

Center for Klima og  
Energøkonomi

Dato

25. april 2016

# Forudsætninger for samfundsøkonomiske analyser på energiområdet

## 2016

Version 3: Rettede fossile priser og pristillæg samt elpriser

<http://www.ens.dk/info/tal-kort/fremskrivninger-analyser-modeller/samfundsokonomiske-beregnings-forudsætninger>

## **Forudsætninger for samfundsøkonomiske analyser på energiområdet, april 2016**

Udgivet i april 2016 af Energistyrelsen, Amaliegade 44, 1256 København K.

Telefon: 33 92 67 00, Fax 33 11 47 43, E-mail: [ens@ens.dk](mailto:ens@ens.dk), Internet <http://www.ens.dk>

Design og produktion: Energistyrelsen

ISBN: Tilgås

Spørgsmål angående metode og beregning kan rettes til Energistyrelsen, e-mail [fremskrivninger@ens.dk](mailto:fremskrivninger@ens.dk).

## Indhold

1.	Indledning.....	4
2.	Generelle forudsætninger .....	5
2.1	Anvendelse af beregningsforudsætningerne .....	5
2.2	Energipriser.....	5
2.3	Princip for fastsættelse af sunk costs og faste omkostninger .....	5
2.4	Emissioner .....	6
2.5	Afgifter.....	6
2.6	Følsomhedsanalyser .....	7
2.7	Brændværdier, dollarkurs og inflationsantagelser.....	7
3.	Brændselspriser .....	9
3.1	Importpriser og priser af producent.....	9
3.2	Omkostninger til transport, lager og avancer .....	12
3.3	Brændselspriser an forbrugssted .....	12
4.	Priser på el og fjernvarme .....	14
4.1	El .....	14
4.2	Fjernvarme.....	15
5.	Beregning af emissioner .....	16
5.1	Emissioner fra brændsler .....	16
5.2	Emissioner fra el .....	17
6.	Værdisætning af emissioner.....	20
6.1	Værdisætning af drivhusgasudledninger.....	20
6.2	CO <sub>2</sub> -kvotepris.....	20
6.3	Værdisætning af øvrige udledninger .....	21

## 1. Indledning

I dette notat præsenteres en række forudsætninger om fremtidige energipriser og andre faktorer til brug for samfundsøkonomiske beregninger på energiområdet, jævnfør den samfundsøkonomiske beregningsmetode, der er beskrevet i *Vejledning i samfundsøkonomiske analyser på energiområdet*, Energistyrelsen, april 2007, samt *Opdateret tillægsblad til vejledning vedrørende kalkulationsrenten*, Energistyrelsen, juni 2013. Begge kan findes på Energistyrelsens hjemmeside, [www.ens.dk](http://www.ens.dk).

Notatet indeholder prisforløb for brændsler og el, faktorer til beregning af emissioner samt enhedsomkostninger til værdisætning af emissioner. Disse præsenteres i notatets kapitler 3 til 6 sammen med gennemgange af de metoder, der er anvendt. I kapitel 2 præsenteres endvidere en række generelle forudsætninger for anvendelse af notatets oplysninger.

Prisforløbene for de fossile brændsler er baseret på Det Internationale Energiagenturs (IEA) *World Energy Outlook* fra november 2015 samt på Finansministeriets skøn for udviklingen i prisen på CO<sub>2</sub>-kvoter og råolie. Derudover er dollarkurs og inflationstal hentet fra *Danmarks Konvergensprogram 2015*.

Omregning af internationale priser til danske forhold sker på baggrund af et metodegrundlag udarbejdet af Ea Energianalyse i foråret 2014. Metoden konstruerer prisforløb for brændselspriser ved danske forbrugssteder (*an forbruger, an værk og an kraftværk*) på basis af IEA's prisscenarier (med IEA WEO New Policies som det centrale scenarie) og på nuværende futures-priser på markedet for fossile brændsler. Denne fremgangsmåde omfatter to hovedtrin:

1. Konvergens imellem forward-/futures priser og IEA's langsigtede prisscenarier for at opnå en bedre overensstemmelse mellem aktuelle markedsforventninger på kort til mellemlangt sigt og de langsigtede fremskrivninger.
2. Estimering af pristillæg/-fradrag for at omdanne konvergenspriserne (fra trin 1 ovenfor) til danske priser an forbrugssted.

En lignende metode anvendes til fremskrivning af priser på fast biomasse (træpiller, træflis og halm). Det grundlæggende prisforløb bygger på en prisskrivning for fast biomasse gennem perioden 2013 – 2050 med særligt fokus på perioden frem til 2035, som blev udarbejdet af Ea Energianalyse i 2013. Priserne angivet i denne rapport skal fortolkes som CIF-priser (cost, insurance and freight – priser for varer leveret til destinationshavnen) ved en dansk havn. I tillæg til dette prisforløb beregnes de skønsmæssige priser ved danske forbrugssteder via pristillæg for behandling, transport osv. Denne metode er ligeledes udarbejdet af EA Energianalyse i foråret 2014.

Beregningsforudsætningerne bygger i øvrigt på *Danmarks energi- og klimafremskrivning 2015*, Energistyrelsen, december 2015 (basisfremskrivningen), som bygger på de samme baggrundstal og antagelser.

## 2. Generelle forudsætninger

Alle priser i notatet er udtrykt i faste 2016-priser, med mindre andet er nævnt.

### 2.1 Anvendelse af beregningsforudsætningerne

Formålet med *Forudsætninger for samfundsøkonomiske analyser på energiområdet* er at sikre, at samfundsøkonomiske analyser og projektforslag er sammenlignelige og foretaget på grundlag af de samme grundforudsætninger om energipriser mv.

Priserne i rapporten er baseret på almindeligt anerkendte kilder, og de anvendte metoder til fremskrivninger og konvergens mellem datasæt er valgt for at sikre gennemsigtighed og konsistens mellem scenarier, antagelser og data. Derfor varierer metoderne i mindre grad fra år til år for at sikre, at de præsenterede beregningsforudsætninger er anvendelige og forståelige.

Samtlige forudsætninger i dette notat skal opfattes som generelle beregningsforudsætninger. I tilfælde af konkrete projektvurderinger – for eksempel efter varmeforsyningslovens projektbekendtgørelse – kan der være behov for at erstatte nogle af disse generelle forudsætninger med mere projektspecifikke tal, såfremt forholdene taler for det.

Der er angivet beregningsforudsætninger til og med 2035. I tilfælde af beregninger eller projekter der strækker sig længere frem i tiden, kan priserne i 2035 fastholdes i resten af beregningsperioden i faste priser.

### 2.2 Energipriser

Brændselspriserne i kapitel 3 er faktorpriser, og er således opgjort ekskl. afgifter, tilskud og moms. Det gælder også de priser på el, der fremgår af kapitel 4. Faktorpriserne skal ganges med nettoafgiftsfaktoren i forbindelse med samfundsøkonomiske konsekvensberegninger jævnfør *Vejledning i samfundsøkonomiske analyser på energiområdet*, Energistyrelsen, april 2005.

Brændselspriserne er opgjort for de tre forbrugssteder "an kraftværk", "an værk" og "an forbruger". Ved kraftværk forstås centrale kraft- og kraftvarmeværker. Ved værk forstås decentrale kraftvarmeværker, fjernvarmeværker og større industrivirksomheder. Ved forbruger forstås mindre virksomheder, husholdninger og for flybrændstoffet JP1's vedkommende lufthavne.

