elbiler, opgøres den samlede CO<sub>2</sub>-emissionen fra el og kraftvarmeproduktion i modelområdet. Herefter omregnes CO<sub>2</sub>-emissionen til en deklARATION for marginal el til elbiler, og resultatets enhed bliver g CO<sub>2</sub>/kWh el.

<sup>13</sup> Elforbruget til elbiler er opgjort som netto-forbrug, dvs. energiforbruget i elbilen. Elbilens virkningsgrad er antaget være 85% i motoren, mens der er 8% tab i batteri og 9% i laderen.



Figur 12: Marginal miljødeklaration for CO<sub>2</sub> i de angivne elbilscenarier

I scenarie A, hvor der ikke forudsættes yderligere investeringer i ny produktionskapacitet, er CO<sub>2</sub>-udledningen fra elbilerne på linje med udledningen i 2010, ca. 750-850 g/kWh afhængigt af CO<sub>2</sub>-kvoteprisen. Selvom andelen af vedvarende energi i elsystemet øges betydeligt, påvirkes den marginale CO<sub>2</sub>-emission ikke, fordi det fortsat er kulkraft- og naturgaskraftværker, der skruer op for at dække det øgede elforbrug.

I scenariet B, hvor der gives mulighed for investeringer i ny produktionskapacitet, falder CO<sub>2</sub>-emissionen med ca. 50 g/kWh i forhold til scenarie A. Det skyldes, at investeringerne i sektoren her sker under hensyntagen til det ekstra elforbrug, som elbilerne medfører. Som det fremgår, er reduktionen dog forholdsvist lille, hvilket hænger sammen med at merinvesteringerne i scenarie B er forholdsvist begrænsede sammenlignet med det øgede elforbrug til bilerne. Merelforbruget til elbilerne dækkes således primært med eksisterende produktionskapacitet.

I scenarie C, hvor den politisk fastsatte målsætning for VE i elsystemet ændres som følge af elbilerne, opnås en mærkbar reduktion af elbilernes CO<sub>2</sub>-emission til ca. 380-450 g/kWh. I scenariet udbygges kapaciteten med biomasse og vindkraft yderligere for at tilfredsstille VE målsætningen. Det skal bemærkes, at i Norge og Danmark er der i referencen forudsat en så betydelig udbygning med hhv. vandkraft og vindkraft, at VE målsætningerne ikke bliver en bestemmende faktor for udbygningen med VE 2020.

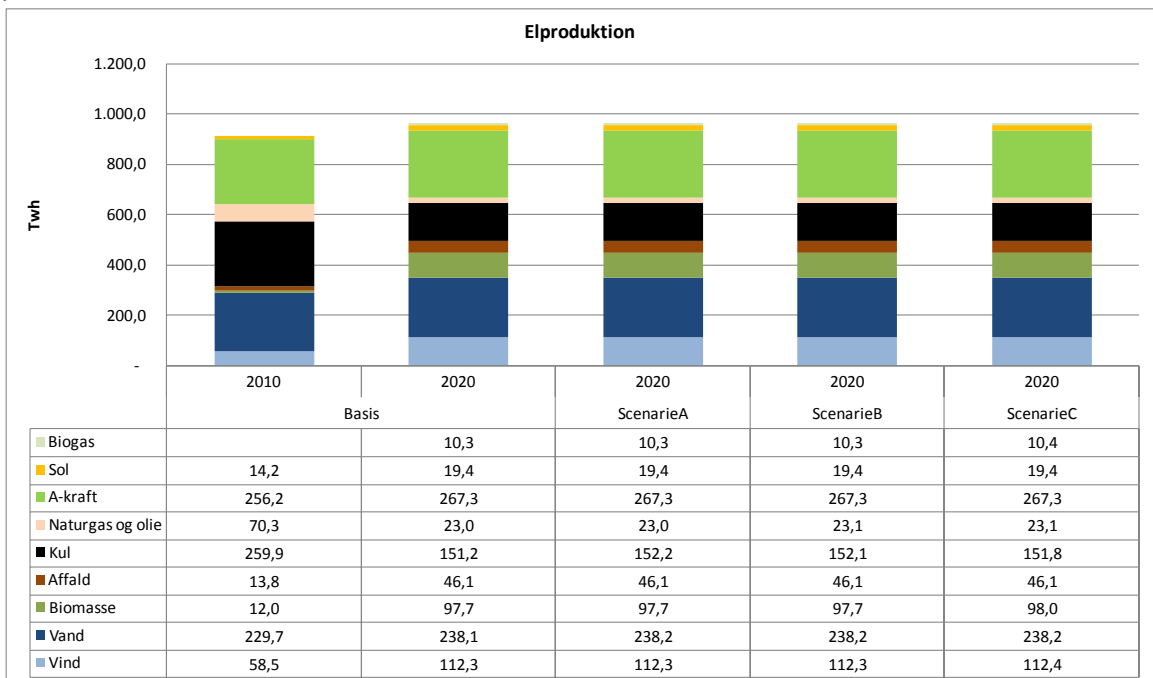
Detaljerede beregningsresultater er vist i Bilag 6.



