



Ea Energianalyse

# **Elproduktionsomkostninger**

**Samfundsøkonomiske langsigtede marginalomkostninger for udvalgte teknologier**

08-04-2014

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</b>	<b>Baggrund og sammenfatning .....</b>	<b>4</b>
1.1	Resultater .....	5
<b>2</b>	<b>Metode .....</b>	<b>8</b>
<b>3</b>	<b>Beregning af elproduktionsomkostninger .....</b>	<b>10</b>
<b>4</b>	<b>Diskussion og følsomhedsberegninger .....</b>	<b>14</b>
4.1	Brændsels- og CO <sub>2</sub> -priser .....	14
4.2	Teknologidata .....	17
4.3	Kalkulationsrente .....	19
4.4	Byggerenter .....	21
4.5	Balanceringsomkostninger .....	22
4.6	Længden af betragtningsperioden .....	23
4.7	Værdi af varmeproduktion .....	26
4.8	Kraftvarme- og kondensdrift .....	31
4.9	Opsamling følsomhedsanalyser .....	34
<b>5</b>	<b>Ikke værdisatte effekter .....</b>	<b>38</b>
5.1	Systemværdi af el .....	38
5.2	Skatteforvridningstab .....	40
5.3	Scrap-værdi og nedtagningsomkostninger .....	41
5.4	Miljøeffekter .....	42

# 1 Baggrund og sammenfatning

Energistyrelsen har anmodet Ea Energianalyse om, at analysere omkostninger ved at producere el på nye anlæg ud fra en samfundsøkonomisk tilgang. I sammenligningen indgår i alt 10 teknologier, herunder vindmøller, solceller og termiske anlæg på biomasse og fossile brændsler. Anlæggene antages opført således, at første produktionsår er i 2016. Der er tale om et hypotetisk byggetidspunkt, da projektmodning og byggetid vil betyde, at nogle af produktionsanlæggene tidligst vil kunne etableres omkring 2020.

Langsigtede marginale produktionsomkostninger

Der er tale om som såkaldt langsigtede marginale produktionsomkostninger for nye enheder, hvori der indgår både kapitalomkostninger, driftsomkostninger, brændselsomkostninger og miljøomkostninger. For teknologier, der producerer både el og varme, indgår desuden værdien af varmesalg som en indtægt.

Beregningerne er struktureret omkring en grundberegning, der er suppleret med en række følsomhedsanalyser, der diskuterer de forskellige antagelser og kvantificerer deres betydning.

Brændsels- og CO<sub>2</sub>-priser

Grundberegningen er baseret på brændsels- og CO<sub>2</sub>-priser fra IEA's New Policy Scenario frem til 2035, hvorefter forudsætningerne ekstrapoleres lineært til 2050. New policy scenariet ligger også til grund for Energistyrelsens basisfremskrivninger. Der er anvendt en diskonteringsrente på 4 %, som anbefalet i Energistyrelsens vejledning til samfundsøkonomiske analyser. Teknologidata er baseret på Energistyrelsens og Energinet.dk's teknologikatalog, dog med undtagelse af solceller, hvor der anvendes en lavere investeringsomkostning, fordi katalogets data ikke tager højde for de seneste omkostningsreduktioner.

Ikke en systemberegning

Der er tale om uafhængige beregninger for de enkelte teknologier og ikke om en samlet systemberegning. Beregningen tager således som udgangspunkt ikke hensyn til, at den producerede el fra forskellige anlæg vil have forskellig værdi for elsystemet. Resultaterne kan således anvendes til en overordnet vurdering af omkostninger ved elproduktion på forskellige teknologier, men kan ikke direkte anvendes til en vurdering af, om størstedelen af energisystemet bør være baseret på den ene, eller den anden teknologitype.

Ligeledes kan tilskudsbehovet for at forskellige teknologier kan klare sig i elmarkedet ikke direkte udledes af resultaterne, da dette ville kræve både en vurdering af fremtidige elmarkedspriser, markedsværdien af elproduktion på

forskellige teknologier i forhold til denne og en vurdering af investorers afkastkrav, som kan være forskelligt fra teknologi til teknologi, bl.a. fordi teknologierne har forskellige risikoprofiler.

Resultatet af analysen er sammenfattet i næste afsnit, hvorefter metoden og grundberegningen præsenteres i større detaljer i hhv. kapitel 2 og 3. I kapitel 4 beskrives og diskuteres de forskellige forudsætninger, og betydningen kvantificeres ved forskellige følsomhedsanalyser. Kapitlet afsluttes med en sammenfattende følsomhedsanalyse. I kapitel 5 diskuteres en række forhold, der ikke er taget højde for i beregningerne, herunder systemværdien af den producerede el.

## 1.1 Resultater

Grundberegningen viser, at nye landvindmøller har de laveste langsigtede marginale produktionsomkostninger på godt 320 kr./MWh. De øvrige teknologier har alle noget højere produktionsomkostninger. Kulbaseret kraftvarme (inkl. en CO<sub>2</sub>-kvotepris på 192 kr./ton), er næstbilligst med en omkostning på ca. 540 kr./MWh og herefter følger træpillefyrede ombyggede kulværker og store naturgasfyrede CC-anlæg. Produktionsomkostningerne for offshore vindkraft ligger på godt 580 kr./MWh, mens de nye biomassebaserede kraftvarmeanlæg (fyret med træpiller, halm og flis) har produktionsomkostninger på mellem 750 og 850 kr./MWh. Solceller er oppe i 900 kr./MWh.

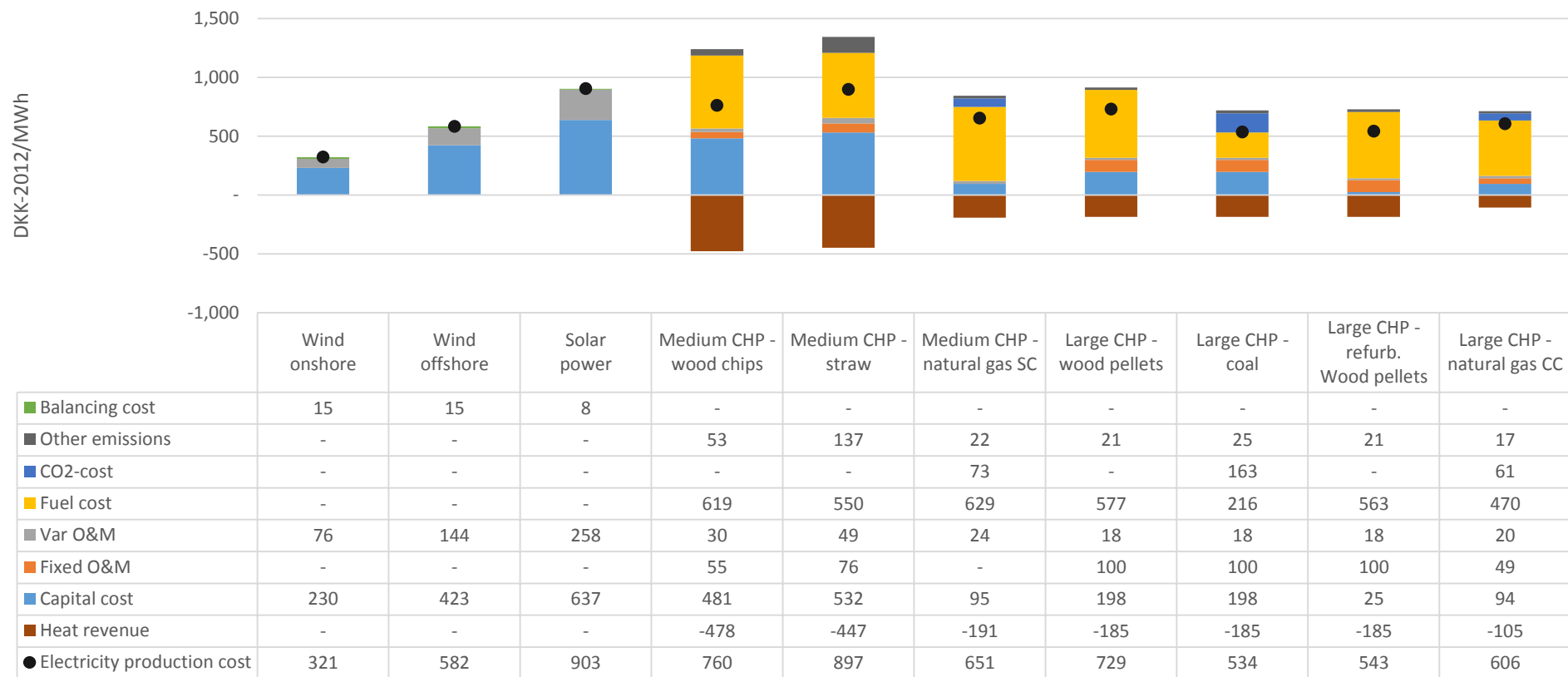
### Følsomhedsanalyser

Følsomhedsanalyserne viser, at de vigtigste usikkerhedsfaktorer vedrører varmeprisen for kraftvarmeteknologier, antagelser om fremtidige CO<sub>2</sub>-priser og kalkulationsrenten. Afhængigt af disse parametre kan rækkefølgen af de billigste teknologier ændre sig. Generelt er onshore vindkraft dog den billigste teknologi.

Særligt værdien af varmesalg er afgørende for økonomien ved kraftvarmeproduktion. I grundberegningen indgår en værdi af varmesalg på 50 kr./GJ. Dette kan ses som et udtryk for, at værkerne indgår i et varmesystem, hvor de ikke kan få fuld værdi af varmeproduktionen i alle deres driftstimer på grund af konkurrerende kraftvarmeværker.

Sættes værdien af varmesalg i stedet ud fra omkostningerne ved at producere varme på en fliskedel eller en eldrevet varmepumpe (ca. 80 kr./GJ) vil de fleste kraftvarmeteknologier kunne producere el til en pris, der ligger under elproduktionsomkostningen for offshore vind i modsætning til resultaterne i grundberegningen. Varmeprisen har særligt stor betydning for produktions-

omkostningen for decentral biomassebaseret kraftvarme, da disse anlæg demonstrerer forholdsvis lave elvirkningsgrader og høje varmevirkningsgrader.



Figur 1: Grundberegning for elproduktionsomkostninger for teknologier opført i 2015. Det bemærkes, at elproduktionsomkostningen for det ombyggede kulkraftværk ("Large CHP refurb. Wood Pellets") ikke er fuldt sammenlignelig med de øvrige teknologier, da der her ikke er tale om et nyt produktionsanlæg.

## 2 Metode

### Beregning

Elproduktionsomkostningerne er beregnet som enhedsomkostninger, dvs. kr./MWh, for 10 forskellige teknologier. Der er tale om som såkaldt langsigtede marginale produktionsomkostninger for nye enheder, hvori der indgår både kapitalomkostninger, driftsomkostninger, brændselsomkostninger og miljøomkostninger. Det skal dog bemærkes, at de viste elproduktionsomkostninger for det ombyggede kulkraftværk forudsætter et eksisterende kulkraftværk. De er derfor ikke fuldt sammenlignelige med omkostningen på de øvrige teknologier.

Der er tale om uafhængige beregninger for de enkelte teknologier, og ikke om en samlet systemberegning, som det f.eks. er tilfældet med analyser gennemført med en energimarkedsmodel. Der indgår alene teknologirelaterede omkostninger, mens forhold om tilskud, afgifter, værdien af elsalg på spotmarkedet ikke er medtaget. Ligeledes er mulige besparelser eller merudgifter på systemniveau som følge af højere eller lavere elpriser ikke inkluderet. En undtagelse er balanceringsomkostninger for vind og sol, som relaterer sig til, at produktionen af el ikke kan forudsiges præcist.

### Model

Til opgaven er der udviklet en regnearksmodel, som giver mulighed for at variere relevante parametre i beregningen og for at gennemføre følsomhedsberegninger. Modellen er struktureret omkring et centralt ark, hvor de primære parametre bestemmes og resultaterne præsenteres. Derudover er de forskellige forudsætninger defineret i en række underark, og selve beregningen foregår ligeledes i et separat ark.

### Prisudviklinger

Beregningsmæssigt foretages opgørelsen af omkostninger og indtægter for et enkelt år. Investeringer håndteres ved at betragte de årlige kapitalomkostninger opgjort ud fra anlæggenes levetid og den forudsatte kalkulationsrente. For at tage højde for, at prisen på brændsler og CO<sub>2</sub> udvikler sig over tid, betragtes disse over en periode, der svarer til teknologiernes levetid og tilbagediskonteres til beregningsåret 2016. Tilbagediskonteringen foretages med den samme kalkulationsrente, som anvendes til beregningen af de årlige kapitalomkostninger. Længden af perioden, som priserne tilbagediskonteres over, afhænger bl.a. af teknologiernes levetid. Dette er nærmere diskuteret i afsnit 4.6. Samtlige resultater i dette notat er angivet i faste 2012-kr.