Priserne er samfundsøkonomiske beregningspriser og vil i nogen udstrækning afvige fra de faktisk observerede markedspriser. Det skyldes primært, at priserne er opgjort ekskl. afgifter, tilskud og moms, samt at visse omkostninger vurderes at være *sunk costs* (se næste afsnit) og derfor ikke medregnes i de samfundsøkonomiske priser. Afvigelsen kan også skyldes lokale variationer i priserne.

### 2.3 Princip for fastsættelse af sunk costs og faste omkostninger

Ved samfundsøkonomiske beregninger skal der skelnes mellem sunk costs og faste omkostninger. Faste omkostninger er løbende udgifter ved energiforbrug, som er uafhængige af forbrugets størrelse men bortfalder, hvis forbruget ophører. Det kan for eksempel være udgifter til årlig aflæsning af en gasmåler, som koster det samme uanset hvor meget gas, der bruges, men som bortfalder, hvis forbruget ophører. Sunk costs er faste omkostninger, som ikke bortfalder, fordi et forbrug ophører, da de allerede er afholdt. Det kan for eksempel være omkostningerne ved etablering af et ledningsnet til distribution af naturgas.

Ved beregninger af samfundsøkonomiske omkostninger skal faste omkostninger og sunk costs normalt kun medregnes hvis de påvirker projektets økonomi:

- For projekter hvor et energiforbrug reduceres eller vokser inden for nettets kapacitet, skal hverken faste omkostninger eller sunk costs medregnes, da de er uafhængige af forbrugets størrelse.

- For projekter hvor et forbrug ophører eller opstår inden for et eksisterende net, skal de faste omkostninger medregnes, da de afhænger af, om der er et forbrug eller ej. Sunk costs skal derimod ikke medregnes.
- I forbindelse med større ændringer i forbrug, som kræver at der oprettes nye eller udvidede transmissions- eller distributionsnet, skal både almindelige faste omkostninger og faste omkostninger, som er sunk costs så snart, de er afholdt, fremgå af projektforslag, og konkret projektering skal danne grundlag for prisansættelsen. Dette kan for eksempel være projekter, hvor der oprettes nye fjernvarmeområder, eller eksisterende områder udvides.
- For konkrete projekter skal sunk costs medført af disse ændringer i energinettet projekteres og indregnes specifikt. Kun i tilfælde af overordnede analyser af energinet på regional eller national plan kan sunk costs medregnes som et beløb per enhed forbrug. Dette forklares nærmere i afsnit 3.2.

Problemet med fastsættelse af sunk costs og faste omkostninger er primært relevant for ledningsbunden energi, dvs. naturgas, fjernvarme og el. For de øvrige brændsler er der ikke nævneværdige faste omkostninger forbundet med leveringen af brændslet. For naturgas er der for eksempel en reel problemstilling, idet det godt kan tænkes, at en forbruger skifter fra naturgas til en anden energikilde. I så fald sparer forbrugerens de faste omkostninger, mens de er uændrede, hvis forbrugeren blot reducerer sit forbrug.

## 2.4 Emissioner

Kapitel 5 viser emissionsfaktorer for en række kombinationer af brændsler og anlæg. Der er tale om gennemsnitlige emissionsfaktorer for eksisterende anlæg, og tallene vil normalt ikke kunne anvendes for nye anlæg. Det må derfor vurderes i hvert enkelt tilfælde, hvilke emissionsfaktorer der skal anvendes. CO<sub>2</sub>-emissionsfaktorerne er dog gældende for alle anlæg.

Kvotefattede CO<sub>2</sub>-udledninger og øvrige drivhusgasudledninger værdisættes med den pris på CO<sub>2</sub>-kvoter, der er vist i kapitel 6. Denne pris skal ligesom brændselspriserne ganges med nettoafgiftsfaktoren.

CO<sub>2</sub>-udledninger uden for kvotesystemet værdisættes med et skønnet prisspænd for reduktionsomkostningerne, som beskrevet i afsnit 6.1.

Øvrige udledninger værdisættes med de skadesomkostninger, der angives i afsnit 6.3<sup>1</sup>. Alternativt benyttes de marginale omkostninger ved at opfylde internationale forpligtelser. I projekter, hvor det sidste er relevant, anvendes den højeste af disse to priser. Værdien af CO<sub>2</sub>-udledninger fra elproduktion er allerede medregnet i elpriserne i dette notat.

## 2.5 Afgifter

I selskabsøkonomiske beregninger indgår afgifter som en udgift. Samfundsøkonomisk set er skattebetaling derimod blot en omfordeling af ressourcer, som i sig selv hverken gør samfundet rigere eller fattigere. Afgifter medfører dog typisk et forvriddningstab, som skal medregnes i de samfundsøkonomiske omkostninger, jf. *Vejledning i samfundsøkonomiske analyser på energiområdet*. Der henvises til de enkelte lovtjekter eller Skatteministeriets hjemmeside for oplysninger om gældende skatte- og afgiftssatser.

Der kan udover afgifter være andre elementer – for eksempel tilskud – der skal indgå i en samfundsøkonomisk beregning. Det må i hvert enkelt tilfælde afklares, hvilke elementer der skal indgå jf. vejledningen.

---

<sup>1</sup> Skadesomkostningerne er opgjort i forbrugerpriser som uddybet i afsnit 6.3, og de skal derfor ikke ganges med nettoafgiftsfaktoren.

## 2.6 Følsomhedsanalyser

Både priserne på brændsler og el samt værdisætning af emissioner er behæftet med stor usikkerhed, og de viste priser og øvrige forudsætninger er tænkt som centrale skøn. For CO<sub>2</sub>-kvoteprisen er der endvidere angivet et højt og et lavt skøn til brug for følsomhedsberegninger.

Det bør generelt altid overvejes hvilke forudsætninger, der er særligt usikre eller særligt kritiske for beregningens udfald. Det kan for eksempel være prisen på det primære brændsel ved oprettelse af ny produktionskapacitet. For disse parametre bør der gennemføres følsomhedsberegninger, hvor alternative beregningsforudsætninger anvendes.

## 2.7 Brændværdier, dollarkurs og inflationsantagelser

Ved omregning fra brændselspriser per vægt- eller volumenenhed til priser per GJ er brændværdierne, der fremgår af tabel 1a, anvendt.

Kursen mellem danske kroner og amerikanske dollar er en vigtig parameter ved fastlæggelsen af de danske brændselspriser, da blandt andet olie typisk afregnes i amerikanske dollar (USD) på det internationale marked. Den anvendte dollarkursforudsætning, der ses i tabel 1b, er baseret på *Danmarks konvergensprogram 2015*, der er offentliggjort i marts 2015. Det samme gælder inflationsantagelserne, som er anført i form af BVT-deflatoren (deflatoren for bruttoværditilvæksten) i tabel 1c.