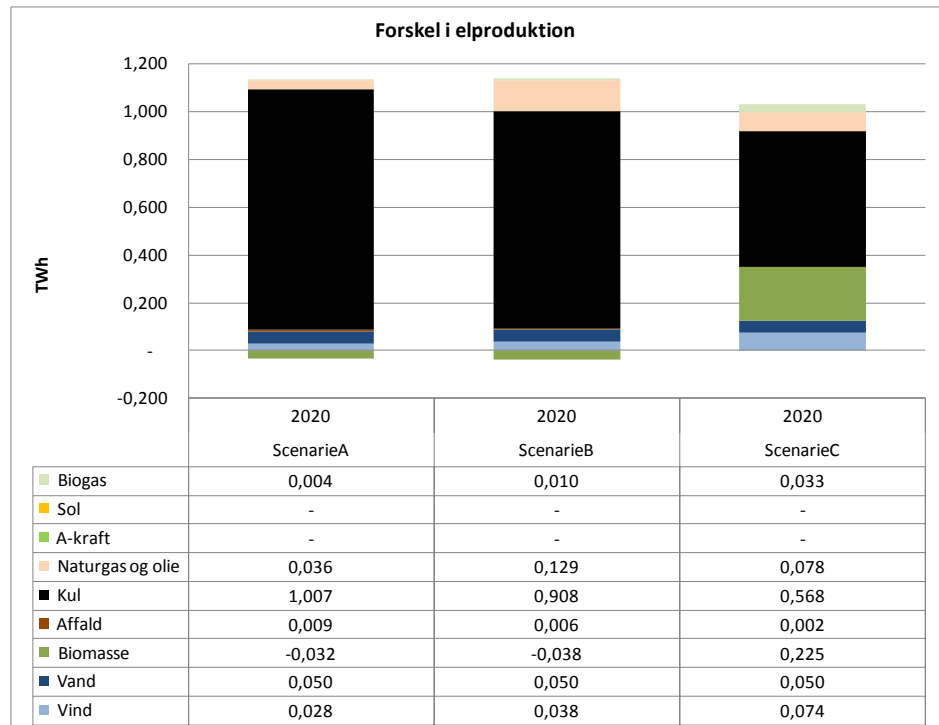
## Bilag 6: Beregningsresultater

I dette bilag gennemgås udviklingen i det samlede energisystem, hvilket omfatter Norden (Danmark, Norge, Sverige og Finland) og Tyskland. Her præsenteres resultater fra de fire forskellige scenarievariationer, som er simuleret i Balmorel. Der er alene vist resultater for simulering med en kvotepris på 189 kr./ton i 2020.