Følsomhedsberegninger Der er gennemført to sæt følsomhedsberegninger, som har to forskellige formål:

1. Følsomhedsberegninger, der viser den isolerede effekt af variationen på udvalgte parametre i forhold til grundberegningen.
2. Følsomhedsberegninger, der beskriver det samlede udfaldsrum, og på baggrund af sandsynligheden for variationerne angiver en gennemsnitsværdi og fraktiler.

### 3 Beregning af elproduktionsomkostninger

Grundberegningen er baseret på brændsels- og CO<sub>2</sub>-priser fra IEA's New Policy Scenario frem til 2035, hvorefter forudsætningerne ekstrapoleres lineært til 2050. New policy scenariet ligger også til grund for Energistyrelsens basisfremskrivninger. Der er anvendt en diskonteringsrente på 4 %, som anbefalet i Energistyrelsens vejledning til samfundsøkonomiske analyser.

Forudsætninger for grundberegningen og gennemførte følsomhedsanalyser er opsummeret i tabel 1.

Teknologidata er baseret på Energistyrelsens og Energinet.dk's teknologikatalog (version januar 2014), dog med undtagelse af solceller, hvor der anvendes en lavere investeringsomkostning, fordi katalogets data ikke tager højde for de seneste omkostningsreduktioner. Den opdaterede investeringsomkostning for solceller er oplyst af Energistyrelsen og udgør 9 mio. kr. per MW.

Parameter	
Priser på fossile brændsler	<p><b>Grundberegning:</b> Konvergens fra aktuelle forwardpriser til IEA's WEO New Policies Scenarie<sup>1</sup>. IEA's priser anvendes fra 2020.</p> <p><b>Variationer:</b> Scenarier for høje og lave brændselspriser, der tager højde for såvel klimapolitiske scenarier og markedsfaktorer.</p>
Biomassepriser	<p><b>Grundberegning:</b> Baseret på medium-scenariet for biomassepriser i <i>Analysis of biomass prices</i>, Ea Energianalyse 2013. Det scenarie læner sig op ad IEA's New Policy Scenarie.</p> <p><b>Variationer:</b> Scenarier for høje og lave priser, der tager højde for den generelle efterspørgsel efter biomasse som følge af bl.a. klimapolitik.</p>
CO2-priser	<p><b>Grundberegning:</b> Konvergens fra aktuelle (lave) forwardpriser til IEA's WEO (New Policies Scenarie)<sup>2</sup>.</p> <p><b>Variationer:</b> Konvergens fra aktuelle forwardpriser til hhv. IEA's 450 ppm-scenarie og IEA's Current Policies-scenarie.</p>
Teknologiomkostning	<p><b>Grundberegning:</b> Energistyrelsens teknologikatalog</p> <p><b>Variationer:</b> +/- 25 % på investering og D&amp;V</p>
Kalkulationsrente	<p><b>Grundberegning:</b> 4%</p> <p><b>Variationer:</b> 2%, 6%, 10%</p>
Byggerenter (IDC)	<p><b>Grundberegning:</b> Med byggerenter</p> <p><b>Variation:</b> Uden byggerenter</p>
Balanceringsomkostninger	<p><b>Grundberegning:</b> 15 kr./MWh for vind. 7,5 kr./MWh for sol</p>
Længden af betragtningsperioden	<p><b>Grundberegning:</b> Betragtningperiode svarer til den enkelte teknologis økonomiske levetid. Maksimalt teknisk levetid.</p> <p><b>Alternativ:</b> Kortere betragtningperiode</p>
Annuisering af kapitalomkostninger	<p><b>Grundberegning:</b> Annuisering over den økonomiske levetid. Maksimalt teknisk levetid.</p> <p><b>Alternative:</b> Annuisering over kortere periode.</p>
Værdi af varmeproduktion	<p><b>Grundberegning:</b> 50 kr./GJ</p> <p><b>Variationer:</b> 20 kr./GJ, 80 kr./GJ og 125 % varmevirkningsgrad.</p>
Fuldlasttimer VE	<p><b>Grundberegning:</b> Onshore/Offshore 3000/4200, Sol: 850</p> <p><b>Variationer:</b> +/- 15%</p>
Fuldlasttimer termisk (KV – og kondensdrift)	<p><b>Grundberegning:</b> KV: 4000 + 1000 kondens</p> <p><b>Alternativer:</b> +/- 1000 timer, kondensdrift</p>

<sup>1</sup> Update of fossil fuel and CO2 price projection assumptions, Ea energianalyse 2014

<sup>2</sup> Update of fossil fuel and CO2 price projection assumptions, Ea energianalyse 2014

Tabel 1: Forudsætninger for beregning af elproduktionsomkostninger.

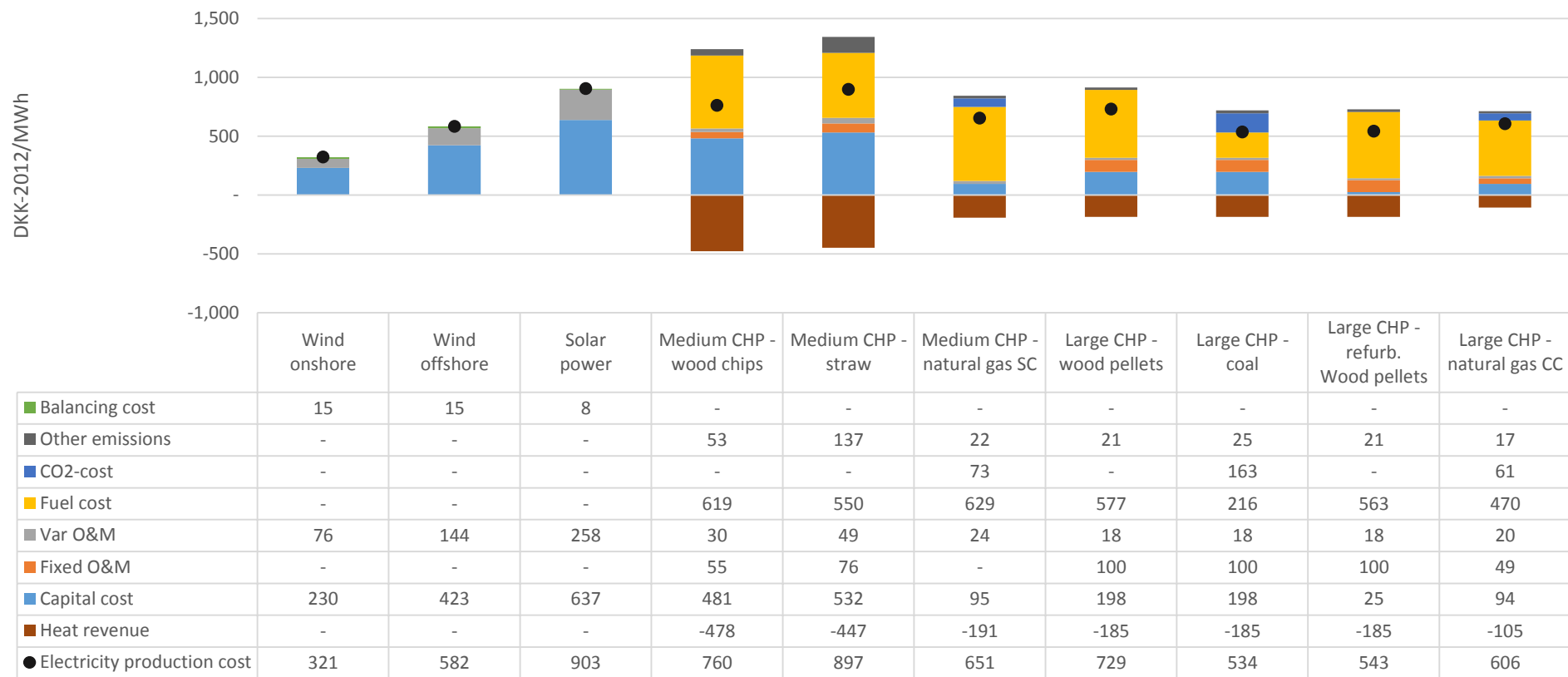
Figur 2 viser grundberegningens resultat for elproduktionsomkostninger for de 10 teknologier. Det påpeges, at omkostningerne adskiller sig væsentligt fra de kortsigtede marginalomkostninger på eksisterende værker, både fordi kapital og faste drift- og vedligeholdelsesomkostninger ikke vil indgå her, og fordi der her indgår tilbagediskonterede brændsel og CO<sub>2</sub> priser. Dagens priser er væsentligt lavere, især for CO<sub>2</sub>.

Det fremgår af figuren, at ny onshore vindkraft har de laveste produktionsomkostninger. Næstbilligste teknologi er kulbaseret kraftvarme, inkl. en CO<sub>2</sub>-kvotepris på 192 kr./ton (den tilbagediskonterede gennemsnits CO<sub>2</sub>-pris over den betragtede periode for kulraft). Produktionsomkostningerne for offshore vindkraft ligger på godt 583 kr./MWh<sup>3</sup>. Elproduktionsomkostningen for offshore vindkraft ligger på omtrent samme niveau som kraftvarmebaseret elproduktion fra store naturgasfyrede CC-anlæg og træpillefyrede ombyggede kulværker, som dog forudsætter tilstedeværelsen af et eksisterende kulraftværk. Biomassebaseret kraftvarmeproduktion og single-cycle gasturbiner har elproduktionsomkostninger, der ligger mellem 12 og 45 % over omkostningen for offshore vindkraft, hvor forskellen for naturgasanlægget er mindst og halmfyret kraftvarme er dyrest. Det fremgår således, at de biomassefyrede kraftværker ikke vil være konkurrencedygtige med vindkraft under de valgte forudsætninger.

Varmeindtægten har meget stor betydning for kraftvarmeteknologierne, herunder specielt de decentrale biomassekraftvarmeanlæg, som udviser forholdsvist lave elvirkningsgrader. Også kulbaseret elproduktion uden varmegrundlag vil ikke være konkurrencedygtig i forhold til vindkraft.

---

<sup>3</sup> Forsimplet beregning med en antaget levetid på 25 år, en afregningspris på 1050 kr./MWh i løbende priser til og med 2025, herefter antages afregningsprisen at ligge 20% under elprisen i energistyrelsens basisfremskrivning.



Figur 2: Grundberegning for elproduktionsomkostninger for teknologier opført i 2015.

## 4 Diskussion og følsomhedsberegninger

Beregningen af elproduktionsomkostninger er i høj grad afhængig af de valgte forudsætninger, som har betydning for såvel niveauet af og forholdet imellem elproduktionsomkostningerne. Forudsætninger og relevante følsomhedsberegninger beskrives i det følgende.

### 4.1 Brændsels- og CO<sub>2</sub>-priser

Energistyrelsens forudsætninger for brændsels- og CO<sub>2</sub>-priser er senest blevet opdateret i efteråret 2012. I denne opgave er det valgt at tage udgangspunkt i nyere fremskrivninger. De to centrale kilder er to rapporter, som Ea Energi-analyse har udarbejdet for Energistyrelsen, og som forventes at danne baggrund for en kommende udgivelse af Energistyrelsens forudsætninger for brændsels- og CO<sub>2</sub>-priser:

- *Update of fossil fuel and CO<sub>2</sub> price projection assumptions*, Ea Energi-analyse 2014
- *Analysis of biomass prices*, Ea Energi-analyse 2013

Disse fremskrivninger betegnes her ENS-2014. Der kan i sagens natur være afvigelser fra kommende udgivelser fra Energistyrelsen. Der opereres med tre sæt fremskrivninger for brændsels- og CO<sub>2</sub>-priser, hvoraf den første anvendes i grundberegningen og de andre to anvendes i en følsomhedsberegning:

1. ENS-2014 base, som læner sig op ad IEA's New Policy scenarie
2. ENS-2014 450ppm, som læner sig op ad IEA's 450ppm scenarie
3. ENS-2014 Current Policies, som bl.a. læner sig op ad IEA's Current Policies scenarie.

Det bemærkes, at selvom der anvendes betegnelser fra IEA's scenarier, indgår der også andre faktorer. Baggrunden for de tre sæt fremskrivninger er særskilt beskrevet nedenfor for hhv. fossile brændsler, biomasse og CO<sub>2</sub>-priser.