Tabel 1a: Brændværdier

Brændsel	Brændværdi
Råolie	5,84 GJ/tønde
Råolie (ton)	43,00 GJ/ton
Naturgas	39,53 GJ/1000Nm <sup>3</sup>
Elværkskul	24,70 GJ/ton
Fuelolie	40,65 GJ/ton
Gas-/Dieselolie	42,70 GJ/ton
Biodiesel	37,50 GJ/ton
Benzin	43,80 GJ/ton
Bioethanol	26,70 GJ/ton
JP1	43,50 GJ/ton
Halm (15 % vandindhold)	14,50 GJ/ton
Træflis (Nåletræ, 42,3 % vandindhold)	10,05 GJ/ton
Træpiller (7 % vandindhold)	17,50 GJ/ton
Energipil (50 % vandindhold)	8,00 GJ/ton
Affald	10,50 GJ/ton

Tabel 1b: Dollarkurs

År	Kr./USD
2016	6,55
2017	6,48
2018	6,40
2019	6,33
2020 og frem	6,25

Tabel 1c: Inflationsantagelser

Generel inflation (BVT-deflatoren)	Prisindeks 2016 = 1	Stigning i %
2005	0,809	2,69 %
2006	0,827	2,22 %
2007	0,851	2,83 %
2008	0,891	4,72 %
2009	0,895	0,49 %
2010	0,925	3,36 %
2011	0,931	0,58 %
2012	0,953	2,40 %
2013	0,969	1,70 %
2014	0,975	0,59 %
2015	0,985	1,05 %
2016	1,000	1,52 %
2017	1,015	1,55 %
2018	1,039	2,31 %
2019	1,060	2,02 %
2020	1,084	2,23 %
2021	1,104	1,93 %
2022	1,126	1,95 %
2023	1,148	1,96 %
2024	1,170	1,94 %
2025	1,193	1,94 %
2026	1,216	1,94 %
2027	1,240	1,94 %
2028	1,264	1,95 %
2029	1,289	1,94 %
2030	1,313	1,89 %
2031	1,339	1,97 %
2032	1,365	1,98 %
2033	1,392	1,99 %
2034	1,420	1,97 %
2035	1,448	1,97 %



### 3. Brændselspriser

I dette kapitel præsenteres prisforløb for fossile og biomassebaserede brændsler sammen med metoderne, der er anvendt.

#### 3.1 Importpriser og priser af producent

##### Kul, olie og naturgas

De samfundsøkonomiske priser for kul, olie og naturgas er opstillet med udgangspunkt i Det Internationale Energiagenturs (IEA's) prisantagelser fra *World Energy Outlook 2015* fra november 2015.

IEA påpeger, at fastlæggelse af priserne er forbundet med meget stor usikkerhed, og at det må forventes, at priserne er meget volatile, og derfor på kort sigt vil vise markante udsving i forhold til trenden på lang sigt. Dette understreger usikkerheden i de langsigtede priser samt vigtigheden af at gennemføre følsomhedsberegninger, hvor alternative beregningsforudsætninger anvendes.

Energistyrelsens prognoser for kul-, olie-, og naturgaspriser tager udgangspunkt i *New Policies*-scenariet fra IEA<sup>2</sup> og Finansministeriets olieprisskøn, som også er baseret på *New Policies*-scenariet. Herefter er prisforløbene omregnet til danske niveauer baseret på metoden beskrevet i konsulentprojektet *Update of fossil fuel and CO<sub>2</sub> price, convergence method* fra foråret 2014. IEA's brændselspriser er vist i tabel 2 nedenfor.

Tabel 2: IEA's brændselsprisantagelser, *New Policies*-scenariet, *World Energy Outlook 2015*

2016-priser DKK/GJ	2020	2030	2040
Kul	21,6	23,4	24,8
Råolie	78,9	111,5	126,3
Naturgas, Europa	47,1	67,6	74,8

Note 1: IEA angiver naturgasprisen ift. øvre brændværdi, men i tabellen er den angivet ift. nedre brændværdi da dette er standard i Danmark

Omregningen fra råoliepris til importpriser (CIF-priser) for benzin, gasolie, diesel, fyringsolie, fuelolie og flybrændstof (JP1) er baseret på metodegrundlaget *Welfare economic prices of coal, petroleum products and natural gas* udarbejdet af EA Energianalyse fra foråret 2014 (kan findes på [www.ens.dk](http://www.ens.dk)). Metoden medregner blandt andet pristillæg for raffinaderiomkostninger, som fremgår af Tabel 3. De endelige importpriser er præsenteret i Tabel 4 senere i rapporten.

Tabel 3: Raffinaderiomkostninger

2016-priser kr./GJ	Raffinaderiomkostning	Raffinaderimargin	Produktpræmie	Samlet raffinaderiomkostning
Benzin	8,2	4,3	6,3	18,7
Diesel/gasolie/fyringsolie	8,2	4,3	5,0	17,4
Fuelolie	8,2	4,3	-25,3	-12,9
JP1	8,2	4,3	1,5	13,9

<sup>2</sup> New Policies-scenariet er IEA's centrale scenarie for udviklingen i bl.a. priser på fossile brændsler og CO<sub>2</sub>-kvoter. Dette scenarie tager hensyn til de politiske forpligtelser og planer, der er blevet annonceret af lande over hele verden, bl.a. til at reducere drivhusgasudledningerne og sikre energiforsyningsikkerheden, selv om konkrete tiltag til gennemførelse af disse forpligtelser endnu ikke er identificeret eller annonceret.

## **Importpriser og producentpriser for fast biomasse**

For fremskrivningen af biomassepriserne er der taget udgangspunkt i prisfremskrivninger fra 2013 for fast biomasse (træpiller, træflis og halm) for perioden 2013 – 2050. Priserne fra denne fremskrivning skal fortolkes som CIF-priser ved en dansk havn.

Metoden til vurdering af priserne for træpiller, halm og træflis ved danske forbrugssteder på baggrund af importpriserne beskrives nærmere nedenfor.

### **Træpiller**

Prisen for forsyning med træpiller ved danske forbrugere antages at afspejle importprisen, uanset hvor træpillerne kommer fra. Der tillægges håndterings- og transportomkostninger for træpiller an kraftværk, an værk og an husholdning. Endvidere fastlægges et særligt pristillæg for træpiller an husholdninger, baseret på en simpel vurdering af tilgængelige prisoplysninger.

Pristillægget for træpiller, der går til husholdninger, består af tre komponenter: CIF-prisen tillægges 15 pct. baseret på international prisstatistik for CIF-priser i Nordvesteuropa for træpiller til henholdsvis industri og husholdninger. Endvidere indgår et tillæg for omlastning og håndtering i detailledet, som vurderes at udgøre 10-15 kr./GJ. Afslutningsvis er der tillagt en variabel omkostning til transport under forudsætning om en gennemsnitlig transportafstand på 75 km.

### **Halm**

Baseret på tilgængelig prisstatistik fastlægges en direkte sammenhæng mellem halmpriser og træflispriser an værk baseret på erfaringer fra danske værker. Der er altså ikke gjort forsøg på at beregne selve produktionsomkostningerne for halm. Baseret på prisstatistikken antages det således, at prisen på halm an kraftværk og an værk altid ligger knap 15 pct. under de tilsvarende priser for træflis. Samtidig er det forudsat, at halmprisen an værk altid ligger lidt lavere end halmprisen an kraftværk på grund af kortere transportafstande.

### **Træflis**

I modsætning til træpiller (100 pct. import) og halm (100 pct. indenlandsk produktion) er forsyningen med træflis en blanding af import og indenlandsk produktion.

Prisen på træflis fastsættes ud fra en antagelse om, at de centrale kraftværker udelukkende baserer deres forsyning med træflis på import.

I hvilket omfang, de decentrale værker baserer forsyningen på import eller lokalforsyning, afhænger af den samlede balance mellem udbud og efterspørgsel for træflis i Danmark. Denne balance kan ikke beregnes i modellen, men det forudsættes på baggrund af konsulentundersøgelsen, at 10 pct. af træflisforbruget "an værk" er importeret. Denne importfaktor styrer, om lokal træflis eller importeret træflis er dominerende for prisdannelsen på decentrale værker. Endvidere er der i modellen indlagt en øvre grænse på forskellen mellem flispriserne an værk og an kraftværk. Grænsen betyder, at priserne an kraftværk maksimalt kan være 7,5 pct. højere end priserne an værk. Såfremt prisforskellen bliver for høj, øges prisen an værk. Dette beror på en antagelse om, at væsentligt højere priser an kraftværk vil betyde, at lokale leverandører begynder at foretrække leverance til centrale værker, selvom transportafstanden er længere, hvilket medfører en prisudjævning.