### Samlet elproduktion

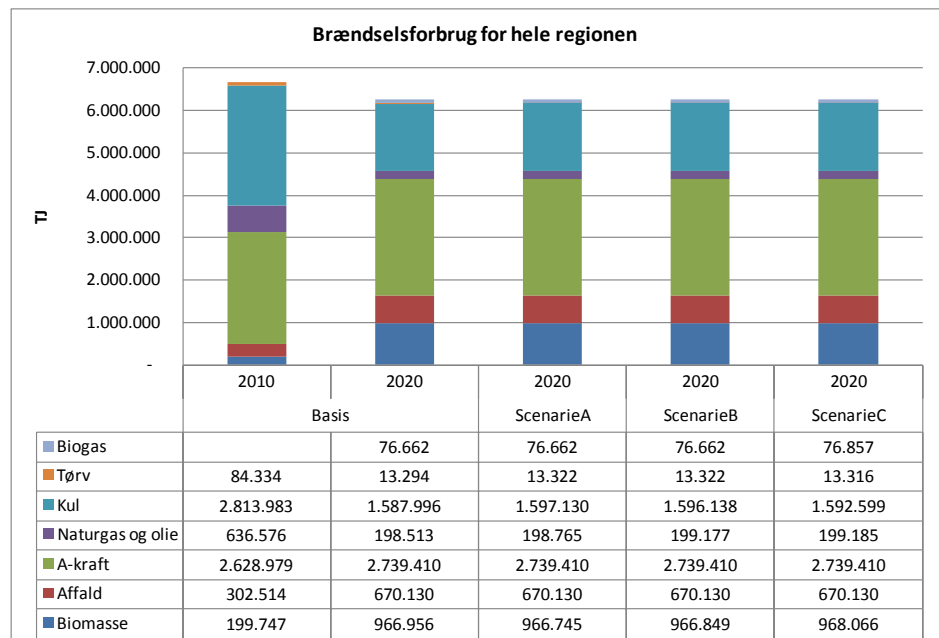


Figur 13: Figuren viser udviklingen i den samlede elproduktion i alle scenarier (TWh/år).

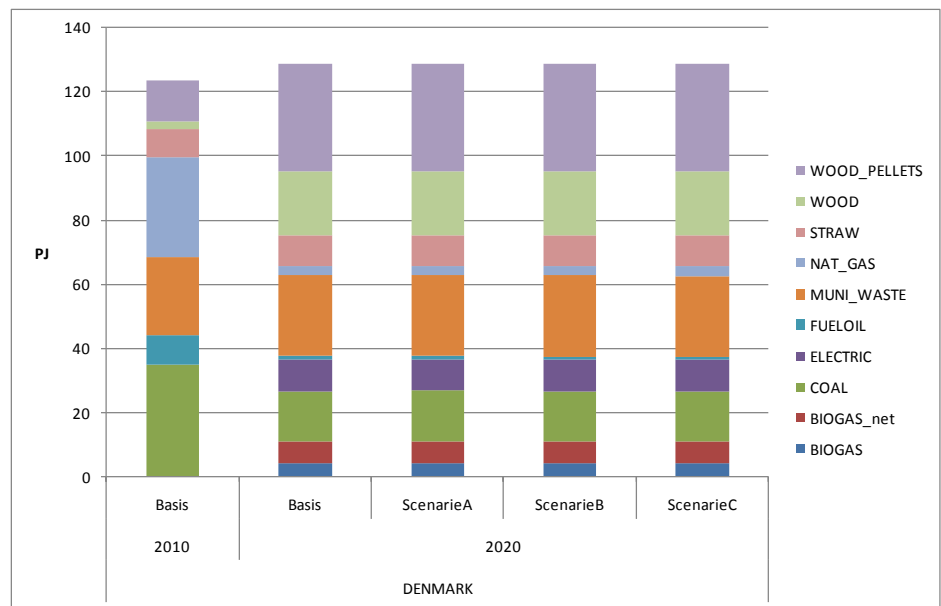


Figur 14: Forskel i elproduktion i elbilsscenarierne ift. referencen. Positive værdier angiver, at der bliver produceret mere el i pågældende scenarie.