#### Fossile brændsler

Der er taget udgangspunkt i *Update of fossil fuel and CO<sub>2</sub> price projection assumptions*, Ea energi-analyse 2014 inkl. transporttillæg til de respektive forbrugssteder. Basisantagelsen i kilden læner sig op ad IEA's New Policy-scenarie i WEO. Der anvendes en konvergens fra de aktuelle forwardpriser på brændsler til i 2020 at nå IEA's fremskrivninger. I kilden er der desuden anført to yderligere scenarier, som tager udgangspunkt i hhv. IEA's 450 ppm-scenarie og IEA's Current Policies-scenarie, og som her anvendes i følsomhedsbereg-

ningerne. Udover klimapolitiken fra IEA's scenarier indgår der i kildens scenarier dog også andre faktorer, der kan føre til hhv. høje og lave brændselspriser. Dette inkluderer bl.a. usikkerhed om teknologiudvikling og den generelle efterspørgsel på det globale marked. Der er i kilden ikke taget stilling til, om scenarier for høje priser på de forskellige brændsler er komplementære, dvs. nødvendigvis optræder samtidigt. Det er her valgt at variere samtlige priser på fossile brændsler på samme tid, da følsomhedsberegningen primært skal afdekke udfaldsrummet for elproduktionsomkostningen ved forskellige teknologier. Der tillægges transportomkostninger for fossile brændsler an værk, afhængigt af om værket er placeret centralt eller decentralt.

## Biomassepriser

Antagelserne for biomassepriser er baseret på *Analysis of biomass prices*, Ea Energianalyse 2013, som angiver både en central fremskrivning og to variationer med hhv. høje og lave biomassepriser, som her anvendes i følsomhedsanalyser. Den centrale fremskrivning læner sig op ad tankegangen bag IEA's New Policy scenarie (udgaven fra 2012), og ligger derfor nogenlunde i tråd med basisfremskrivningen for de fossile brændsler. Analysen af biomassepriser blev udført før udgivelsen af WEO 2013, som fremskrivningen af de fossile brændsler er baseret på. Det lave prisscenarie kan dels være drevet af lavere klimapolitiske mål, som i IEA's Current Policy-scenarie, men også andre faktorer har væsentlig betydning, fx udviklingen i det globale kødforbrug, der har indflydelse på anvendelsen af landbrugsarealer. Det høje prisscenarie læner sig især op ad en øget global efterspørgsel efter biomasse som følge en klimapolitik, som også kan findes i IEA's 450 ppm-scenarie. Der er en tæt sammenhæng imellem priserne på halm, træflis og træpiller, og de forskellige priser varieres derfor samtidigt.

Der er ikke tillagt transporttillæg for træflis an forbrugssted. Dette er ikke nærmere analyseret i kilden. Som udgangspunkt vil store værker dog have adgang til en havn, og prisen an kraftværk vil derfor ligge tæt på CIF-prisen (Importprisen til Danmark). For lokale værker kan der være lokale biomasseressourcer med en lavere pris, og omkostningen er derfor ikke nødvendigvis højere end CIF-prisen. CIF-prisen plus et transporttillæg vil i praksis fungere som øvre grænse for prisen an lokalt værk. Da halm er prissat i forhold til træflis, er der heller ikke tillagt eksplicitte transportomkostninger for halm, og der er dermed ingen forskel imellem halmprisen an værk og an kraftværk. For træpiller tillægges en transportomkostning an kraftværk svarende til Energi styrelsens forudsætninger fra efteråret 2012.

På grund af de forskellige faktorer, der har indflydelse på hhv. priser på fossile brændsler og biomasse, er det ikke givet, om høje priser på biomasse vil forekomme samtidig med høje priser på fossile brændsler eller omvendt. Her er det dog i følsomhedsanalysen valgt at variere priser på biomasse og fossile brændsler i tråd med tendens i IEA's scenarier. Det betyder, at høje priser på fossile brændsler optræder i en udvikling svarende til IEA's Current Policy scenarie, og derfor samtidig med lave priser på biomasse. Omvendt optræder høje biomassepriser samtidig med lavere priser på fossile brændsler.

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

Der er taget udgangspunkt i *Update of fossil fuel and CO<sub>2</sub> price projection assumptions*, Ea energianalyse 2014, som anvender en konvergens fra de aktuelle forwardpriser på CO<sub>2</sub>-priser til i 2020 at nå IEA's fremskrivninger. Basisfremskrivningen i denne publikation læner sig op ad IEA's New Policy scenarie, mens variationerne læner sig op ad hhv. IEA's Current Policy Scenarie (lavere CO<sub>2</sub>-priser) og IEA's 450 ppm-scenarie (højere CO<sub>2</sub>-priser). Basisfremskrivningen anvendes i grundberegningen, mens de to andre scenarier anvendes i følsomhedsberegningerne.

#### Andre emissionsomkostninger

Udledning af metan og lattergas er værdisat i forhold til deres CO<sub>2</sub>-ækvivalent på hhv. 25 og 295 ifølge Energistyrelsens forudsætninger.

NO<sub>x</sub> og SO<sub>2</sub> er værdisat med hhv. 50 og 96 kr./kg ifølge Energistyrelsens forudsætninger. Det bemærkes, at der her er tale om samfundsøkonomiske priser, som ikke er direkte sammenlignelige med de faktorpriser, der anvendes for teknologiomkostninger, brændselspriser og CO<sub>2</sub>-emissioner. Det skyldes, at faktorpriserne skal ganges med nettoafgiftsfaktoren for at få den samfundsøkonomiske værdi i en fuld samfundsøkonomisk analyse, mens emissionsomkostningerne allerede er opgjort samfundsøkonomisk. Det betyder, at emissionsomkostningerne i en fuld samfundsøkonomisk analyse vil betyde forholdsmæssigt mindre.

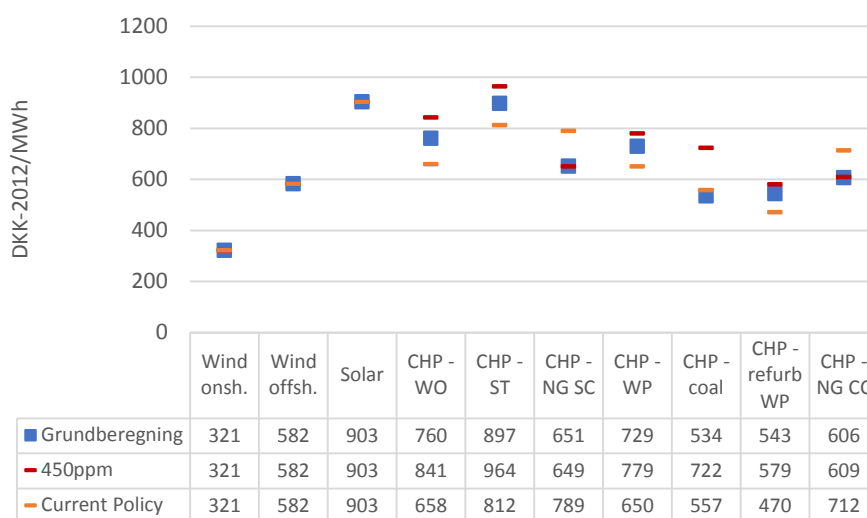
Energistyrelsen gør derudover opmærksom på, at der er en revision af tallene under udarbejdelse, hvor der anvendes en national afgrænsning, så der i stedet for skadesomkostningen som pris bruges den marginale reduktionsomkostning i Danmark. Dette forventes at give lavere værdisættelse af emissioner af NO<sub>x</sub> og SO<sub>2</sub>.



Prisernes betydning for elproduktionsomkostninger

Lavere biomassepriser i Current Policy-scenariet fører til at omkostningen på decentral træflisbaseret kraftvarmeproduktion ligger tættere på prisen for offshore vindkraft og på niveau eller under omkostningen med naturgasfyrte kraftvarme (Figur 3).

Omkostningen for naturgasbaseret kraftvarme er stort set upåvirket af 450 ppm-scenariet, da de lavere brændselsomkostninger opvejes af højere CO<sub>2</sub>-priser, til gengæld øges omkostninger i Current Policy scenariet på grund af højere brændselspriser. For kulkraft resulterer 450 ppm-scenariet dog i en betydelig meromkostning på op til 200 kr./MWh på grund af den højere CO<sub>2</sub>-pris og de næsten uændrede brændselspriser. Det bemærkes, at den laveste produktionsomkostning for kulkraftvarme i 450 ppm-scenariet opnås ved at reducere levetiden fra den tekniske levetid på 40 år til en økonomisk levetid på knap 20 år i 450 ppm-scenariet. Herved begrænses betydningen af den stigende CO<sub>2</sub>-pris og dette er nok til at opveje at kapitalomkostningerne øges, fordi anlægget så afskrives over en kortere periode. Dette er nærmere forklaret i afsnit 4.6.



Figur 3: Følsomhedsanalyse for brændsels- og CO<sub>2</sub>-priser.

## 4.2 Teknologidata

Teknologidata er baseret på Energistyrelsens og Energinet.dk's teknologikatalog<sup>4</sup> inklusiv seneste opdatering fra jan 2014. Efter aftale med Energistyrelsen er de på tabel 2 viste teknologier fra teknologikataloget inkluderet i beregningerne.

<sup>4</sup> Technology Data for Energy Plants, Danish Energy Agency and Energinet.dk, 2012 – updated 2014.

Teknologi	Type	Kildehenvisning	Anvendt forkortelse
Wind onshore	Vindkraft	20 Wind Turbines Onshore - Large	Wind onsh.
Wind offshore	Vindkraft	21 Wind Turbines Offshore	Wind offsh.
Solar power	Solceller	22 Solar Photovoltaic Cells, Grid-connected Systems	Solar
Medium CHP - wood chips	KV - Modtryk	09 Biomass CHP, Steam Turbine - Woodchips Medium	CHP – WO
Medium CHP - straw	KV - Modtryk	09 Biomass CHP, Steam Turbine - Straw Medium	CHP – ST
Medium CHP - natural gas SC	KV - Modtryk	04 Gas Turbine Single Cycle - Large Scale Plant	CHP - NG SC
Large CHP - wood pellets	KV - Udtag	01 Advanced Pulverized Fuel Power Plant - Wood Pellets	CHP – WP
Large CHP - coal	KV - Udtag	01 Advanced Pulverized Fuel Power Plant - Coal CHP	CHP – coal
Large CHP - refurb. Wood pellets	KV - Udtag	03 Rebuilding coal power plants to biomass	CHP - refurb WP
Large CHP - natural gas CC	KV - Udtag	05 Gas Turbine Combined Cycle - Steam Extraction	CHP - NG CC

Tabel 2: Oversigt over inkluderede teknologier og deres betegnelse i teknologikataloget.

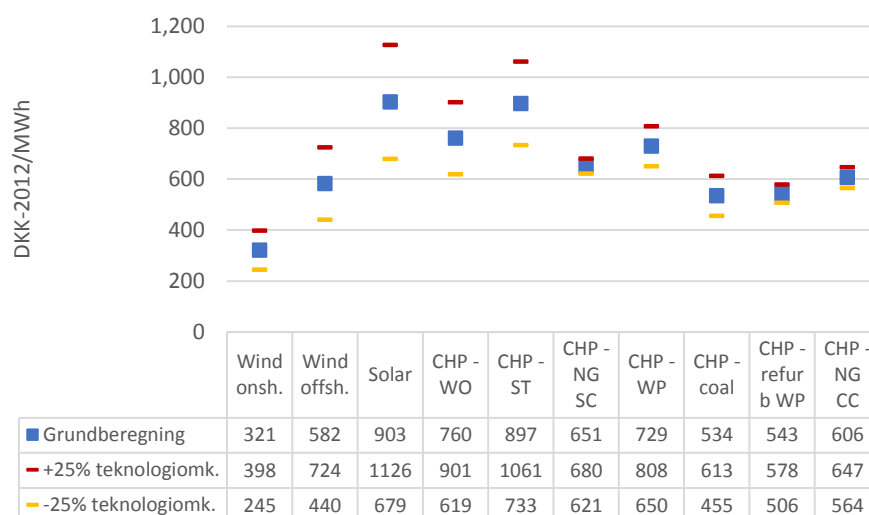
For ombygning af eksisterende kulkraftværker til træpillefyring, vil de tekniske data og levetiden afhænge af det eksisterende kulkraftværk. De tekniske data er her forsimplet sat lig med et nyt træpillefyret udtagsværk. Dette vil normalt være en overvurdering af effektiviteten og levetiden, da eksisterende kulkraftværker har lavere virkningsgrader.

Det har ikke været muligt at gennemføre en detaljeret analyse af teknologiforudsætningerne i forbindelse med denne opgave. Der er dog generelt en væsentlig usikkerhed forbundet omkostningsdata. Dette relaterer sig både til markedsmæssige forhold (konjunkturer, produktionsflaskehalse, råvarepriser), der kan resultere i betydelige prisudsving også på relativ kort sigt samt til betydningen af lokale forhold, herunder eksempelvis havdybde for havmølleparker og adgangsforhold ved kraftværkspladser.