De vigtigste faktorer til beregning af CIF prisen for træflis er prisen "ab skov" i eksportlandet, omkostninger til flisning mv., og transportomkostninger.

Til beregning af de indenlandske produktionsomkostninger er der fastlagt faktorer, der sammenkæder de danske omkostningsniveauer i hvert led med omkostningsniveauer i eksportlandene. Det betyder, at når de globale inputdata påvirker priserne ab skov, produktionsomkostninger m.v., påvirkes både importpriser og

lokale danske priser. Det er i beregningerne forudsat, at prisen på biomasse af dansk skov er 50 pct. højere end produktionsomkostningerne i eksportlandene, mens det generelle prisniveau i Danmark er 20 pct. højere.

Endvidere fastlægges gennemsnitsafstande for transport af træflis fra dansk producent til henholdsvis kraftværker (35 km) og værker (25 km).

### Resulterende importpriser

Tabel 4 viser de resulterende importpriser (CIF-priser) for fossile brændsler, træpiller og træflis samt priserne af dansk producent for træflis.

**Tabel 4: Forventede fremtidige importpriser (CIF-priser) på råolie, naturgas, kul, olieprodukter, træpiller og træflis samt priser af dansk producent for træflis. Prisen for træpiller er angivet både for industri (værker og kraftværker) og konsum (forbrugere).**

2016-priser kr. / GJ	Importpriser (CIF-priser)											Ab DK producent
	Råolie	Naturgas	Kul	Fuelolie	Gasolie	Diesel	Benzin	JP1	Træpiller (industri)	Træpiller (konsum)	Træflis	Træflis
2016	63,1	37,7	12,5	47,4	77,7	77,7	79,0	74,1	63,5	73,1	46,6	42,7
2017	71,8	37,9	12,0	56,5	86,8	86,8	88,1	83,3	63,9	73,5	47,1	42,9
2018	74,3	37,5	13,3	59,2	89,5	89,5	90,8	86,0	64,3	73,9	47,7	43,1
2019	75,5	37,2	15,1	60,5	90,8	90,8	92,0	87,2	64,7	74,4	48,2	43,3
2020	79,7	37,0	17,4	64,9	95,2	95,2	96,5	91,7	65,1	74,8	48,8	43,5
2021	84,9	39,4	19,6	70,4	100,7	100,7	101,9	97,1	65,6	75,4	49,5	43,8
2022	88,3	42,7	21,8	74,0	104,3	104,3	105,6	100,8	66,2	76,1	50,2	44,0
2023	91,6	45,0	22,1	77,5	107,8	107,8	109,0	104,2	66,7	76,7	50,8	44,3
2024	94,7	47,2	22,3	80,8	111,1	111,1	112,3	107,5	67,3	77,3	51,5	44,5
2025	97,7	49,3	22,4	84,0	114,2	114,2	115,5	110,7	67,8	78,0	52,2	44,8
2026	100,5	51,3	22,6	87,0	117,2	117,2	118,5	113,7	68,2	78,5	52,8	45,0
2027	103,2	53,2	22,8	89,8	120,1	120,1	121,3	116,5	68,7	79,0	53,4	45,3
2028	105,8	55,0	22,9	92,5	122,8	122,8	124,0	119,2	69,1	79,5	54,0	45,5
2029	108,2	56,7	23,1	95,1	125,3	125,3	126,6	121,8	69,5	79,9	54,6	45,7
2030	110,6	58,3	23,2	97,5	127,8	127,8	129,1	124,3	69,9	80,4	55,2	46,0
2031	112,5	59,3	23,4	99,6	129,9	129,9	131,1	126,3	70,3	80,8	55,6	46,1
2032	114,2	60,2	23,6	101,4	131,6	131,6	132,9	128,1	70,6	81,2	56,1	46,3
2033	115,7	61,0	23,7	103,0	133,3	133,3	134,5	129,7	70,9	81,6	56,6	46,4
2034	117,2	61,8	23,9	104,5	134,8	134,8	136,1	131,3	71,3	82,0	57,0	46,5
2035	118,6	62,6	24,0	106,0	136,3	136,3	137,5	132,7	71,6	82,4	57,5	46,7

Note: Der angives ikke en importpris for halm, da halm betragtes som en lokal ressource.

### 3.2 Omkostninger til transport, lager og avancer

For at nå frem til de samfundsøkonomiske brændselspriser på forbrugsstedet, dvs. an kraftværk, an værk og an forbruger, benyttes skøn over omkostninger til transport, lager og avancer. Disse tillæg, der er vist i tabel 5, er opgjort således, at de sammen med importprisen/prisen af producent så vidt muligt når op på markedsprisen ekskl. afgifter i de tilfælde, hvor markedsprisen er observerbar.

For projekter, hvor det ikke er muligt at fastlægge prisen for udbygning af naturgasnettet, antages en del af pristillægget at være sunk costs. Til overordnede analyser anvendes derfor undtagelsesvist en pris per forbrugt GJ naturgas for investeringerne til udbygningen, som angivet i tabel 5. For konkrete projektforslag skal prisen for den nødvendige udbygning regnes med i forslaget, og der kan ikke regnes med sunk costs per GJ. Se i øvrigt afsnit 2.3 om fastsættelse af sunk costs og faste priser.

Tabel 5: Omkostninger til transport, lager og avancer

2016-priser kr./GJ	An kraftværk	An værk	An forbruger
Naturgas, ekskl. sunk costs	0,8	2,2	13,4
Naturgas, sunk costs	0,5	4,8	17,4
Kul	0,4		-
Fuelolie	2,2	-	-
Gasolie	2,2	12,5	29,1
Dieselolie	-	-	29,1
Benzin	-	-	35,5
JP1	-	-	2,2
Træflis	2,4-6,4	2,3-6,2	-
Træpiller	2,2	6,5	31

Note: Der angives ikke en importpris for halm, da halm betragtes som en lokal ressource.

### 3.3 Brændselspriser an forbrugssted

De samfundsøkonomiske brændselspriser på forbrugsstedet er vist i tabel 6. De beregnes ud fra importpriserne i tabel 4 tillagt transportomkostningerne i tabel 5. Sunk costs for naturgas er ikke regnet med i tallene i tabel 6.

Tabel 6: Samfundsøkonomiske brændselspriser an forbrugssted i 2016-kr/GJ. Priserne for træpiller bygger på værdierne for hhv. industri (værker og kraftværker) og konsum (forbrugere) fra tabel 4.