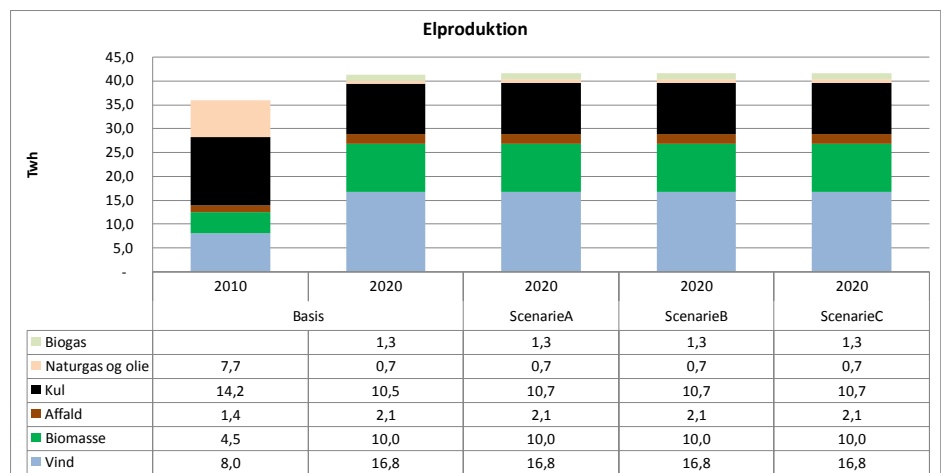
### Samlet brændselsforbrug



Figur 15: Figuren viser samlet brændselsforbrug (TJ) til el- og varmeproduktion i scenarierne.

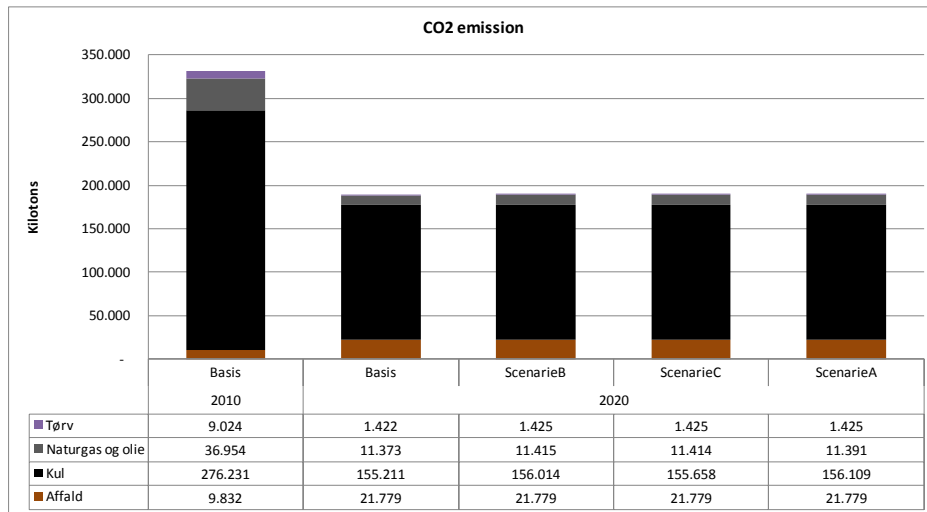


Figur 16: Fjernvarmeproduktion i Danmark (TJ) fordelt på brændsler.

