**Samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger for energipriser og emissioner, marts 2017**

**UDGAVE TIL EKSTERN KOMMENTERING**

17. marts 2017

Udgivet i marts 2017 af Energistyrelsen, Amaliegade 44, 1256 København K.

Telefon: 33 92 67 00, Fax: 33 11 47 43, E-mail: ens@ens.dk, Internet: http://www.ens.dk

Design og produktion: Energistyrelsen

Spørgsmål angående metode og beregning kan rettes til Energistyrelsen**Indhold**

[1. Indledning 3](#_Toc477459555)

[2. Generelle forudsætninger 4](#_Toc477459556)

[2.1 Anvendelse af beregningsforudsætningerne 4](#_Toc477459557)

[2.2 Princip for fastsættelse af sunk costs og faste omkostninger 4](#_Toc477459558)

[2.3 Emissioner 5](#_Toc477459559)

[2.4 Afgifter 5](#_Toc477459560)

[2.5 Følsomhedsanalyser 5](#_Toc477459561)

[2.6 Brændværdier, dollarkurs og inflationsantagelser 6](#_Toc477459562)

[3. Brændselspriser 8](#_Toc477459563)

[3.1 Importpriser og priser ab producent 8](#_Toc477459564)

[3.2 Omkostninger til transport, lager og avancer 10](#_Toc477459565)

[3.3 Brændselspriser an forbrugssted 11](#_Toc477459566)

[4. Priser på el og fjernvarme 13](#_Toc477459567)

[4.1 El 13](#_Toc477459568)

[4.2 Fjernvarme 16](#_Toc477459569)

[5. Beregning af emissioner 17](#_Toc477459570)

[5.1 Emissioner fra brændsler 17](#_Toc477459571)

[5.2 Emissioner fra el 18](#_Toc477459572)

[6. Værdisætning af emissioner 20](#_Toc477459573)

[6.1 Værdisætning af drivhusgasudledninger 20](#_Toc477459574)

[6.2 CO2-kvotepris 20](#_Toc477459575)

[6.3 Værdisætning af øvrige udledninger 22](#_Toc477459576)

# 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 2005, samt *Opdateret tillægsblad til vejledning vedrørende kalkulationsrenten*, Energistyrelsen, juni 2013. Begge kan findes på [Energistyrelsens hjemmeside](https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/samfundsoekonomiske-analysemetoder).

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 korte gennemgange af de metoder, der er anvendt. I kapitel 2 præsenteres de generelle forudsætninger for anvendelse af notatets oplysninger.

Beregningsforudsætningerne bygger på *Danmarks energi- og klimafremskrivning 2017*, Energistyrelsen, marts 2017 (Basisfremskrivningen).

# Generelle forudsætninger

Alle priser i notatet er udtrykt i faste 2017-priser, med mindre andet er nævnt.

## Anvendelse af beregningsforudsætningerne

Formålet med S*amfundsøkonomiske beregningsforudsætninger for energipriser og emissioner* 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 mulighed for at anvende mere projektspecifikke tal, hvis det kan dokumenteres, at der gælder andre forhold lokalt, fx gennem en bindende aftale.

Der er angivet beregningsforudsætninger til og med 2040. I tilfælde af beregninger eller projekter, der strækker sig længere frem i tiden, kan priserne i 2040 fastholdes i faste priser i resten af beregningsperioden.

## 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 som 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 omkostningerne allerede er afholdt. Det kan for eksempel være omkostninger 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 hvor eksisterende områder udvides.
* For konkrete projekter skal sunk costs medført af 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 forbrugeren de faste omkostninger, mens de faste omkostninger er uændrede, hvis forbrugeren blot reducerer sit forbrug af naturgas.

## 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. I konkrete projekter bør man vælge enten projekterede emissionsfaktorer eller Energistyrelsens teknologikataloger, hvis der ikke kan indhentes dokumentation for emissionerne fra de konkrete nye enheder. CO2-emissionsfaktorerne er dog gældende for alle anlæg.

Kvoteomfattede CO2-udledninger og øvrige drivhusgasudledninger værdisættes med den pris på CO2-kvoter, der er vist i kapitel 6. Denne pris skal ligesom brændselspriserne ganges med nettoafgiftsfaktoren.

CO2-udledninger uden for kvotesystemet værdisættes som beskrevet i afsnit 6.1.