2016-prier kr./GJ	An kraftværk							An værk					An forbruger							
	Naturgas	Kul	Fuelolie	Gasolie	Halm	Træflis	Træpiller (industri)	Naturgas	Gasolie	Halm	Træflis	Træpiller (industri)	Naturgas	Gasolie	Diesel	Diesel (6,5 % bio-diesel)	Benzin	Benzin (4,6 % bioethanol)	JP1	Træpiller (konsum)
2016	38,6	12,9	49,6	79,9	42,0	49,0	65,7	39,9	90,2	40,3	48,9	70,1	51,2	106,8	106,8	111,0	114,5	119,1	76,3	104,1
2017	38,7	12,4	58,7	89,0	42,4	49,6	66,1	40,0	99,3	40,7	49,2	70,5	51,3	115,9	115,9	120,1	123,6	128,2	85,5	104,6
2018	38,3	13,6	61,4	91,7	42,9	50,1	66,4	39,6	102,0	41,2	49,4	70,9	50,9	118,6	118,6	122,8	126,3	130,9	88,2	105,2
2019	38,0	15,4	62,7	92,9	43,4	50,7	66,8	39,3	103,3	41,6	49,7	71,3	50,6	119,9	119,9	124,1	127,6	132,2	89,4	105,8
2020	37,8	17,7	67,1	97,4	43,8	51,2	67,2	39,1	107,7	42,1	50,0	71,7	50,4	124,3	124,3	128,5	132,0	136,6	93,8	106,4
2021	40,2	19,9	72,6	102,8	44,4	51,9	67,8	41,6	113,2	42,6	50,3	72,3	52,8	129,8	129,8	134,0	137,5	142,1	99,3	107,2
2022	43,6	22,2	76,2	106,5	45,0	52,6	68,3	44,9	116,8	43,2	50,7	72,9	56,1	133,4	133,4	137,6	141,1	145,7	103,0	108,1
2023	45,9	22,4	79,7	109,9	45,6	53,3	68,9	47,2	120,3	43,7	51,0	73,5	58,4	136,9	136,9	141,1	144,6	149,2	106,4	108,9
2024	48,0	22,6	83,0	113,2	46,2	54,0	69,4	49,4	123,6	44,0	51,4	74,0	60,6	140,2	140,2	144,4	147,9	152,5	109,7	109,8
2025	50,1	22,8	86,1	116,4	46,8	54,7	70,0	51,4	126,7	44,3	51,7	74,6	62,7	143,3	143,3	147,5	151,0	155,7	112,9	110,7
2026	52,1	23,0	89,1	119,4	47,3	55,3	70,4	53,4	129,7	44,5	52,0	75,1	64,7	146,3	146,3	150,5	154,0	158,7	115,9	111,3
2027	54,0	23,1	92,0	122,3	47,8	55,8	70,8	55,3	132,6	44,8	52,3	75,5	66,6	149,2	149,2	153,4	156,9	161,5	118,7	111,9
2028	55,8	23,3	94,7	124,9	48,3	56,4	71,3	57,1	135,3	45,0	52,6	76,0	68,4	151,9	151,9	156,1	159,6	164,2	121,4	112,5
2029	57,5	23,4	97,2	127,5	48,8	57,0	71,7	58,8	137,8	45,4	53,0	76,4	70,1	154,4	154,4	158,6	162,1	166,8	124,0	113,1
2030	59,2	23,5	99,7	130,0	49,3	57,6	72,1	60,5	140,3	45,9	53,6	76,9	71,7	156,9	156,9	161,1	164,6	169,2	126,5	113,7
2031	60,1	23,7	101,8	132,0	49,7	58,1	72,4	61,5	142,4	46,2	54,0	77,2	72,7	159,0	159,0	163,2	166,7	171,3	128,5	114,1
2032	61,0	23,9	103,5	133,8	50,1	58,5	72,8	62,4	144,1	46,6	54,5	77,5	73,6	160,7	160,7	164,9	168,4	173,1	130,3	114,6
2033	61,9	24,1	105,2	135,4	50,5	59,0	73,1	63,2	145,8	47,0	54,9	77,9	74,5	162,4	162,4	166,6	170,1	174,7	131,9	115,1
2034	62,7	24,2	106,7	137,0	50,9	59,5	73,4	64,0	147,3	47,4	55,3	78,2	75,2	163,9	163,9	168,1	171,6	176,2	133,5	115,5
2035	63,4	24,4	108,2	138,4	51,3	59,9	73,8	64,7	148,8	47,7	55,8	78,6	76,0	165,4	165,4	169,6	173,1	177,7	134,9	116,0

Note: Priserne for naturgas indeholder ikke sunk costs

## 4. Priser på el og fjernvarme

### 4.1 EI

Danmark deltager i det europæiske elmarked, og elprisen kan derfor ikke baseres på danske forhold alene. Elprisen er fastsat med udgangspunkt i forventningerne til udviklingen på det nordiske elmarked frem til 2025, og er baseret på modelberegninger med Energistyrelsens model for el- og varmeforsyningen i Norden, RAMSES. Elprisen frem til 2025 tager afsæt i middelskønnet for prisen på CO<sub>2</sub>-kvoter fra rapporten *Danmarks Energi- og klimafremskrivning 2015*, Energistyrelsen, 2015, som er baseret på Finansministeriets fremskrivning af kvoteprisen.

Frem til 2025 benyttes prognoserne for spotprisen som udtryk for de samfundsøkonomiske omkostninger ved forøget elforbrug (eller besparelser ved mindsket forbrug). Dette vurderes at være en god tilnærmelse for projekter og tiltag, der ikke påvirker forbruget i så voldsom grad, at elprisen i det nordeuropæiske elmarked påvirkes. Årsagen er, at der for denne type ændringer i forbrug er tale om en kortsigtsmarginalbetragtning, hvor udgifterne til udbygning og vedligehold af kapacitet til produktion og distribution allerede er afholdt (sunk costs) og dermed ikke skal medregnes.

Efter 2025 baseres den langsigtede samfundsøkonomiske elpris på en beregning af de forventede, gennemsnitlige produktionsomkostninger inklusiv investeringsomkostninger og nødvendige PSO-omkostninger til balanceydelse, forsyningsikkerhed osv. Dele af disse omkostninger finansieres i dag via PSO-ordningen, som ikke indgår i samfundsøkonomiske beregninger, og vil muligvis fortsat være finansieret via tilskud i fremtiden. Dermed indeholder fremskrivningen af elspotprisen ikke nødvendigvis alle de langsigtede samfundsøkonomiske omkostninger forbundet med ændringer i elforbruget, og de langsigtede samfundsøkonomiske elpriser baseres derfor på gennemsnitlige produktionsomkostninger.

Beregningerne af de langsigtede gennemsnitlige elproduktionsomkostninger er baseret på Energistyrelsens Teknologikatalog for el- og fjernvarmeproduktion med data for år 2030. Der indgår fem teknologier i beregningen af elproduktionsomkostningerne: havvind, solceller og kraftvarme baseret på henholdsvis kul, biomasse og naturgas – det sidste i form af spidslastenheder. Fordelingen er lagt ud fra den betragtning, at de langsigtede marginale omkostninger ved marginal elproduktion til det danske energisystem primært defineres af produktionsomkostningerne for vindkraft og biomassekraftvarme såvel som kulbaseret kraftvarme, der til dels illustrerer importen af el fra fx Tyskland. Dertil kommer en spidslastreserve, der forventes dækket af naturgas samt en stigende udbygning med solceller både i Tyskland og Danmark.

Der beregnes et middelskøn for produktionsomkostningerne i 2035<sup>3</sup> ved at beregne et produktionsmix baseret på 30 pct. fra hhv. vindkraft og biomasse, 20 pct. fra kul, samt 10 pct. fra henholdsvis naturgas og solceller. Overgangen fra spotprisfremskrivningen fra RAMSES-modellen til de beregnede produktionsomkostninger i 2035 antages af udgøre en ret linje, hvilket giver en gennemsnitlig årlig stigning på ca. 5 pct. 2025 til 2035. Udviklingen fra 2016 frem til 2035 dækker over en gennemsnitlig stigning på ca. 6 pct. per år.

Skønnet på elprisen er usikkert i hele perioden frem mod 2035, og derfor bør der, i projekter hvor elprisen har stor betydning for resultatet, gennemføres følsomhedsanalyser med højere og lavere elpriser. Det bemærkes i øvrigt, at skønnet for elprisen efter 2025 er en samfundsøkonomisk pris, og derfor ikke kan benyttes som elpris i selskabsøkonomiske analyser.