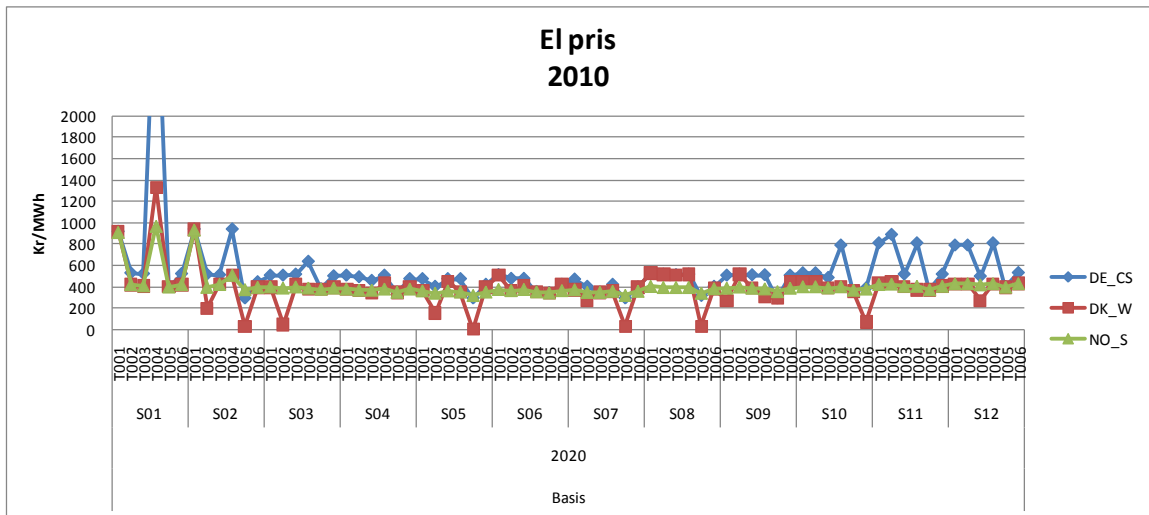


Figur 17: Elproduktion i Danmark (TJ) fordelt på brændsler.

## CO<sub>2</sub>-emission



Figur 18: Samlet CO<sub>2</sub>-emission i hele modelområdet i alle scenarier (kt CO<sub>2</sub>/år)



Figur 19: Elpriser i 2020 i referencen i tre af modellens elområder (DK\_W: Vestdanmark, DE\_CS: Central/syd Tyskland, NO\_S: Sydnorge).

## Bilag 7: Modelforudsætninger

Det eksisterende produktionssystem

I Balmorel-modellen er de enkelte kraftværker repræsenteret enkeltvis eller i aggregerede grupper af samme værkstype. Følgende tekniske og økonomiske parametre anvendes til at beskrive produktionsenheder i modellen:

- Teknologitype
- Brændselstype
- Kapacitet
- Virkningsgrad
- $C_m$ - og  $C_v$ -værdier for udtags- og modtryksværker
- Afsvovlingsgrad
- $NO_x$ -emissionskoefficient
- Variable produktionsomkostninger
- Faste årlige produktionsomkostninger
- Investeringsomkostninger

Brændselstype kan eksempelvis være uran, olie, naturgas, kul eller biomasse. Det er muligt at specificere et hvert brændsel i modellen.

Kapaciteterne i modellen er angivet som nettokapaciteter for el eller varme. For udtagsanlæg er kapaciteten angivet som elkapaciteten i kondensdrift, mens den i modtryksdrift angives som elkapacitet i kraftvarmedrift.

For kraftvarmeværker i fuld kraftvarmedrift, angiver  $C_m$ -værdien forholdet mellem el og varme.  $C_v$ -værdien angiver udtagstværkernes tab i elproduktion ved samproduktion af varme.

Virkningsgraderne er for modtryksanlæg angivet som virkningsgraden i kraftvarmedrift (totalvirkningsgrad), mens virkningsgraden for udtags- og kondensværker er angivet som elvirkningsgraden. Virkningsgraden er angivet som årlige gennemsnit.

Data for eksisterende kraftværker, som de er repræsenteret i modellen, præsenteres i det følgende. Der vises kun data for elproducerende værker, mens varmekedler ikke er medtaget i denne oversigt. Kedlerne indgår i modellen. Data er udtræk fra modellen, og repræsenterer således værkernes præcise repræsentation i modellen, og hvorledes de udfases over tid. Værkerne præsenteres først ved deres nettoelkapacitet, hvorefter mere detaljeret teknisk og økonomisk data præsenteres.

Investeringer i nye teknologier

I det følgende redegøres for modellens eksogene og endogene investeringer i ny produktionskapacitet. Eksogen kapacitet er den på forhånd definerede kapacitet, som ofte er eksisterende anlæg, mens endogene investeringer er de nyinvesteringer modellens investeringsmodul foretager.