For at vurdere betydningen af teknologiomkostninger er der her foretaget forsimplede følsomhedsanalyser hvor investeringen samt drifts- og vedligeholdelsesomkostninger er varieret med plus/minus 25 procent. Dette er et skøn, bl.a. baseret på Ea Energianalyses erfaringer med kraftværksprojekter. Usikkerheden på teknologiomkostninger kan dog være forskellig på forskellige teknologier.

Betydningen af ændringer på teknologiomkostningerne er størst for teknologierne med en høj investering, dvs. vindkraft, sol og decentral biomasse kraft-

varme (Figur 4). Offshore vindkraft går således fra en meromkostning på ca. 50 kr./MWh i forhold til kulbaseret kraftvarme til en omkostning der ligger 15 kr./MWh under omkostningen for kulbaseret kraftvarme. Derimod er naturgasteknologierne næsten upåvirkede.



Figur 4: Følsomhedsberegninger for variation af teknologiomkostning på +/- 25 %.

### 4.3 Kalkulationsrente

Som udgangspunkt anvendes en samfundsøkonomisk real rente på 4 % i overensstemmelse med Energistyrelsens vejledning i samfundsøkonomiske analyser på energiområdet<sup>5</sup>. Vi foretager dertil følsomhedsanalyser med realrenter på 2 %, 6 % og 10 %.

2% er den rente, der anbefales på lang sigt >70 år for projekter med meget lang løbetid. Det svarer i øvrigt til niveauet i Tyskland, hvor der anvendes en samfundsøkonomisk rente på 2,2 %<sup>6</sup>.

6 % realrente vurderes, at svare til en kommerciel investors forrentningskrav – inklusiv risikopræmie - i det nuværende marked med lave markedsrenter og mulighed for en vis risikoafdækning via støttesystemer.

<sup>5</sup> Tillægsblad, dateret 12 juni 2013- [http://www.ens.dk/sites/ens.dk/files/info/tal-kort/fremskrivninger-analyser-modeller/samfundsoekonomiske-analysemetoder/notat\\_om\\_kalkulationsrenten\\_juni\\_2013.pdf](http://www.ens.dk/sites/ens.dk/files/info/tal-kort/fremskrivninger-analyser-modeller/samfundsoekonomiske-analysemetoder/notat_om_kalkulationsrenten_juni_2013.pdf)

<sup>6</sup> Ifølge notat fra Concito fra 2011, "Den samfundsøkonomiske kalkulationsrente – fakta og etik" [http://concito.dk/files/dokumenter/artikler/notat-den\\_samfundsoekonomiske\\_kalkulationsrente\\_-\\_fakta\\_og\\_etik\\_10\\_feb\\_2011pressemeddelelser---statens-gr-nne-beregninger-under-al-kritik\\_3\\_2008165469\\_0.pdf](http://concito.dk/files/dokumenter/artikler/notat-den_samfundsoekonomiske_kalkulationsrente_-_fakta_og_etik_10_feb_2011pressemeddelelser---statens-gr-nne-beregninger-under-al-kritik_3_2008165469_0.pdf)

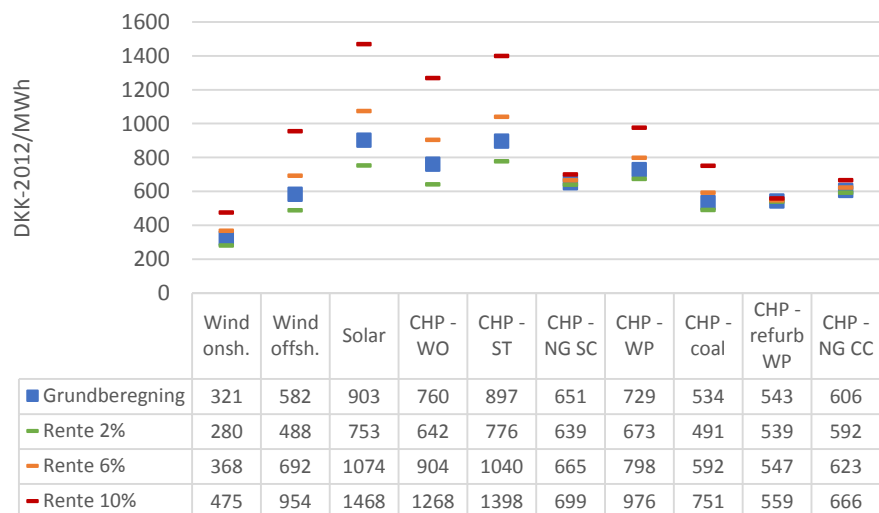
10 % realrente, vurderes at svare til en kommerciel investors forrentningskrav inklusiv risikopræmie, forudsat, at der er stor usikkerhed omkring investeringen fx pga. forhold vedrørende den fremtidige regulering.

I praksis kan forrentningskravene variere fra projekt til projekt og fra teknologi til teknologi, afhængigt af bl.a. projektets risikostruktur. De gennemførte følsomhedsberegninger skal derfor ses i lyset af dette, og ikke som den helt korrekte rente under forskellige forudsætninger.

Når kalkulationsrenten varieres har dette både indflydelse på både annuiseringen af kapitalomkostninger og tilbagediskonteringen af brændsels- og CO<sub>2</sub>-priser over betragtningsperioden.

Renteniveauet har størst indflydelse på teknologier med høje investeringsomkostninger, og slår derfor tydeligst igennem på elproduktionsomkostninger for sol, vindkraft og decentral biomasse. Ved en kalkulationsrente på 10 % øges den samlede elproduktionsomkostning på decentral træflis og offshore vindkraft således med ca. 65 % (Figur 5). Dermed øges meromkostningen ved offshore vindkraft i forhold til kulbaseret kraftvarme ved højere kalkulationsrenter. Ved en rente på 2 % falder omkostningen på offshore vindkraft derimod til under kulbaseret kraftvarme.

For de naturgasbaserede værker har en ændret kalkulationsrente kun lidt betydning, da investeringsomkostningerne er forholdsvis lave, og fordi stigningen i brændsels og CO<sub>2</sub>-priser får mindre betydning ved højere kalkulationsrenter.



Figur 5: Følsomhedsanalyse for forskellige niveauer af kalkulationsrenten.

#### 4.4 Byggerenter

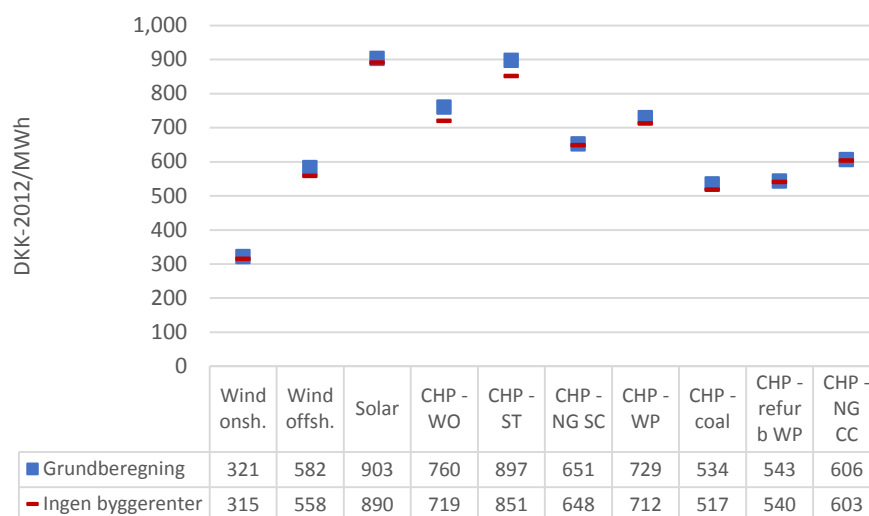
I teknologikataloget angives en forventet byggeperiode ("construction time"). På baggrund af denne har vi beregnet byggerenter i konstruktionsperioden for de enkelte teknologier.

Byggerenten udtrykker omkostningen ved at en del af investeringen lægges nogle år før projektstart (hvor investeringer andre steder i samfundet kunne give et afkast svarende til den samfundsmæssige kalkulationsrente). Der er derfor tale om en omkostning både fra et investorsynspunkt, men også fra et samfundsøkonomisk perspektiv.

Vi har forudsat et lineært byggeforløb og anvendt den samme kalkulationsrente, som også benyttes til annuisering af investering og tilbagediskontering af fremtidige priser på brændsler og CO<sub>2</sub>. Byggerenter indgår under kapitalomkostninger i resultaterne.

En årsag til ikke at inkludere byggerenter kan for eksempel være at byggeperioden kan variere afhængigt af de lokale forhold, samt at omkostningen afhængigt af kontrakterne kan ligge på enten bygherre eller leverandør. Den usikkerhed ekskluderes ved ikke at vise byggerenter.

Byggerenter gør teknologier med en længere byggeperiode forholdsvis dyrere i forhold til teknologier med en kort byggeperiode. Samtidig er betydningen størst for teknologier med høj investering. For offshore vindkraft udgør byggerenterne ved en kalkulationsrente på 4 % således ca. 6 % af investeringen, mens det er ca. 9 % for kulbaseret kraftvarme. Alligevel falder den relative forskel imellem elproduktionsomkostningen på offshore vindkraft og kulbaseret kraftvarme ved ekskludering af byggerenter, da investeringsomkostningerne betyder mest for offshore vindkraft (Figur 6).



Figur 6: Beregning med og uden hensyntagen til byggerenter.

#### 4.5 Balanceringsomkostninger

Balanceringsomkostninger relaterer sig til omkostningen i elmarkedet ved ikke at kunne producere el på de forventede tidspunkter hhv. at producere el på andre tidspunkter end planlagt. Disse ubalancer i forhold til en udmeldt plan skal balanceres ved køb og salg af el i elmarkedet. Balanceringsomkostninger er således særligt relevante for vindkraft og elproduktion fra solceller. Disse teknologier er ved indmelding af en elproduktionsplan til day-ahead markedet nødt til at basere sig på en prognose for elproduktionen baseret på meteorologiske modeller, og som vil afvige fra den faktiske produktion i driftstimen.

Ifølge Danmarks Vindmølleforening udgjorde den gennemsnitlige omkostning til balancering af vindkraft 15 kr./MWh i 2012<sup>7</sup>. Denne værdi er anvendt som estimat for balanceringsomkostningerne for hav- og landvindmøller i beregningerne.

For solceller har vi ikke haft adgang til gode data for balanceringsomkostningen, og derfor som et skøn anvendt 50 % af omkostningen for vindkraft.

For de termiske anlæg, kan der også være omkostninger til balanceringer, fx hvis et anlæg havarerer og derfor ikke kan producere som planlagt. De termiske anlæg kan dog også opnå indtægter fra levering af balanceringsydelser og andre systemtjenester. Det har ikke inden for rammerne af projektet været muligt at bestemme balanceringsomkostninger og -indtægter for de termiske

<sup>7</sup> "Faktablad Ø3 – Vindkraften og elregningen", Danmarks Vindmølleforening <http://www.dkvind.dk/fakta/O3.pdf>

anlæg nærmere. I beregningerne er anvendt en systemomkostning på 0 kr./MWh for termiske anlæg.

Balanceringsomkostninger er ikke et udtryk for systemets omkostning ved at skulle have adgang til produktionskapacitet i ind- eller udland i perioder, hvor der ikke er produktion fra fluktuerende VE-kilder. Dette er beskrevet i afsnit 5.1 om systemværdi af el.

#### 4.6 Længden af betragtningsperioden

Ved beregningen af de langsigtede marginalomkostninger spiller længden af betragtningsperioden ind på flere måder:

- Annuisering af kapitalomkostninger
- Tilbagediskontering af fremtidige brændsels- og CO<sub>2</sub>-priser

Vi har valgt altid at anvende samme tidshorisont for både annuisering af kapitalomkostninger og tilbagediskontering af fremtidige brændsels- og CO<sub>2</sub>-priser. Herved sikres, at teknologien afskrives over den samme periode, som brændselspriserne betragtes over.