---

<sup>3</sup> Teknologikatalogets data for omkostninger og effektiviteter repræsenterer teknologier på tidspunktet for investeringsbeslutningen. Dermed repræsenterer tal for 2030 nogenlunde nye enheder i drift i 2035.

I forbindelse med konkrete projektforslag for produktionskapacitet, hvis produktion eller forbrug af el specifikt forventes at følge variationen i elpriserne hen over året (for eksempel elpatroner og naturgasbaseret kraftvarme), kan der indregnes en sådan variation i elprisen.

**Table 7: Samfundsøkonomiske priser på el. Bemærk at prisen efter 2025 ikke er et udtryk for spotpriserne og derfor ikke bør benyttes til selskabsøkonomiske analyser.**

2016-priser kr./MWh	Spotpris/ El-produktionsomkostninger	An virksomhed* (> 15 MWh)	An husholdning* (< 15 MWh)
2016	190	477	487
2017	189	476	486
2018	196	483	493
2019	216	505	515
2020	235	525	536
2021	281	574	585
2022	306	601	611
2023	323	620	630
2024	331	628	638
2025	345	643	653
2026	367	667	677
2027	389	690	701
2028	411	714	725
2029	433	738	749
2030	456	762	773
2031	478	786	796
2032	500	810	820
2033	522	834	844
2034	545	858	868
2035	567	882	892

\* Inkl. nettab. Om muligt bør der korrigeres i forhold til den specifikke tidsprofil ved konkrete tiltag eller anlæg, der forventes af afhænge af prisvariationen henover året.

Note 1: Kun nødvendig PSO relateret til net, forsyningssikkerhed og øvrige omkostninger (ingen direkte støtte til VE, forskning og udvikling eller andre tilskudsordninger) er regnet med i priserne i tabellen.

Note 2: Ved "virksomhed" forstås alle typer kunder med et årligt elforbrug på mere end 15 MWh.

## 4.2 Fjernvarme

Prisen på fjernvarme indgår ikke længere i de samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger. Da der er meget stor forskel på fjernvarmeproduktionen i forskellige områder herunder brændsels sammensætning, bør der til beregninger i specifikke områder anvendes priser baseret på oplysninger fra det eller de lokale værker. For overordnede vurderinger af nationale tiltag, som påvirker fjernvarmeforbruget generelt, bør der anvendes gennemsnitspriser fra andre kilder.

Når der regnes på fjernvarme, skal der – som for elpriserne – også tages højde for nettabet. Ved beregninger for projekter, hvor der indgår reduktioner i fjernvarmeforbruget, vil det i mange tilfælde ikke være muligt at reducere nettabet nævneværdigt, idet nettabet er bestemt af den fysiske udstrækning af ledningsnettet og af fremløbs- og returtemperaturen i nettet. Der vil dog kunne opnås en besparelse, hvis det er muligt at sænke temperaturerne eller hvis der foretages fysiske ændringer af nettet. Det gennemsnitlige nettab i fjernvarmeforsyningen er ca. 20 pct., men dækker over betydelige variationer fra område til område, og bør derfor også baseres på faktiske tal.

## 5. Beregning af emissioner

### 5.1 Emissioner fra brændsler

CO<sub>2</sub>-emissionen ved forbrænding afhænger alene af brændselstypen, mens emissionerne af SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, CH<sub>4</sub> (metan), N<sub>2</sub>O (lattergas) og PM<sub>2,5</sub> (partikler) også afhænger af den anvendte teknologi. Derfor skal udledningen af forurenende stoffer til luften beregnes med udgangspunkt i brændselsforbruget for de enkelte enheder og emissionskoefficienter, der angiver udledningen af et givet stof pr. indfyret brændselsmængde.

Emissionskoefficienter for typiske kombinationer af brændsler og teknologier i 2014 fremgår af tabel 8. Koefficienterne er standardværdier for eksisterende danske anlæg. Tallene kan derfor ikke anvendes for projekter med konkrete anlæg eller for nye anlæg, der typisk vil have lavere emissionskoefficienter. Dog kan emissionskoefficienterne for CO<sub>2</sub> anvendes for nye anlæg, da disse værdier ikke er teknologiafhængige.

**Tabel 8: Emissionskoefficienter (masse per energimængde indfyret brændsel) for typiske kombinationer af brændsler og teknologier i 2014**

Brændsel	Anlægstype	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	PM <sub>2,5</sub>
		kg/GJ	g/GJ	g/GJ	g/GJ	g/GJ	g/GJ
<b>Centrale kraftværker og kraftvarmeværker</b>							
Naturgas	Dampturbine	57,0	1,0	1,0	0,4	55,0	0,1
Kul	Dampturbine	94,2	0,9	0,8	8,0	26,0	2,1
Fuelolie	Dampturbine	79,5	0,8	0,3	100,0	138,0	2,5
Træ*	Dampturbine	0,0	3,1	0,8	1,9	81,0	4,82
<b>Decentrale kraftvarmeværker</b>							
Naturgas	Gasturbine	57,0	1,7	1,0	0,4	48,0	0,05
Naturgas	Motor	57,0	481,0	0,6	0,5	135,0	0,16
Halm*	Dampturbine	0,0	0,5	1,1	49,0	125,0	1,11
Træ*	Dampturbine	0,0	3,1	0,8	1,9	81,0	4,82
Affald	Dampturbine	37,0	0,3	1,2	8,3	102,0	0,29
Biogas	Motor	0,0	434,0	1,6	19,2	202,0	0,21
<b>Fjernvarmeværker og lignende**</b>							
Naturgas		57,0	1,0	1,0	0,4	33,4	0,1
Halm		0,0	30,0	4,0	130,0	90,0	12,0
Træ		0,0	11,0	4,0	11,0	90,0	10,0
Biogas		0,0	1,0	0,1	25,0	28,0	1,5
<b>Husholdninger</b>							
Naturgas		57,0	1,0	1,0	0,4	25,6	0,1
Gasolie		74,0	0,7	0,6	23,0	52,0	5,0
Træpiller		0,0	3,0	4,0	11,0	80,0	29,0
Brænde og andre træprodukter		0,0	149,0	4,0	11,0	74,0	529,0
<b>Industri og lignende</b>							
Naturgas	Offshore gasturbine	57,4	1,7	1,0	0,4	196,0	0,1
Naturgas	Industrielle kedler	57,0	1,0	1,0	0,4	33,4	0,1
Raffinaderigas	Raffinaderier	57,6	1,0	0,1	1,0	94,0	5,0

\* Der er meget stor usikkerhed på PM<sub>2,5</sub>-faktorerne, da de er baseret på målinger på ganske få anlæg

\*\* Faktorerne kan med god tilnærmelse også anvendes for større biomasse-/biogaskedler fx i industrien



Note: For biomasse og biogas er anvendt en CO<sub>2</sub> emissionsfaktor på 0

Emissionskoefficienterne er baseret på det Nationale center for miljø og energis (DCE) opgørelser, hvoraf koefficienterne i tabel 8 kun er et udpluk. En mere detaljeret opdeling kan findes på DCE's hjemmeside (<http://dce.au.dk/>).

De viste emissionsfaktorer gælder kun stationære anlæg. For beregning af emissioner fra transport henvises til Transportministeriets beregningsforudsætninger (link: [Transportøkonomiske Enhedspriser](#)).