Afgifter og tilskud	<p>Modellen tager højde for eksisterende afgifter i de forskellige lande i modelområdet. I Danmark tager modellen desuden højde for at kraftvarmepåbuddet ligesom der tages højde for eksisterende tilskud til biomassebaseret elproduktion og elproduktionstilskud til vindkraft.</p>
Eksogene investeringer	<p>I modellen foretages vandkraftudbygningen i Norden ved en eksogen fremskrivning, da denne i høj grad er afhængig af den tilgængelige vandressource og andre barrierer. Modellen kan således ikke investere endogent i ny vandkraft, men der antages at ville ske en øget vandkraftproduktion frem mod 2020.</p> <p>Norge adskiller sig fra de andre lande i modelområdet ved at have et stort uudnyttet potentiale for vandkraft. For Norge er fremskrivningen baseret på Stattnetts Forventningsscenarie. Her stiger vandkraftproduktionen i Norge fra ca. 123 TWh i et normalår i dag til ca. 130,2 TWh i 2020.</p> <p>I Sverige og Finland sker der en mindre stigning i vandkraftproduktionen frem mod 2050. I Sverige stiger produktion til 75 TWh i 2020, mens den i Finland stiger til 14 TWh i 2020. Denne mindre opjustering bygger på rapporten SUSTAINABLE ENERGY SCENARIOS - Energy Perspectives for the Baltic Sea Region (Ea, 2009).</p> <p>Den tyske vandkraftproduktion holdes konstant frem til 2020</p> <p>I Danmark er der desuden forudsat en betydelig udbygning med vindkraft særligt til havs. Vindkraftudbygningen frem til 2020 svarer omtrent til det niveau der er forudsat i Klimakommisionens ambitiøse fremtidsforløb.</p>
Endogene investeringer	<p>I denne analyse anvendes investeringsmodulet i Balmorel, hvor modellen tillades at investere i ny el- og varmekapacitet for at tilfredsstille el- og varmeforbruget. Disse investeringer foretages ud fra en samlet optimering.</p> <p>Investeringerne foretages ud fra en kategorisering af de eksisterende områder, hvorudfra modellen tillades at investere i forskellige produktionsformer alt efter områdets karakteristik. Følgende kategorier findes i modellen:</p>

Område	Teknologi
Centralt kondensområde	Kondensanlæg, kraftvarme. (kondensanlæg opstilles kun i et område per region)
Centralt kraftvarmeområde	Kraftvarme
Decentralt mindre kraftvarmeområde	Gasfyrede kraftværker
Decentralt større kraftvarmeområde	Gasfyrede kraftværker
Decentralt område uden gasforsyning	Fjernvarmeverker uden gasforsyning
Affaldsforbrændingsområde	Affaldsforbrændingsanlæg
Område med havvind uden bølgekraft	Havvindmøller
Område med havvind og bølgekraft	Havvind og bølgekraft
Dybhavvindområde og nærkyst	Havvind (større investeringsomkostninger)

Tabel 9: Område kategorier i Balmorel

Ovenstående kategorier er, som det fremgår, defineret ved en række forskellige mulige investeringer i forskellige teknologier fra Energistyrelsens teknologikatalog. Dette teknologikatalog er baseret på Energistyrelsens og Energinet.dks "Technology Data for Energy Plants" fra juni 2010. Modellen har endvidere mulighed for at ombygge eksisterende dampturbineanlæg til biomasse samt skifte naturgasfyrede kraftværker til opgraderet biogas.

## Atomkraftanlæg

Der hersker i dag en betydelig usikkerhed om de faktiske omkostninger ved etablering og sikker drift af nye atomkraftanlæg. Dette afspejler dels forskelle i nationale betingelser for etablering af sådanne anlæg og dels manglen på erfaringsbaseret materiale, fordi der ikke er en række lande ikke har været opført nye anlæg gennem en længere årrække<sup>14</sup>.

Usikkerheden er blandt andet knyttet til størrelsen af anlægsomkostningerne og til tiden fra beslutning til idriftsættelse. På den ene side er der forventninger om, at nye reaktor-teknikker (generation III) kan føre til mere sikre anlæg og lavere omkostninger, på den anden side viser erfaringer fra etableringen af det seneste finske atomkraftanlæg en væsentlig overskridelse af økonomi- og tidsbudget, hvilket stiller spørgsmålstegn ved troværdigheden af eksisterende planlægningsdata for atomkraftværker.