Øvrige udledninger værdisættes med de skadesomkostninger, der angives i afsnit 6.3[[1]](#footnote-1). 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 CO2-udledninger fra elproduktion er allerede medregnet i elpriserne i dette notat.

## 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 forvridningstab, som skal medregnes i de samfundsøkonomiske omkostninger, jf. *Vejledning i samfundsøkonomiske analyser på energiområdet,* Energistyrelsen, april 2005. Der henvises til de enkelte lovtekster 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.

## Følsomhedsanalyser

Priser på brændsler og el samt CO2-kvotepriser og værdisætning af emissioner er behæftet med stor usikkerhed, og de viste priser og øvrige forudsætninger er tænkt som centrale skøn.

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. Eksempelvis kan anvendes høje og lave prisforløb anvendt i følsomhedsanalyser i Baggrundsrapport til Basisfremskrivning 2017. Det er dog den samlede følsomhed for projektet som helhed, som er relevant, og ikke blot følsomhed i forhold til fx brændsels- eller elpriser.

## 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 *Grundforløbet til 2025-planen*, der er offentliggjort i september 2016. 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 |  39,64  | GJ/1000Nm3 |
| Elværkskul |  24,10  | 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, 45 % vandindhold) |  9,30  | GJ/ton |
| Træpiller (7 % vandindhold) |  17,50  | GJ/ton |
| Energipil (50 % vandindhold) |  8,00  | GJ/ton |
| Affald |  10,60  | GJ/ton |

Tabel 1b: Dollarkurs

|  |  |
| --- | --- |
| **År** | **Kr./USD** |
| **2017** | 6,63 |
| **2018** | 6,51 |
| **2019** | 6,38 |
| **2020 og frem** | 6,25 |

Tabel 1c: Inflationsantagelser

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Generel inflation(BVT-deflatoren)** | **Prisindeks 2017 = 1** | **Stigning i %** |
| **2005** | 0,792 | 2,69% |
| **2006** | 0,809 | 2,22% |
| **2007** | 0,832 | 2,83% |
| **2008** | 0,871 | 4,72% |
| **2009** | 0,876 | 0,49% |
| **2010** | 0,905 | 3,36% |
| **2011** | 0,910 | 0,58% |
| **2012** | 0,936 | 2,87% |
| **2013** | 0,952 | 1,69% |
| **2014** | 0,961 | 0,92% |
| **2015** | 0,976 | 1,53% |
| **2016** | 0,982 | 0,67% |
| **2017** | 1,000 | 1,81% |
| **2018** | 1,020 | 1,99% |
| **2019** | 1,042 | 2,12% |
| **2020** | 1,065 | 2,27% |
| **2021** | 1,087 | 2,01% |
| **2022** | 1,107 | 1,93% |
| **2023** | 1,130 | 2,00% |
| **2024** | 1,153 | 2,04% |
| **2025** | 1,178 | 2,18% |
| **2026** | 1,201 | 1,98% |
| **2027** | 1,225 | 2,00% |
| **2028** | 1,250 | 2,00% |
| **2029** | 1,274 | 1,97% |
| **2030** | 1,299 | 1,93% |
| **2031** | 1,325 | 1,98% |
| **2032** | 1,351 | 1,97% |
| **2033** | 1,377 | 1,97% |
| **2034** | 1,404 | 1,96% |
| **2035** | 1,432 | 1,96% |
| **2036** | 1,460 | 1,95% |
| **2037** | 1,488 | 1,94% |
| **2038** | 1,517 | 1,94% |
| **2039** | 1,546 | 1,93% |
| **2040** | 1,576 | 1,94% |

# Brændselspriser

I dette kapitel præsenteres prisforløb for fossile og biomassebaserede brændsler.

Brændselspriserne er faktorpriser, og er således opgjort ekskl. afgifter, tilskud og moms. Faktorpriser 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 og husholdninger, og for flybrændstoffet JP1’s vedkommende forstås 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 afsnit 2.2) og derfor ikke medregnes i de samfundsøkonomiske priser. Afvigelser kan også skyldes lokale variationer i priserne.

## Importpriser og priser ab 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 2016* fra november 2016.

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 fremskrivning af kul-, olie-, og naturgaspriser tager udgangspunkt i *New Policies*-scenariet fra IEA[[2]](#footnote-2) og Finansministeriets olieprisskøn, som også er baseret på *New Policies*-scenariet. Herefter er prisforløbene omregnet til danske niveauer. IEA’s brændselspriser er vist i tabel 2 nedenfor.