## 5.2 Emissioner fra el

Der findes ikke nogen entydig metode til at fastlægge udledningen af CO<sub>2</sub> og andre stoffer fra en kWh el. Man kan anlægge mindst fire måder at betragte CO<sub>2</sub>-udledningen på med vidt forskellige resulterende udledninger til følge: Hvor vidt en af betragtningerne er mere rigtigt end de andre afhænger af konteksten, og metoden skal vælges, så den er konsistent med det problem, der skal belyses. Betragtningens måden skal i øvrigt i et vist omfang ses i en politisk/reguleringsmæssig kontekst. De fire betragtningens måder beskrives nedenfor:

### 1. Gennemsnitsbetragtningen

En gennemsnitlig kWh el udleder CO<sub>2</sub> svarende til det vægtede gennemsnit af den elproduktion, der har frembragt elektriciteten. I Energistyrelsens basisfremskrivning, 2015 udleder dansk gennemsnits-el CO<sub>2</sub> svarende til værdierne i tabel 9.

### 2. Kvotebetragtningen

Udledninger i elsektoren i Danmark og Europa er reguleret af CO<sub>2</sub>-kvoter. Det betyder, at der ved lov er etableret et loft over CO<sub>2</sub>-udledningen for de omfattede virksomheder set under ét, og virksomhederne betaler hvert år for deres fysiske udledning med kvoter. Det betyder bl.a., at hvis én virksomhed øger sin CO<sub>2</sub>-udledning (hvilket kræver anskaffelse af ekstra kvoter), må en anden virksomhed nedsætte sin udledning tilsvarende. Det betyder også, at ændringer i udledninger, der er dækket af kvotesystemet, i teorien ikke har nogen indflydelse på den samlede udledning fra hele sektoren.

Dette gælder så længe kvotesystemet findes, dvs. mindst til og med 2030. Kvotesystemet internaliserer CO<sub>2</sub>-prisen i de øvrige produktionsomkostninger, og kvoterne giver anledning til en forøgelse af elprisen. Elbesparelser og CO<sub>2</sub>-fri elproduktion bliver økonomisk mere attraktive, men de reducerer ikke CO<sub>2</sub>-udledningen. Øget elforbrug bliver økonomisk mindre attraktivt, men det øger ikke CO<sub>2</sub>-udledningen.

### 3. Langsigtsmarginalbetragtningen

Hvis et projekt eller tiltag øger eller mindsker elforbruget på længere sigt fx gennem omfattende energibesparelser, udbygning med varmepumper eller introduktion af elbiler, vil CO<sub>2</sub>-udledningen bestemmes af den ændring i bestanden af elproducerende anlæg, der sker for at dække det ekstra elforbrug. Det kan være ny kapacitet såvel som ændringer i drift og skrotningstidspunkt for eksisterende kapacitet.

Det er forbundet med betydelig usikkerhed at fastlægge dette. Som et udtryk for dette anbefales det i de fleste tilfælde, at den vægtede gennemsnitlige elproduktion anvendes som udtryk for langtidsmarginalen (som under gennemsnitsbetragtningen). For større omvæltninger i energisystemet eller analyser af specifikke scenarier, der afviger betragteligt fra Energistyrelsens basisfremskrivning, kan der dog være behov for at vurdere både politiske målsætninger, markedsvilkår, prisudvikling osv. i den pågældende sektor.

#### 4. Kortsigtsmarginalbetragtningen

Hvis en aktør i elmarkedet øger (eller mindsker) sit elforbrug med 1 kWh, regulerer det marginale kraftværk i elmarkedet op eller ned med 1 kWh. Det marginale kraftværk er det dyreste værk, der er i drift på det aktuelle tidspunkt, og traditionelt har det været antaget at være et kulfyret kondensværk. Efterhånden som vindkraft dækker en større andel af den samlede elproduktion, vil den marginale elproduktion i højere grad blive dækket af en blanding af kondensværker og modtryksanlæg, hvor varmeproduktionen i højere grad overtages af kedeldrift. Baseret på et gennemsnit af den regulérbare del af den termiske elproduktion i Energistyrelsens basisfremskrivning (affalds- og biogasbaseret elproduktion medregnes ikke) over de seneste fem år, opnås en udledning på ca. 500 g/kWh.

De økonomiske konsekvenser af CO<sub>2</sub>-udledninger er per definition internaliseret i de øvrige elproduktionsomkostninger i form af prisen på CO<sub>2</sub>-kvoter. Derfor skal der ikke regnes med en ekstra økonomisk værdi af ændrede CO<sub>2</sub>-emissioner fra elproduktion, uanset hvilken betragtning der anlægges, fordi kvoteprisen er indeholdt i fremskrivningen af elpriserne.

I Tabel 9 er vist emissioner af CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O, SO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub> ved produktion og forbrug<sup>4</sup> af el fra Energistyrelsens basisfremskrivning 2015, baseret på gennemsnitsbetragtningen, som beskrevet ovenfor. Denne betragtning er konsistent med de værdier for emissioner fra elproduktion, som oplyses af Energinet.dk<sup>5</sup>, og som bl.a. anvendes i forbindelse med grønne regnskaber. Forskellen på tallene for produktion og forbrug udgøres af nettabet, der er sat til 7 pct. i beregningerne.

---

<sup>4</sup> Emissionerne ved elproduktion er baseret på modellen RAMSES, der estimerer det gennemsnitlige brændselsforbrug og de deraf følgende emissioner forbundet med den danske elproduktion.

<sup>5</sup> Energinet.dk oplyser to sæt af emissioner beregnet under antagelse af marginale virkningsgrader ved kraftvarmeproduktion på henholdsvis 125 pct. og 200 pct. Der er her anvendt en marginal varmekoefficient på 125 pct. i Energistyrelsens beregninger.

Tabel 9: Emissioner af CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O, SO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub> fra produktion og forbrug af el. Tallene for elforbrug indeholder et nettab på 7 pct.

	CO <sub>2</sub> *		CH <sub>4</sub>		N <sub>2</sub> O		SO <sub>2</sub>		NO <sub>x</sub>	
	kg/MWh		g/MWh		g/MWh		g/MWh		g/MWh	
	Produktion	Forbrug	Produktion	Forbrug	Produktion	Forbrug	Produktion	Forbrug	Produktion	Forbrug
2016	248	267	84	90	4,0	4,3	137	147	253	272
2017	222	239	80	86	4,0	4,3	142	153	286	308
2018	207	223	86	92	4,0	4,3	119	128	283	304
2019	196	211	91	98	4,0	4,3	103	111	263	283
2020	153	165	94	101	3,0	3,2	87	94	250	269
2021	158	170	110	118	3,0	3,2	83	89	247	266
2022	159	171	109	117	3,0	3,2	81	87	246	265
2023	167	180	108	116	3,0	3,2	83	89	246	265
2024	166	178	97	104	3,0	3,2	81	87	240	258
2025	166	178	90	97	3,0	3,2	81	87	239	257
2026	166	178	90	97	3,0	3,2	81	87	239	257
2027	166	178	90	97	3,0	3,2	81	87	239	257
2028	166	178	90	97	3,0	3,2	81	87	239	257
2029	166	178	90	97	3,0	3,2	81	87	239	257
2030	166	178	90	97	3,0	3,2	81	87	239	257
2031	166	178	90	97	3,0	3,2	81	87	239	257
2032	166	178	90	97	3,0	3,2	81	87	239	257
2033	166	178	90	97	3,0	3,2	81	87	239	257
2034	166	178	90	97	3,0	3,2	81	87	239	257
2035	166	178	90	97	3,0	3,2	81	87	239	257

\* Prisen på CO<sub>2</sub>-kvoter er medregnet i elpriserne angivet i tabel 7. Derfor skal CO<sub>2</sub>-emissioner fra elproduktion ikke værdisættes separat i det samfundsøkonomiske regnestykke.

Note 1: Emissionerne knyttet til el er baseret på den forventede gennemsnitlige danske elproduktion.