Atomkrafts styrke er bl.a. evnen til at levere betydelige mængder elektricitet med et lavt CO<sub>2</sub>-indhold til stabile marginale omkostninger. Der er imidlertid en høj kapitalrisiko og lange opførelsetider forbundet med teknologien. Slutdeponering af radioaktivt affald, høje sikkerhedskrav og spørgsmål vedrørende koblingen til spredning af radioaktivt materiale er forhold, som i dag er uløste og som skal adresseres for at atomkraft kan vurderes på linje med andre teknologier i den fremtidige globale energiforsyning<sup>15</sup>.

<sup>14</sup> "Projected costs of generating electricity", IEA og NEA, 2010, side 21

<sup>15</sup> Citeret fra "Projected costs of generating electricity", IEA og NEA, 2010, side 21

Den fremtidige udvikling i kapaciteten af atomkraft er afhængig af politiske beslutninger i de lande, der er omfattet af analysen, og spørgsmålet debatteres heftigt i flere landene.

I analysen er det valgt at lade atomkraftanlæg indgå som en eksogen bestemt teknologi, hvor der tages stilling til eksisterende anlæg land for land. Danmark og Norge forventes ikke at indføre atomkraft, da der ikke vurderes at være politisk basis herfor.

I Tyskland er det tidligere besluttet at atomkraftværkerne skal udfases 40 år efter idriftsættelsen. Beslutningen debatteres i øjeblikket og flere andre muligheder er introduceret. I analysen antages det, at halvdelen den eksisterende atomkraftkapacitet gradvist udfases frem mod 2050.

I Sverige har regeringen besluttet, at der kan investeres i nye atomkraftværker til erstatning for de eksisterende anlæg. I analysen antages atomkraftskapaciteten at stige med 410 MW i perioden 2010-20 som følge af renoveringer af eksisterende værker.

For Finland antages, at de eksisterende anlæg fortsætter frem til 2020. Den nye Olkiluoto 3-reaktor antages idriftsat i 2012.

#### Naturgas

For elproduktion på naturgas antages det, at det er muligt at øge 2010-produktionen med 10 % i hele modelområdet på landeniveau fremadrettet.

#### Brændselspriser

Udviklingen i brændselspriser for fossile brændsler baseres på den seneste fremskrivning fra IEA i deres årlige World Energy Outlook fra november 2009 (WEO 2009). I WEO præsenteres to forskellige fremskrivninger for brændselsprisudviklingen; en reference og et såkaldt 450-ppm-scenarie. Sidstnævnte fremskrivning anvendes i denne analyse, og repræsenterer en prisudvikling, hvor CO<sub>2</sub>-indholdet i atmosfæren antages ikke at må overstige 450-ppm, hvilket giver anledning til lavere priser på fossile brændsler sammenlignet med reference-fremskrivningen.

Biomassepriser baseres på et studie fra Energistyrelsens i 2009. 450-ppm-fremskrivningen i WEO-2009 og biomasseprisfremskrivningen fra Energistyrelsen rækker frem til 2030.

Der antages de samme brændselspriser i alle lande, med undtagelse af naturgas. For naturgas antages, at prisen er 10 % lavere i Norge end i Danmark, og at prisen i Sverige er 10 % højere end i Danmark.

I modellen er der anvendt differentierede transporttillæg for visse brændsler afhængigt af, om disse leveres til et centralt kraftvarmeværk, et decentralt kraftvarme- /fjernvarmeværk. Disse transporttillæg er antaget at være omkost-



ningsægte, og er ligeledes baseret på forudsætninger fra Energistyrelsen. Nedenstående figur viser brændselspriserne an centralt kraftværk.

**Elforbrugsfremskrivning** En elforbrugsfremskrivning er anvendt for hele modelområdet og baseres for, Sverige, Finland og Tyskland EU kommissionens rapport "EU energy trends to 2030". Den norske elforbrugsstigning er baseret på de forudsætninger som er anvendt i forbindelse med udarbejdelse af lov om elsertifikater – dvs 0,3 % årlig stigninger i perioden 2010-2020. <sup>16</sup> Den danske fremskrivning er baseret på Energistyrelsens forudsætninger fra maj 2010.