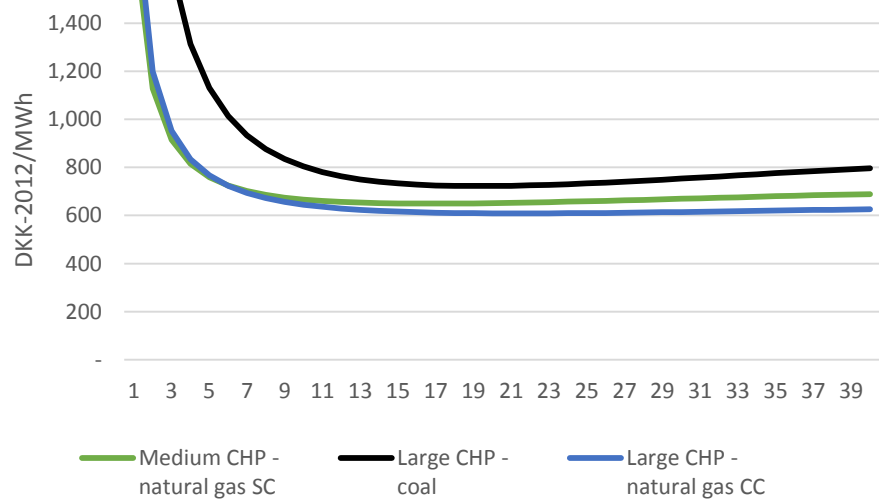
Som udgangspunkt anvendes ofte den tekniske levetid for at definere længden af betragtningsperioden. Normalt vil dette føre til den laveste langsigtede produktionsomkostning. På grund af tilbagediskonteringen af fremtidige brændsels- og CO<sub>2</sub>-priser (se Tabel 3), kan det dog vise sig at være bedre, at afskrive investeringsomkostningen over en kortere periode. I grundberegningen er dette alene relevant for Medium CHP - natural gas SC og kun i meget begrænset omfang: Ved en reduktion af betragtningsperioden fra den tekniske levetid på 25 år til en økonomisk levetid på 20 år opnås en reduktion af elproduktionsomkostningen på 3 kr./MWh.

DKK-2012/GJ	2016	2016 (20 år diskontering)	2016 (40 år diskontering)
Træflis	44	49	51
Naturgas	63	68	70
Kul	21	24	24
CO <sub>2</sub> (DKK/ton)	52	141	192
CO <sub>2</sub> (DKK/ton) 450 ppm	68	348	560

Tabel 3: Betydning af tilbagediskontering over forskellige betragtningsperioder

Et eksempel med større betydningen af en kortere betragtningsperiode er kulbaseret kraftvarme i et scenarie med høje fremtidige CO<sub>2</sub>-priser (450 ppm).

En betragtningsperiode på 40 år vil i dette tilfælde medføre lavest mulige kapitalomkostninger, men til gengæld øge de forventede CO<sub>2</sub>-priser i perioden kraftigt. Denne ulempe overstiger fordelene, og elproduktionsomkostningen bliver således ca. 10 % højere ved en betragtningsperiode på 40 år end for en periode på 19 år, som giver de laveste omkostninger (Figur 7).



Figur 7: Betydning af betragtningsperiode (antal år på x-aksen) for naturgas og kulbaseret kraftvarmeproduktion ved anvendelse af brændsels- og CO<sub>2</sub>-priser fra 450 ppm følsomhedsberegningen.

I beregningerne har vi valgt at anvende teknologiernes individuelle tekniske levetider som betragtningsperiode, med mindre en kortere betragtningsperiode giver en lavere produktionsomkostning, som forklaret ovenfor. Dette er et udtryk for, at den økonomiske levetid er kortere end den tekniske, også fra et samfundsøkonomisk synspunkt. Da den fulde investering afskrives over den reducerede betragtningsperiode er der ikke tale om skjulte omkostninger, som kommer senere. Hvis man vælger at se over en periode længere ude i fremtiden, vil teknologien med den kortere økonomiske levetid blivedyrere, pga. stigende brændsels- og CO<sub>2</sub>-priser.

Forskellige tekniske levetider på de forskellige teknologier vanskeliggør en direkte sammenligning af produktionsomkostningerne. Det skyldes, at en kortere levetid på teknologierne foruden højere kapitalomkostninger også kan indebære fordele, der ikke værdisættes i beregningen:

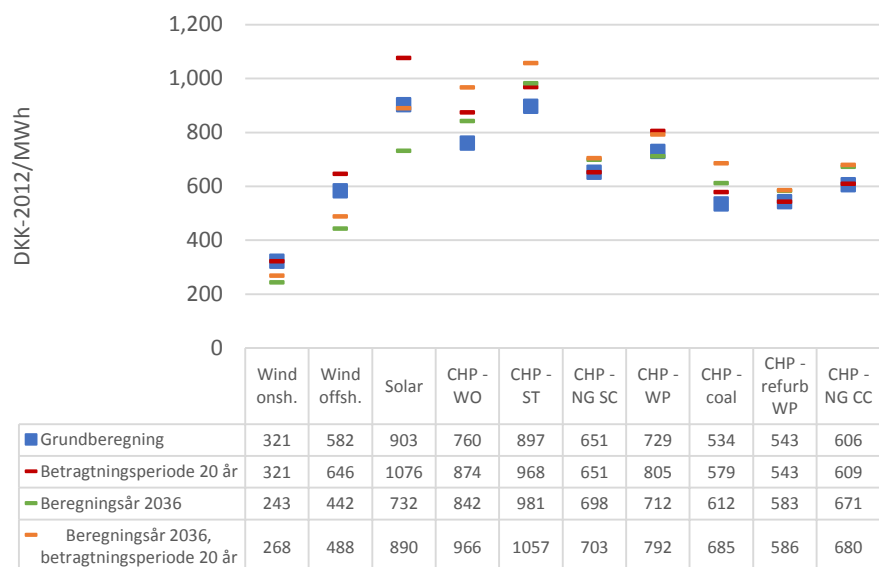
- Ved udløb af levetid er der mulighed for at investere i en ny teknologi af samme type og udnytte teknologiforbedringer (teknik og økonomi)



- Ved kortere levetid er der mulighed for at skifte teknologivalg ved udløb af den tekniske levetid

Et eksempel kan være et kraftvarmeværk med en levetid på 40 år i modsætning til en onshore vindmølle med en teknisk levetid på 20 år. Vælges vindmøllen vil man efter 20 år have mulighed for at investere i en ny (forbedret) vindmølle eller skifte til anden teknologi. Herved kan elproduktionsomkostningen set over de samme 40 år, som betragtes for kraftvarmeværket, reduceres. Kun hvis der hverken ses en ulempe ved at fastlåse teknologivalget i 40 år, eller hvis der slet ikke kan forventes teknologiudvikling, vil længden af betragtningsperioden være uden betydning.

For at illustrere dette er der gennemført en beregning, hvor betragtningsperioden er reduceret til 20 år, som er den korteste tekniske levetid for de analyserede teknologier. Derudover er der gennemført to indikative beregninger med teknologikatalogets teknologidata for 2030 og 2036 som beregningsår (første produktionsår). Denne beregning er igen gennemført med en betragtningsperiode på hhv. den tekniske levetid og en periode på kun 20 år. Det bemærkes, at det i denne sammenhæng er meget afgørende, hvilke brændsels- og CO<sub>2</sub>-priser der er forudsat, da f.eks. 450 ppm scenariet viser meget høje CO<sub>2</sub>-priser især på lang sigt. Her er der som i grundscenariet forudsat priser fra New Policies scenariet.



Figur 8: Betydning af kortere betragtningsperiode, samt indikation af betydning af teknologiudvikling.

Det fremgår af figur 8, at en betragtningsperiode på kun 20 år, øger elproduktionsomkostningen for de investeringstunge teknologier, for eksempel offshore vindkraft med ca. 60 kr./MWh og for træflis kraftvarme med godt 110 kr./MWh. De naturgasbaserede teknologier er upåvirkede, mens omkostningen for kulkraft stiger med 40 kr./MWh. Denne relativt lille stigning er til trods for, at betragtningsperioden for kulkraft reduceres væsentligt fra 40 til 20 år.

Den indikative beregning for 2036 viser, at betydningen af beregningsåret og mulige teknologiforbedringer har væsentlig større indflydelse. Således bliver offshore vindkraft næstbilligste teknologi og omkostningsforskellen imellem biomassebaseret kraftvarme baseret på fossile brændsler reduceres.

#### 4.7 Værdi af varmeproduktion

Værdien af varmesalg er afgørende for økonomien ved kraftvarmeproduktion. Samtidig er det ikke entydigt, hvilke omkostninger der kan tilskrives elproduktionen, og hvilke omkostninger der kan tilskrives varmeproduktion. En opdeling af omkostninger på el og varme kan have flere formål, herunder til brug i kontraktforhandlinger for fastsættelse af varmeprisen eller for miljødeklarationer. Uanset, om man fordeler omkostninger ved kraftvarmedrift på el- og varmesiden, eller om varmeproduktionen værdisættes til en bestemt pris, er hovedspørgsmålet, hvor stor en andel af omkostningerne varmesiden "overtager". Dansk Fjernvarme har bl.a. beskrevet følgende metoder til opgørelse af brændsel til el og varmeproduktion<sup>8</sup>:

- Energiindholdsmetoden: Andelen af emission/brændselsforbrug fordeles efter samme forhold som forholdet imellem el- og varmeproduktion.
- Varmevirkningsgradsmetoden: Andelen af emission/brændselsforbrug medgået til varmeproduktion bestemmes ud fra en defineret varmefordelingsgrad på typisk 120 %, 125 % eller 200 %. Den metode anvendes blandt andet ved afgiftsopgørelser og i Energistyrelsens basisfremskrivning og energistatistik.
- Energikvalitetsmetoden (merbrændselsmetoden): Andelen af emission/brændselsforbrug anvendt til varmeproduktion beregnes ud fra det ekstra brændsel, der anvendes for at producere el og varme i forhold til en situation, hvor der alene produceres el. Herved får varmesiden tildelt den fulde fordel (i form af lavt brændselsforbrug) ved samproduktion af el og varme.

---

<sup>8</sup> Brændsel til el eller varme? John Tang, Fjernvarmen, nr.9 2010. Værdisættelse ud fra tabt elproduktion er tilføjet her, og fremgår ikke af kilden.

Efter samme princip som energikvalitetsmetoden kan varmen også værdisættes efter den tabte elproduktion ved samproduktion af el og varme i forhold til en situation, hvor samme mængde brændsel ville have været brugt til elproduktion alene (cv-metoden). Tabt elproduktion kan her værdisættes efter de kortsigtede marginalomkostninger (SRMC), de langsigtede marginalomkostninger (LRMC), eller i den konkrete driftssituation den aktuelle elpris.

Ved beregningen af elproduktionsomkostninger på kraftvarmeanlæg, er værdien af den producerede varme afgørende for beregningen. Fælles for ovennævnte metoder er, at den værdi, varmen har for et bestemt kraftvarmeværk, afhænger af bl.a. hvilket brændsel kraftvarmeværket anvender (bortset fra værdisætning i forhold til tabt elproduktion). Dermed kan varme leveret fra forskellige teknologier værdisættes forskelligt, også selvom det måske kun er et spørgsmål om det er den ene eller den anden teknologi, der skal levere til samme fjernvarmenet. Set fra et samfundsøkonomisk synspunkt har selve varmeleverancen til fjernvarmenettet dog samme værdi, uanset hvordan den er produceret. Derfor er det her valgt at anvende den samme varmepris for alle kraftvarmeteknologier. For fastsættelsen af denne pris kan der anvende forskellige metoder:

- Omkostningen for fjernvarmeproduktion, hvis den ikke var blevet produceret på et kraftvarmeværk. Det kunne f.eks. være en kollektiv gaskedel, træfliskedel eller en varmepumpe. Denne værdisætning vil allokere fordelene ved samproduktion af el og varme til elsidens.
- Omkostningen for fjernvarmeproduktion, hvis den var produceret på et referencekraftvarmeværk. For fastsættelsen af denne omkostning ville der skulle anvendes en af metoderne for at fordele omkostninger til el- og varmesiden, og det vil skulle fastsættes, om værket eksisterer i forvejen eller ej.
- Omkostning ved individuel varmeproduktion. Denne sammenligning er relevant for at afgøre om fjernvarmeproduktion overhovedet er attraktiv i forhold til individuel varmeproduktion. Værdien af fjernvarmeproduktion tillagt omkostninger til nettab samt etablering og drift af et fjernvarmenet bør ud fra et samfundsøkonomisk synspunkt ikke overstige omkostningen ved individuel varmeproduktion.

Man kan argumentere for, at en af årsagerne til udbredelsen af fjernvarme i Danmark netop er kraftvarme, og at fjernvarmeproduktion ikke ville være lige så udbredt, hvis al fjernvarmeproduktion skulle leveres fra ren varmeproduce-

rende anlæg. Dette taler imod at bruge en fjernvarmeproduktionsomkostning fra en kollektiv træfliskedel eller en varmepumpe som varmepris, og for i stedet at anvende omkostningen ved individuel varmeproduktion (såfremt denne er billigere end fjernvarmeproduktion).