Note 2: Bemærk, at fra 2025 og frem er der tale om en beregningsteknisk fremskrivning af emissionerne, dette skyldes at grundlaget for tabellen, *Danmarks energi- og klimafremskrivning 2015*, kun går frem til 2025.

## 6. Værdisætning af emissioner

Ideelt bør alle miljøeffekter værdisættes og inddrages i samfundsøkonomiske analyser. I praksis er det dog meget vanskeligt, og de skøn, man anvender, er behæftet med stor usikkerhed. Her beskrives alene skøn for drivhusgasser, SO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub>.

### 6.1 Værdisætning af drivhusgasudledninger

I forbindelse med værdisætning af effekter, hvor der er bindende målsætninger, anvendes den marginale reduktionsomkostning som beregningspris. En forpligtende målsætning indebærer, at der er fastsat et loft for den samlede tilladte udledning. Et tiltag, der reducerer CO<sub>2</sub>-udledning, vil derfor indebære, at der kan spares gennemførelse af et alternativt tiltag. Det modsatte gælder for tiltag, der øger udledningerne. Dermed kan værdien af en ændret udledning sættes lig reduktionsomkostningen for det marginale projekt, der sikrer opfyldelse af målsætningen.

Danmarks klimaforpligtelse indebærer, at den anbefalede beregningspris for ændret CO<sub>2</sub>-udledning vil være lig reduktionsomkostningen for CO<sub>2</sub>. Værdien af reduceret CO<sub>2</sub>-udledning fra et givet tiltag kan dermed opgøres som sparede omkostninger ved et alternativt CO<sub>2</sub>-reducerende tiltag.

Inden for kvotesystemet kan det nedenfor beskrevne kvoteprisspænd anvendes til at værdisætte drivhusgasudledning, i fravær af estimat for reduktionsomkostningen knyttet til danske nationale politiske målsætninger vedrørende CO<sub>2</sub>.

Uden for kvotesystemet eksisterer der ikke en referencepris for CO<sub>2</sub>-udledninger, og det anbefales, at der benyttes flere priser til at angive et spænd, der repræsenterer den store usikkerhed. Dette spænd kan for eksempel bestå af et lavt skøn udgjort af kvoteprisen (middelskønnet i tabel 10), et middelskøn på 500 kr/ton og et højt skøn på 1000 kr/ton.

### 6.2 CO<sub>2</sub>-kvotepris

Fra og med 2005 har en stor del af det danske forbrug af fossile brændsler været omfattet af EU's CO<sub>2</sub>-kvoteordning, hvor der dannes en pris for CO<sub>2</sub>-reduktioner i EU. Det gælder for størstedelen af brændselsforbruget til produktion af el og fjernvarme samt en del tung industri. Den forventede fremtidige kvotepris udgør grundlaget for fastlæggelse af den samfundsøkonomiske pris på CO<sub>2</sub>. Værdien af en reduktion i CO<sub>2</sub>-udledning baseres således ikke på skadesomkostningen ved CO<sub>2</sub>-udledning, men på den internationale handelsværdi for CO<sub>2</sub>-kvoter.

Der er stor usikkerhed omkring fremskrivning af CO<sub>2</sub>-kvoteprisen. Derfor blev det i *Danmarks energi og klimafremskrivning 2015* valgt at anvende et spænd mellem en lav kvotepris (dagens kvotepris) og en høj kvotepris (IEA WEO2015 New Policies) samt et middelskøn for kvoteprisen (Finansministeriet 2015).

Denne tilgang er videreført i brændselsprisforudsætningerne, hvor det lave skøn udgøres af gennemsnittet af dagspriser i januar og februar, 2016 (43 kr./ton). Det høje skøn følger IEA WEO2015 New Policies-scenariet frem til 2035. Det lave skøn udgøres af den gennemsnitlige kvotepris i de første måneder af 2016, som fastholdes frem til 2025. Middelskønnet følger Finansministeriets fremskrivning frem til 2025, hvorefter både det lave og middelskønnet fremskrives med samme stigningstakt som det høje skøn til 2035. Tallene er vist i tabel 10.

Tabel 10: CO<sub>2</sub>-kvotepris

2016-priser kr./ton	Lavt skøn	Middelskøn	Højt skøn
2016	43	57	65
2017	43	59	65
2018	43	61	72
2019	43	63	84
2020	43	66	102
2021	43	70	123
2022	43	73	147
2023	43	77	157
2024	43	82	166
2025	43	86	175
2026	45	90	183
2027	47	94	191
2028	49	98	199
2029	50	102	206
2030	52	105	213
2031	54	110	222
2032	57	114	231
2033	59	118	240
2034	61	122	248
2035	62	126	255

Som nævnt i kapitel 5 skal der ikke regnes med økonomisk værdi af ændrede CO<sub>2</sub>-emissioner fra ændret elproduktion, da elproduktion er underlagt CO<sub>2</sub>-kvoteordningen, og CO<sub>2</sub>-værdien dermed allerede er indeholdt i elprisen.

CH<sub>4</sub>-emissioner (metan) og N<sub>2</sub>O-emissioner (lattergas) værdisættes ud fra CO<sub>2</sub>-kvoteprisen, fordi deres vigtigste miljøeffekt er en forøgelse af drivhuseffekten. Der omregnes til CO<sub>2</sub>-ækvivalenter ved at multiplicere CH<sub>4</sub>-missionerne med 25 og N<sub>2</sub>O-emissionerne med 298 jævnfør de gældende retningslinjer i notatet *Nye global warming potential faktorer*, Energistyrelsen, 2013 (Kilde: IPCC Fourth Assessment Report: Climate Change 2007).

### 6.3 Værdisætning af øvrige udledninger

Ændringer i udledningerne af SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> og PM<sub>2,5</sub> værdisættes ved skadesomkostningerne baseret på *Miljø- og Fødevarerministeriets miljøøkonomiske nøgletalskatalog*, 2014. Skadesomkostningerne i Danmark for SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> og PM<sub>2,5</sub> fra stationære anlæg fordelt på SNAP-sektorer er vist i tabel 11<sup>6</sup>. For værdier for andre sektorer såsom særlige processer i industrien henvises til nøgletalskataloget. De viste omkostninger gælder

<sup>6</sup> Da skadesomkostningerne for SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> og PM<sub>2,5</sub> er opgjort i samfundsøkonomiske beregningspriser, skal de ikke multipliceres med nettoafgiftsfaktoren.

kun stationære anlæg. For beregning af skadesomkostninger fra transport henvises til Transportministeriets beregningsforudsætninger (link: [Transportøkonomiske Enhedspriser](#)). Som beskrevet ovenfor anvendes værdien af prisen for CO<sub>2</sub>-kvoter ved beregningen af skadesvirkninger ved udledning af metan og lattergas sammen med de relevante omregningsfaktorer. Omkostningerne ved udledning af CO<sub>2</sub> som følge af elproduktion er indeholdt i elpriserne og beregnes derfor ikke separat.

**Tabel 11: Nationale omkostning ved udledning af SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> og PM<sub>2,5</sub> fra stationære anlæg.**

2016-priser kr./kg	Sektor	SO <sub>2</sub> /SO <sub>4</sub>	NO <sub>x</sub>	PM <sub>2,5</sub>
SNAP 1	Større forbrændingsanlæg	10	7	22
SNAP 2	Forbrændingsanlæg i husholdninger mv.	28	18	82
SNAP 3	Industrielle forbrændingsanlæg	13	9	26
SNAP 9	Behandling og forbrænding af affald m.v.	17	2	31

Kilde: Miljø- og Fødevarerministeriets miljøøkonomiske nøgletalskatalog. For emissionsfaktorer fra andre processer henvises til kataloget.