**CO<sub>2</sub>-kvotepris** Der er foretaget analyser med to niveau af CO<sub>2</sub>-priser. En moderat pris svarende til Energistyrelsens forudsætninger fra maj 2010 og et højere niveau baseret på Klimakommissionens ambitiøse fremtidsforløb.

Kr./ton (2008-kr)	Energistyrelsen	Klimakommissionen (Ambitiøs omverden Forløb)
2010	105	105
2020	186	270

Tabel 10: CO<sub>2</sub>-priser i modellen. Energistyrelsen 2009.

**CO<sub>2</sub>-emissionskoefficienter** De anvendte emissionskoefficienter ses i nedenstående tabel.

Brændsel	CO <sub>2</sub> - Kg/GJ
Kul	95,0
Naturgas	56,8
Fuelolie	78,0
Gasolie	74,0
Affald	32,5
Biogas	-29 <sup>17</sup>
Biomasse	0

Tabel 11: Emissionskoefficienter i modellen. Energistyrelsen 2009 (biogas-emissionen er baseret på egne beregninger).

**Biomassepotentialer** Potentialerne for energiafgrøder og skovbrug er udledt fra rapporten "How much bioenergy can Europe produce without harming the environment?" (EEA 2008), biogas- og bioaffaldspotentialet stammer fra Green-X database om dynamiske omkostningsreduceringskurver<sup>18</sup>.

<sup>16</sup>

<http://www.energinorge.no/getfile.php/FILER/AKTUELT/ENERGI%20OG%20KLIMA/Lov%20om%20elsertifikater%20Hoeringsnotat%208desember2010%20OED.pdf>

<sup>17</sup> Baseret på egne beregninger

<sup>18</sup> Norske data er baseret på de følgende kilder:

<http://www.fornybar.no/imagecache/43.OriginalImageData.20070320085549.jpg>

<http://www.fornybar.no/sitepageview.aspx?articleID=37>

[http://www.avfallnorge.no/fagomraader/energiutnyttelse/nyheter/energiutnyttelse\\_2008](http://www.avfallnorge.no/fagomraader/energiutnyttelse/nyheter/energiutnyttelse_2008) , 22.05.2009

Potentialerne er beregnet med baggrund i det samlede biomassepotentiale i regionen. Det samlede potentiale kan ikke anvendes i el og kraftvarmesektoren alene, da biomasse også finder og i øget grad vil finde anvendelse i industri, husholdninger og transportsektoren. Det antages, at 90 % af det samlede affalds-, biogas- og affaldstræpotentiale anvendes i el og kraftvarmesektoren, da disse brændsler vanskelige at håndtere og afbrænde. Af de samlede halm- og flispotentiale anvendes kun 40 %. Samlet set anvendes ca. 60 % af det samlede biomassepotentiale i el- og kraftvarmesektoren i denne analyse.

#### Fremskrivning af affaldsmængder

Der er i analysen foretaget en fremskrivning af affaldsmængderne. Den oprindelige fremskrivning for hele modelområdet er foretaget af RISØ DTU. Der er dog i denne analyse foretaget en tilpasning, så følgerne af finanskrisen medtages.

Finanskrisen har medført, at stigningen i affaldsmængderne er stagneret igennem 2-3 år, og der har derfor ikke været den forudsatte stigning fra 2006 og frem til i dag. Alle de belyste kilder forudsætter dog fortsat en betydelig vækst i affaldsmængderne på 1,3 % eller højere. Det er derfor vurderingen, at stigningen i affaldsmængderne vil forsinkes nogle år, men at stigningstaksten fortsat vil være 1,3 % per år eller endda lidt højere.

På baggrund af ovenstående, tages der i analysen højde for finanskrisens forskydning af affaldsmængderne, og affaldsmængderne holdes derfor i ro i 3 år, hvorefter de fremskrives med 1,3% frem til 2020.