Det har ikke inden for dette projekt været muligt at gennemføre en analyse af omkostningerne ved individuel varmeproduktion fra et samfundsøkonomisk synspunkt. Der vælges derfor her at operere med tre varmeproduktionsomkostninger.

1. Fjernvarmeproduktionsomkostning på en træfliskedel/varmepumpe, som vurderes at være relevante alternativer til kraftvarme i Danmark.
2. Fjernvarmeproduktionsomkostning fastsat ud fra en betragtning af tabt elproduktion i forhold til ren kondensdrift. (cv-metoden ud fra kortsigtede marginalomkostninger)
3. Gennemsnit af de ovennævnte metoder. Dette indgår i grundberegningen.

En træfliskedel eller en varmepumpe vurderes som relevante fjernvarmeproduktionsalternativer til kraftvarme i Danmark. Det ligger dog uden for denne rapport at lave en mere detaljeret samfundsøkonomisk analyse og sammenligning af varmeproduktionsomkostninger for mange alternativer. Den alternative varmeproduktionsomkostning til kraftvarme er derfor her baseret på en simpel beregning på baggrund af data for hhv. en træfliskedel og en eldrevet varmepumpe fra Energistyrelsens og Energinet.dk's teknologikatalog samt Energistyrelsens basisfremskrivning for elpriser. For træflis indgår den samme brændselspris som i resten af denne analyse. Varmeproduktionsomkostningen fra en træfliskedel eller en varmepumpe bliver herved ca. 80 kr./GJ (se figur 10). Ligesom for elproduktionsomkostningerne, kan der være konkrete lokale forhold, der ændrer denne varmepris. Hertil hører placering af varmepumpen i forhold til både elnet og varmenet. Dette har betydning for **hvilken temperatur varmen skal leveres ved og for** tabet i hhv. elnettet og i varmenettet.

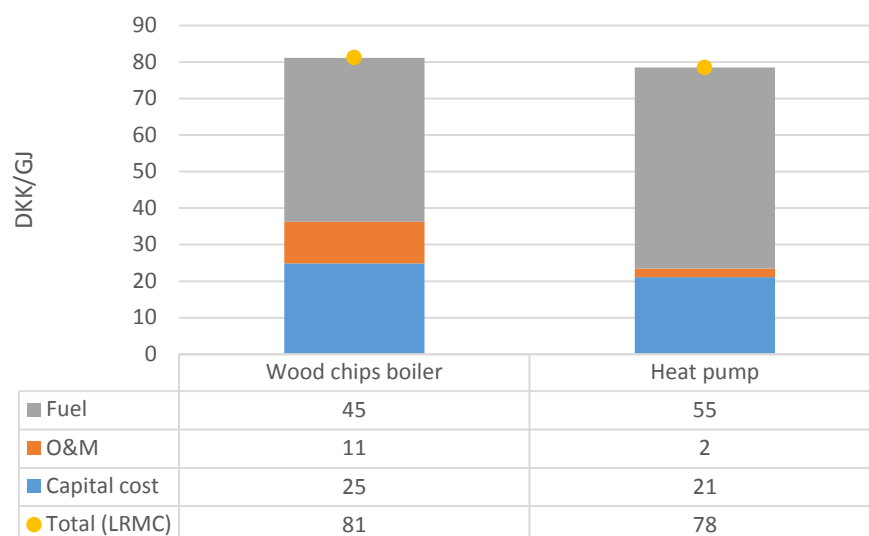
Varmeproduktionsomkostningen fastsat ved tabt elproduktion afhænger af det anvendte referencekraftværk. Udtagsanlæggene, der er inkluderet i denne analyse, har en varmeproduktionsomkostning beregnet ud fra merbrændselsprincippet på mellem 24 og 33 kr./GJ (se Figur 9). Det er denne værdi, som varmen som minimum skal have, for at værket vil blive etableret som kraftvarmeværk, da det ellers bedre vil kunne betale sig at etablere værket som

kondensværk. Den nødvendige pris herfor kan vise sig at være endnu højere, afhængigt af de besparelser på investeringen, der kan være ved at etablere værket som rent kondensværk. Når værkerne allerede er etableret, kan det være fordelagtigt at køre i kraftvarmedrift ned til en varmegærdi baseret på en elpris, der svarer til de kortsigtede marginale omkostninger, som ligger mellem 15 og 22 kr./GJ for de analyserede værker.



Figur 9: Varmeproduktionsomkostninger på udtagsanlæg baseret på hhv. kortsigtede (SRMC) og langsigtede (LRMC) marginalomkostninger og under forudsætning af en elpris svarende til kipprisen (minimum elpris hvor kondensdrift kan betale sig)

I grundberegningen indgår en varmeproduktionsomkostning på 50 kr./GJ, som gennemsnit mellem den høje værdi på 80 kr./GJ og den laveste værdi på 20 kr./GJ. Dette kan også ses som et udtryk for at værkerne indgår i et varmesystem, hvor de ikke kan få fuld værdi af varmeproduktionen i alle deres driftstimer på grund af konkurrerende kraftvarmeverker. Det er ikke sikkert at en sådan systemsammensætning er optimal, da den svarer til, at det nye værk kun får fuld værdi for varmeproduktionen i halvdelen af driftstimerne. På lang sigt, når eksisterende kraftvarmeverker udfases, må det forventes, at værdien af varmeproduktionen bevæger sig længere mod den høje værdi på ca. 80 kr./GJ.



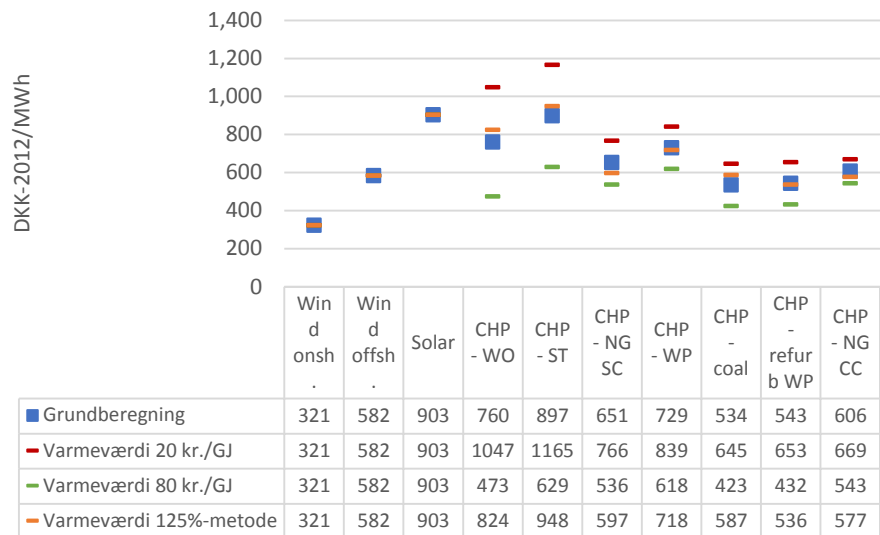
Figur 10: Varmeproduktionsomkostning på en træflis kedel og en varmepumpe. Forudsætninger: Rente 4 %. Teknologidata ifølge Energistyrelsens og Energinet.dk's teknologikatalog for 2015. Træflispris 48,5 kr./GJ (samme kilde som øvrige brændselspriser), Elpris 389 kr./MWh (tilbage-diskonteret pris fra Energistyrelsens basisfremskrivning fra 2012<sup>9</sup>, Samfundsøkonomisk distributionsomkostning 137 kr./MWh (estimat baseret på Energistyrelsens forudsætninger for samfundsøkonomiske beregninger), tab i elnet 7 %.

Figur 11 viser, at de forskellige værdisættelser af varmeproduktionen har meget stor betydning for kraftvarmeverkernes elproduktionsomkostning. Generelt opnås de laveste elproduktionsomkostninger ved en varmepris på 80 kr./GJ. I dette tilfælde vil de fleste kraftvarmeteknologier kunne producere el til en pris, der ligger under elproduktionsomkostning for offshore vind i modsætning til resultaterne i grundberegningen. De højeste elproduktionsomkostninger ved kraftvarme fås ved en værdi af varmen på 20 kr./GJ. For udtagsværkerne er omkostningerne her højere, end ved ren kondensproduktion. Beregningen er derfor ikke relevant i praksis, da værkerne ikke ville være samfundsøkonomisk attraktivt at etablere værkerne som kraftvarmeverker, hvis elproduktionsomkostningerne herved bliver højere end ved ren kondensproduktion. Resultatet skyldes, at værkerne ca. bliver kompenseret for de variable driftsudgifter<sup>10</sup>, men ikke for at de faste udgifter for investering og drift- og vedligeholdelse skal fordeles over mindre elproduktion i alt (lavere elvirkningsgrad i kraftvarmedrift i forhold til kondensdrift). Dette ses også på, at de 20 kr./GJ ligger under varmeproduktionsomkostninger fastsat ved cv-metoden ud fra de langsigtede marginalomkostninger.

<sup>9</sup> Der er her set bort fra, at basisfremskrivningen fra 2012 er baseret på ældre fremskrivninger for priser på brændsler og CO<sub>2</sub>, som ikke stemmer overens med de prisfremskrivninger, der i øvrigt anvendes i denne rapport.

<sup>10</sup> Variable driftsudgifter her i form af tabt elindtægt ved en elpris svarende til den kortsigtede marginalomkostning.

I figur 11 vises også resultater for en beregning af elproduktionsomkostningerne ved anvendelse af 125 %-metoden. For værker med lav brændsels og CO<sub>2</sub>-omkostning resulterer 125%-metoden i en højere elproduktionsomkostning, mens det modsatte er tilfældet for værker med højere brændsels- og CO<sub>2</sub>-omkostning (naturgasværkerne).



Figur 11: Beregning af varmeproduktionsomkostning ved forskellige metoder for værdisættelse af varmen.

I princippet bør værdien af varme variere, afhængigt af de valgte parametre i analysen for elproduktionsomkostninger, da eksempelvis kalkulationsrenten og brændselspriser også har indflydelse på varmeproduktionsomkostningen for alternativet og ved beregning af tabt elproduktion. Det er der set bort fra her, og værdien af varmeproduktion er således holdt konstant i de følsomhedsanalyser, som ikke direkte varierer værdisætningen af varmeproduktion.

#### 4.8 Kraftvarme- og kondensdrift

Antallet af fuldlasttimer er væsentligt for især størrelsen af kapitalomkostningen per MWh produceret el. De her nævnte data for antallet af fuldlasttimer antages at kunne blive realiseret, dvs. de bliver ikke reduceret yderligere på grund af eksempelvis udfald af produktionsenheden.

Vedvarende energianlæg

Fuldlasttimer for vedvarende energianlæg som sol og vind er fastlagt i overensstemmelse med teknologikataloget. Dvs. at der for nye landmøller anvendes 3000 fuldlasttimer, for nye havvindmøller 4200 fuldlasttimer og for solceller 850 fuldlasttimer. Teknologikataloget angiver estimater for fuldlasttimer for ny vindkraft. For store onshore vindmøller angives 2950 timer for

2015, stigende til 3250 i 2050. For offshore vindkraft angiver teknologikataloget et interval fra 4000 til 4200 i 2015 stigende til 4450-4650 i 2050.

Antallet af fuldlasttimer for nye landvindmøller er betydeligt højere, end for de eksisterende møller. Det beror på teknologiudviklingen inden for vindmøller herunder særligt det forhold, at nye vindmøller er væsentligt højere end de ældre modeller, hvilket giver adgang til mere stabile vindforhold. I forbindelse med projektet har vi fulgt op på faktisk produktionsdata møller opført i 2011 og 2012. Som det fremgår af tabellen nedenfor, er disse i god overensstemmelse med katalogets forudsætninger.

Opførelsesår \fuldlasttimer normalårskorrigeret	2012	2013
2011	2.925	3.131
2012		2.982

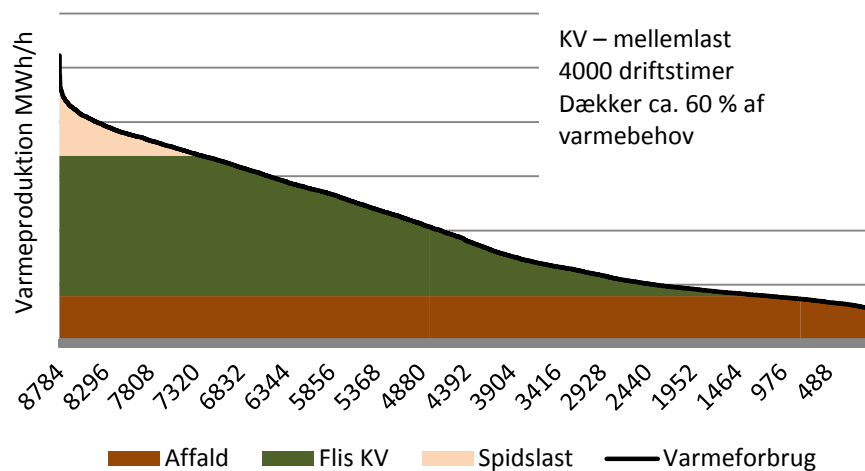
Tabel 4: Fuldlasttimer for onshore vindmøller i Danmark. Kilde: Egne beregninger ud fra data fra stamdataregisteret for vindmøller

Fuldlasttimer for termiske anlæg

Antallet af fuldlasttimer for termiske anlæg afhænger af det marked, de indgår i og anlæggenes kortsigtede marginalomkostninger. Jo lavere kortsigtede marginalomkostninger desto flere timer vil det være attraktivt at køre anlægget.

Alle de analyserede termiske anlæg er kraftvarmeanlæg. Indtægterne fra varmesalg har stor betydning for driften, fordi den kortsigtede marginale elproduktionsomkostning er lavere, når indtægten fra varmesalg indgår. I beregningen forudsættes et varmegrundlag svarende til 4000 fuldlasttimer, svarende til at anlæggene leverer mellem/grundlast i varmemarkedet (Figur 12). I mange fjernvarmeområde dækker affaldskraftvarme den nederste af varighedskurven.





Figur 12: Skematisk eksempel på lastfordeling af forskellige typer anlæg i forhold til varighedskurven for varmekonsum.

Udtagsanlæg - dvs. anlæg der kan veksle mellem at producere kraftvarme og kun el, antages i beregningerne at køre 4000 timer i kraftvarmedrift og dertil 1000 timer i kondensdrift. Modtryksanlæg, dvs. anlæg der kun kan producere kraftvarme, antages alene at køre 4000 timer i kraftvarmedrift.

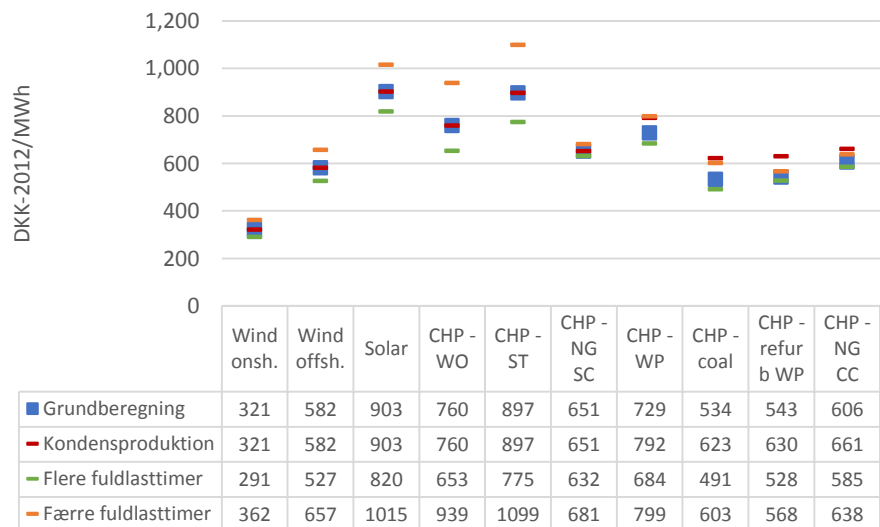
Havde vi valgt at forudsætte flere driftstimer for de termiske anlæg, ville det give lavere enhedsproduktionsomkostninger, fordi anlæggenes kapitalomkostninger så kan fordeles over flere megawatttimer. Til gengæld ville anlæggene sælge deres produktion til en lavere gennemsnitlig elpris. I den nuværende beregning med et moderat (og realistisk) antal driftstimer forudsættes anlæggene kun at køre ved forholdsvist høje elpriser. Dette gælder både modtryks- og udtags-anlæg og forudsætter, at anlæggene har mulighed for i en vis grad at optimere tidspunktet for varmeproduktion ved hjælp af varmelagre, samt ved brug af alternative varmeproduktionsenheder. Dette sker også i kraftvarmesystemerne i Danmark i dag.

Der er gennemført en følsomhedsberegning, hvor antallet af fuldlasttimer varieres for at vise betydningen. Variationen fremgår af tabel 5.

Teknologi	Grund- beregning	Færre fuldlasttimer	Flere fuldlasttimer
onshore vindkraft	3000	2550	3450
offshore vindkraft	4100	3485	4715
solceller	850	723	978
Modtryksanlæg	4000	3000	5000
Udtagsanlæg	5000	4000	6000
(heraf kondensdrift)	1000	600	1500

Tabel 5: Forudsætninger for følsomhedsanalyser på antallet af fuldlasttimer.

Ændringen af elproduktionsomkostningen som følge af et ændret antal fuldlasttimer ligger i omegnen -14 % til +25 %, og er størst for de kapitalintensive teknologier vindkraft og decentral biomassekraftvarme. På lang sigt er det muligt, at termiske kraftværker får en anden rolle i elsystemet, hvor de skal producere el ved et mindre antal fuldlasttimer. Denne analyse laver dog en sammenligning af elproduktionsomkostninger under forudsætning af at der er tale om mellemlastanlæg, og der er derfor ikke gennemført beregninger med et meget lavt antal fuldlasttimer.



Figur 13: Betydning af antallet af fuldlasttimer. For modtryksanlæg er beregningen med kondensproduktion den samme som grundberegningen.

## 4.9 Opsamling følsomhedsanalyser

Der er foretaget en række følsomhedsanalyser på parametre, som ændres enkeltvis i forhold de centrale estimater.

Resultaterne viser, at betydende parametre ved beregning af elproduktionsomkostningerne er især varmeprisen for kraftvarmeteknologier, antagelser om fremtidige CO<sub>2</sub>-priser og kalkulationsrenten (se tabel 7). Afhængigt af disse parametre kan rækkefølgen af de billigste teknologier ændre sig. Generelt er onshore vindkraft dog den billigste teknologi. Der er her ikke taget hensyn at elproduktion fra vindmøller har en lavere systemværdi end elproduktion fra termiske værker. For at decentral biomassebaseret kraftvarme bliver interessant kræves blandt andet en høj værdi af den producerede varme. Naturgasteknologierne og træpille baseret central kraftvarme er forholdsvis robust overfor de gennemførte følsomhedsberegninger.

Fremtidig teknologiforbedring og større udvikling af især CO<sub>2</sub>-priser kan på sigt påvirke vurderingen af de enkelte teknologier væsentligt.

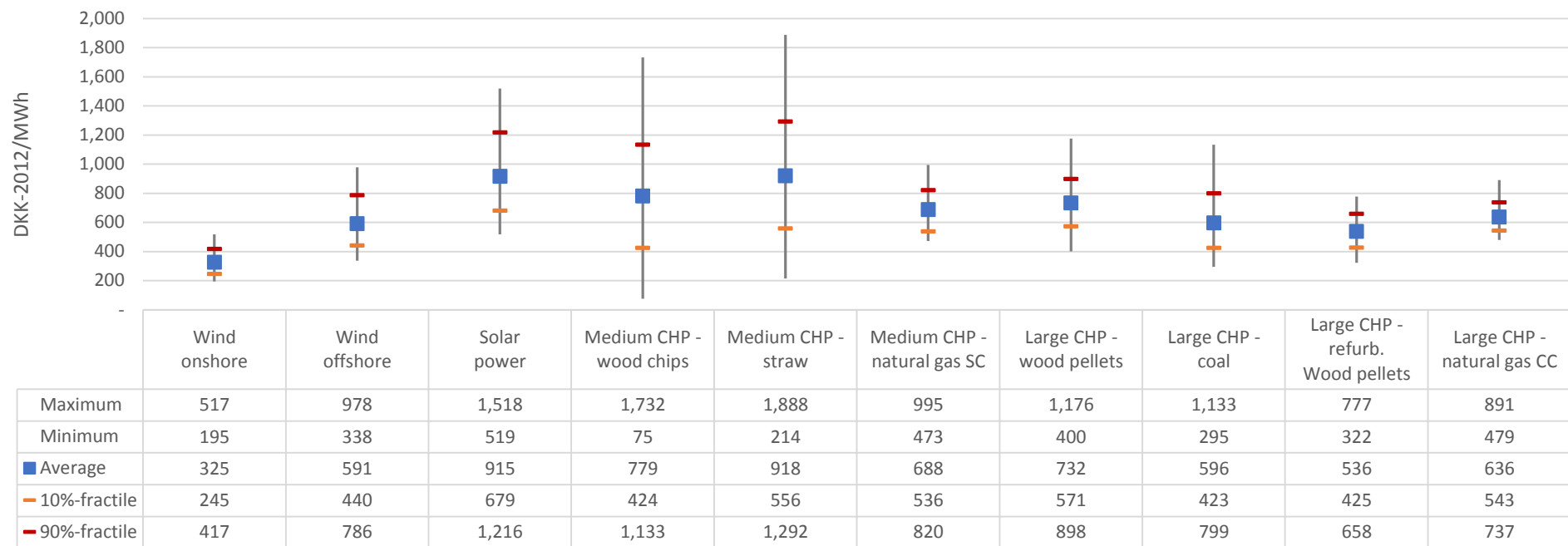
Udover følsomhedsberegninger på enkeltvise parametre er der foretaget en illustrativ beregning af effekten af kombinationen af forskellige parametre. Ved at tildele de enkelte udfald en sandsynlighed beregnes desuden det vægtede gennemsnit og 90 % og 10 %-fraktilerne, . 90 %fraktilen beskriver den elproduktionsomkostning, hvor 90 % af beregningerne ligger lavere og hvor kun 10 % af beregningerne ligger højere. Tilsvarende beskriver 10 % fraktilen den elproduktionsomkostning, hvor 90 % af beregningerne ligger højere og 10 % lavere. . Forudsætningerne for dette fremgår af tabel 6 og er baseret på diskussionen og følsomhedsanalyserne ovenfor. Grundberegningen vægtes med en sandsynlighed på 50 %, mens de to variationer indgår med en vægtning på hver 25 %. Der er ikke tale om et præcist estimat, da en nøje vurdering af sandsynligheden for de forskellige scenarier ligger uden for denne analyse. Resultatet er vist på figur 14, og anskueliggør usikkerheden på elproduktionsomkostningen fra de forskellige teknologier. Særligt de decentrale biomassebaserede kraftvarmeteknologier udviser stor variation på grund af deres høje følsomhed overfor ændring i eksempelvis varmepris og kalkulationsrenten.

Parameter	Central	Var 1	Var 2
Brændsel+ CO <sub>2</sub>	ENS 2014 – base	ENS 2014 - 450ppm	ENS 2014 - Current-Policy
Teknologi	Basis	-25%	+25%
Kalkulationsrente	4%	2%	6%
Varmepris (DKK/GJ)	50	80	20
Fulldlasttimer VE	Grundberegning	+15%	-15%
Fulldlasttimer termisk	Grundberegning	+1000 timer	-1000 timer

Tabel 6: Antagelser for kombinerede følsomhedsberegninger. Specifikke antagelser for fulldlasttimer fremgår af afsnit 4.8

Elproduktionsomkostninger DKK/MWh	Wind onshore	Wind offshore	Solar power	Medium CHP - wood chips	Medium CHP - straw	Medium CHP - natural gas SC	Large CHP - wood pel- lets	Large CHP - coal	Large CHP - refurb. Wood pel- lets	Large CHP - natural gas CC
Grundberegning	321	582	903	760	897	651	729	534	543	606
450ppm	321	582	903	841	964	649	779	722	579	609
Current Policy	321	582	903	658	812	789	650	557	470	712
Rente 2%	280	488	753	642	776	639	673	491	539	592
Rente 6%	368	692	1074	904	1040	665	798	592	547	623
Rente 10%	475	954	1468	1268	1398	699	976	751	559	666
-25% teknologiomk.	245	440	679	619	733	621	650	455	506	564
+25% teknologiomk.	398	724	1126	901	1061	680	808	613	578	647
Ingen byggerenter	315	558	890	719	851	648	712	517	540	603
Betragtningsperiode 20 år	321	646	1076	874	968	651	805	579	543	609
Beregningsår 2036	243	442	732	842	981	698	712	612	583	671
Beregningsår 2036, betragtningsperiode 20 år	268	488	890	966	1057	703	792	685	586	680
Varmeværdi 20 kr./GJ	321	582	903	1047	1165	766	839	645	653	669
Varmeværdi 80 kr./GJ	321	582	903	473	629	536	618	423	432	543
Varmeværdi 125%-metode	321	582	903	824	948	597	718	587	536	577
Flere fuldlasttimer	291	527	820	653	775	632	684	491	528	585
Færre fuldlasttimer	362	657	1015	939	1099	681	799	603	568	638
Kondensproduktion	321	582	903	760	897	651	792	623	630	661

Tabel 7: Følsomhedsberegninger for elproduktionsomkostninger (DKK-2012/MWh).



Figur 14: Kombinerede følsomhedsanalyser for elproduktionsomkostning

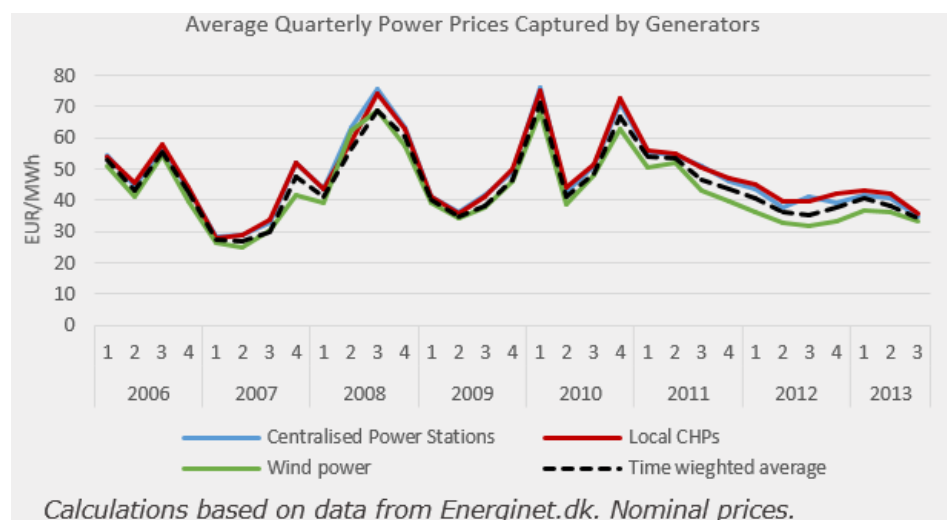
## 5 Ikke værdisatte effekter

Der er en række effekter, som har betydning for konkurrenceforholdet mellem teknologien, som ikke indgår i beregningerne. Disse beskrives nedenfor.

### 5.1 Systemværdi af el

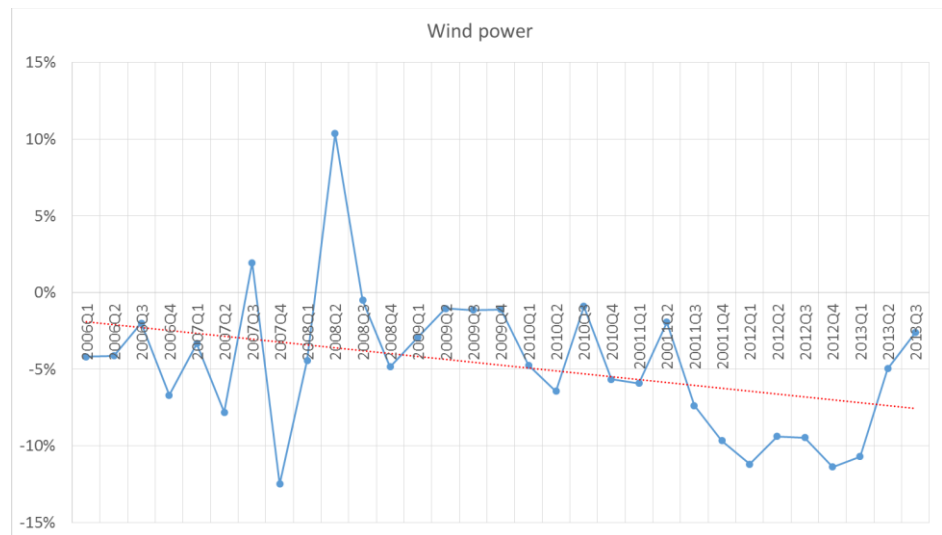
Dette notat fokuserer som udgangspunkt alene på omkostningen ved at producere el. Hvis sammenligningen af de samfundsøkonomiske produktionsomkostninger skal være anvendelig i beslutningssammenhæng, er det imidlertid nødvendigt at tage højde for, at værdien af den producerede el i praksis vil være forskellig fra teknologi til teknologi, da den afhænger af, hvornår anlægene producerer. Forskellen i den pris teknologierne kan afsætte el til i el-markedet betegnes i dette projekt teknologiernes *systemværdi*. For vindmøller er der tale om et omkostningstillæg, fordi de (som hovedregel) vil sælge til en pris, der ligger under markedsprisen. For termiske anlæg er der tale om et fradrag fordi de (som hovedregel) sælger en pris, der ligger over markedsprisen.

I figuren nedenfor har vi sammenlignet de gennemsnitlige spotpriser med de priser hhv. vindmøller, centrale kraftværker og små kraftvarmeværker har afsat deres produktion til. Mens vindmøllerne siden 2006 som gennemsnit har afsat til 5 procent under markedsprisen (tidsvægtet), har de centrale kraftværker afsat 6 procent over og de decentrale 7 procent over.



Figur 15: Sammenligning af udviklingen i den tidsvægtede elpris i Østdanmark med de priser som hhv. vindmøller, centrale kraftværker og decentrale kraftvarmeværker har afsat deres produktion til.

Som det ses af figuren nedenfor, er der over tid – i takt med vindmølleudbygningen - sket en stigning i omkostningstillægget for vindmøller, som i perioder har ligget på 10 % eller mere.



Figur 16: Pris som vindmøller afsætter til sammenlignet med den tidsvægtede elpriser. En værdi på fx - 5 % viser, at vindmøller har afsat til en pris, der ligger 5 % under den tidsvægtede pris.

Hvordan, systemværdien vil udvikle sig fremadrettet, vil afhænge af, hvilket energisystem teknologierne indgår i. Med forudsætning om øget vindkraftudbygning i Danmark og nabolande må vi forvente, at elpriserne vil variere mere end i dag. Systemværdien af vindkraft vil blive mindre, mens den kan forudsættes at blive højere for de termiske kraftværker. Det vil kræve modelanalyser, nærmere at bestemme tillæggenes udvikling, hvilket ligger uden for rammerne af dette projekt.

Som et groft estimat, vil vi vurdere, at systemfradraget for vindmøller vil udgøre ca. 10 % af den forventede elpris i 2015 stigende til 15 % i 2020 og 20 % i 2030. Omvendt vil vi vurdere et tillæg til de termiske kraftværker på 5 % af den forventede elpris i 2015 stigende til 7,5 % i 2020 og 10 % i 2030. I 2030 vil fradraget udgøre ca. 9 øre/kWh for vindmøller, mens tillægget for de termiske anlæg udgør det halve, ca. 4,5 øre/kWh. Elpriserne fra Energistyrelsens basisfremskrivningen er anvendt som grundlag for at beregne tillæg og fradrag.

Det skal understreges at tillæg og fradrag vil afhænge af, hvilket energisystem man kigger ind i. I et scenarie med meget kraftig vindudbygning i Danmark og nabolande kan tillæg og fradrag blive større end angivet ovenfor, mens det modsatte kan forventes at være tilfældet ved en mere begrænset udbygning.

For solceller er usikkert om, de vil opnå et systemtillæg eller fradrag. Solceller producerer om dagen, hvor elpriserne generelt er højere end om natten, mens også mere om sommeren, hvor elpriserne generelt er lavere end om natten.

## 5.2 Skatteforvridningstab

Ifølge Energistyrelsens vejledning i samfundsøkonomiske analyse skal der tages højde for betydningen af skatteforvridningstab. Forvridningstabet dækker over, at indkrævning af skatter medfører en forvridning af økonomien. Hvis et projekt medfører en belastning af de offentlige finanser, har det derfor en omkostning. Denne omkostning skønnes ifølge Energistyrelsens vejledning at udgøre ca. 20 pct. af skattebeløbet.

Beregningerne af elproduktionsomkostningerne i dette projekt tager ikke hensyn til effekten af skatteforvridningstab, da det ville kræve en nærmere analyse af tilskud og afgifter, som ligger uden for projektets rammer. Vi har dog foretaget en grov vurdering for landvind og kulkraft, for at vise størrelsesordenen af forvridningstab. Beregningen viser et forvridningstab på ca. 18 kr./MWh for vindmøller og en gevinst på op til ca. 32 kr./MWh for kulkraftvarme. Skatteforvridningstabet for kulkraftvarme forudsætter, at en fliskedel udgør varmereferencen. Med naturgaskedel som varmereference vil der ikke være nogen gevinst for kulkraftvarme, da naturgas og kul svarer samme energifgift. Den producerede el fra både vindkraft og kulbaseret kraftvarme vil også fortrænge anden elproduktion. Så længe det er den samme elproduktion, der fortrænges, vil det dog give samme afgiftspåvirkning, og dermed ikke betyde noget for vurderingen af omkostningen ved de to teknologier i forhold til hinanden. I øvrigt må det antages, at den fortrængte marginale elproduktion ofte er national eller international kondenselproduktion. Der er ingen afgiftsbetalinger forbundet med dette.

Forudsætninger for vurderingen ovenfor ( afrundede værdier):

- Landvind:
  - 250 kr./MWh i pristillæg i 22.000 fuldlasttimer<sup>11</sup>, begrænsning ved høje elpriser + 23 kr./MWh til balancering

---

<sup>11</sup> Pr. 1. januar 2014 er antallet af fuldlasttimer, for hvilket der kan opnås pristillæg, afhængigt af både generatorens kapacitet og rotorarealet. (*Oversigt over afregningsregler mv. for elproduktion baseret på vedvarende energi (VE)*, Energistyrelsen, april 2013). Afhængigt af dette forhold, kan antallet af fuldlasttimer være både højere og lavere end 22.000 fuldlasttimer, som var begrænsningen før 1. januar 2014. Begrænsningen på støtte ved høje elpriser trækker i retning af en lavere støtte og dermed lavere forvridningstab.



- Svarer til ca. 90 kr./MWh tilbagediskonteret over vindmøllens levetid. Denne værdi kan reduceres ved højere markedspriser for el.
- Skatteforvridningstab:  $20\% * 90 \text{ kr./MWh} = \underline{18 \text{ kr./MWh}}$ 
  - 1 MWe producerer ca. 4444 MWh varme = 16.000 GJ
  - Afgift (inkl. forsyningssikkerhedsafgift indfaset): ca. 80 kr./GJ delt med 1,2 (kraftvarmerabat)= 66,5 kr./GJ. CO2-afgift på varme forudsættes udfaset, da anlægget er kvoteomfattet (ingen dobbeltbeskatning af CO2).
  - Fortrængt varme forudsættes produceret på en fliskedel. Afgift på fortrængt varme: Forsyningssikkerhedsafgift på ca. 28 kr./GJ<sup>12</sup> delt med 1,2 (kraftvarmerabat opnås pga. placering i kraftvarmeområde) = 23 kr./GJ Merindtægt staten: 16.000 GJ\*(66,5kr/GJ-23 kr./GJ) = 693.800 kr.
  - Merindtægten svarer til 160 kr. per MWh el ( 693.800kr./4333 MWh el)
  - Skatteforvridningsgevinst:  $20\% * 160 \text{ kr./MWh} = \underline{32 \text{ kr./MWh}}$

### 5.3 Scrap-værdi og nedtagningssomkostninger

Beregningerne tager ikke hensyn til eventuel scrap-værdi eller nedtagningssomkostninger efter endt levetid for teknologierne. Disse omkostninger indgår ikke i teknologikataloget ud fra følgende betragtning:

“The cost to dismantle decommissioned plants is also not included, assuming that the decommissioning costs are offset by the residual value of the assets.”

I praksis vil der være forskel fra teknologi. For fx havvindmøller kan der formentlig være en ikke ubetydelig scrap-værdi, idet fundamentet og elnet formentlig har en levetid ud over havvindmøllernes tekniske levetid på 25 år. Da en eventuel scrap-værdi ligger langt ude i tid, betyder diskonteringsrenten dog, at effekten på produktionsomkostningen vurderes at blive moderat. Så fremt en teknologi og dens bestanddele ikke længere kan anvendes, kan summen af scrap-værdi og nedtagningssomkostninger i princippet blive negativ.

<sup>12</sup> Tilbagediskonteret til 2016 for en 20-årig periode.

## 5.4 Miljøeffekter

Beregningen tager hensyn til en række miljøeffekter (emission af CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O, SO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub>). Andre miljøeffekter som fx partikelemissioner (termiske kraftværker), visuelle effekter (måske særligt sol og vind), støjgener (måske særligt vind) er ikke værdisat.

Ligeledes kan der være en række miljøeffekter forbundet med produktion af anlæg og brændsler, som ikke afspejlet i markedspriserne (emissioner fra minedrift, emissioner fra transport af brændsler etc).