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

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **2017-priser****DKK/GJ** | **2020** | **2030** | **2040** |
| Kul | 17,1 | 20,2 | 21,1 |
| Råolie | 88,6 | 124,8 | 140,0 |
| Naturgas, Europa | 48,7 | 70,9 | 79,5 |

Note: IEA angiver naturgasprisen ift. øvre brændværdi, men i tabellen er prisen 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) sker ved at lægge tillæg for raffinaderiomkostninger samt en raffineringsmargen og en produktpræmie oven i råolieprisen. Disse pristillæg fremgår af tabel 3. Metoden til omregning fra IEA’s brændselspriser til danske importpriser og priser an forbrugssted beskrives mere detaljeret i *Baggrundsrapport til Basisfremskrivning 2017*, Energistyrelsen (marts 2017), som kan findes på [Energistyrelsens hjemmeside](https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/basisshyfremskrivninger). De endelige importpriser er præsenteret i tabel 4 nedenfor.

 Tabel 3: Raffinaderiomkostninger

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **2017-priser****kr./GJ** | **Raffinaderiomkostning** | **Raffinaderimargin** | **Produktpræmie** | **Samlet** **raffinaderiomkostning** |
| Benzin | 8,7 | 4,3 | 5,8 | 18,8 |
| Diesel/gasolie/fyringsolie | 8,7 | 4,3 | 7,5 | 20,5 |
| Fuelolie | 8,7 | 4,3 | -30,7 | -17,7 |
| JP1 | 8,7 | 4,3 | 3,2 | 16,2 |

**Fast biomasse (træflis, træpiller og halm)**

Priser for fast biomasse er fremskrevet af Ea Energianalyse i 2016. Fremskrivningen er baseret på langsigtede ligevægtspriser frem til 2050 for træflis, træpiller og halm. Ligevægtspriserne repræsenterer importpriser (CIF-priser) for træflis og træpiller leveret ved en dansk havn og priser an forbrugssted for halm og indenlandsk produceret træflis. Derefter kan de langsigtede ligevægtspriser omregnes til priser an forbrugssted (an kraftværk, an værk og an forbruger) gennem skøn for pristillæg.
Opdateringen i 2016 indeholdt en række forbedringer af den oprindelige metode, herunder tilføjelse af et konvergensforløb mellem forwardpriser og langsigtede ligevægtspriser på træpiller, idet det vurderes, at markederne for træpiller nu er velfungerende nok til, at forwardpriserne er pålidelige.
Metoden beskrives mere detaljeret i Baggrundsrapport til Basisfremskrivning 2017.

**Resulterende importpriser og producentpriser**

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

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

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **2017-priser****kr. / GJ** | **Importpriser (CIF-priser)** | **Ab DK producent** |
| **Råolie** | **Naturgas** | **Kul** | **Fuelolie** | **Gasolie** | **Diesel** | **Benzin** | **JP1** | **Træpiller (industri)** | **Træpiller (konsum)** | **Træflis** | **Træflis** |
| **2017** | 59,9 | 38,0 | 18,6 | 42,3 | 80,5 | 80,5 | 78,7 | 76,2 | 49,8 | 56,8 | 47,5 | 42,0 |
| **2018** | 67,8 | 38,0 | 16,2 | 50,2 | 88,4 | 88,4 | 86,6 | 84,1 | 56,4 | 64,3 | 47,9 | 42,2 |
| **2019** | 73,6 | 37,9 | 15,8 | 55,9 | 94,1 | 94,1 | 92,4 | 89,8 | 59,0 | 67,3 | 48,3 | 42,4 |
| **2020** | 78,7 | 37,8 | 16,1 | 61,0 | 99,2 | 99,2 | 97,4 | 94,9 | 61,0 | 69,6 | 48,6 | 42,6 |
| **2021** | 83,7 | 41,2 | 16,4 | 66,1 | 104,3 | 104,3 | 102,5 | 100,0 | 65,2 | 74,4 | 49,1 | 42,9 |
| **2022** | 86,0 | 44,4 | 16,8 | 68,3 | 106,5 | 106,5 | 104,8 | 102,2 | 65,6 | 74,8 | 49,6 | 43,2 |
| **2023** | 88,0 | 47,5 | 17,1 | 70,3 | 108,5 | 108,5 | 106,8 | 104,2 | 66,0 | 75,3 | 50,0 | 43,4 |
| **2024** | 89,6 | 50,5 | 17,4 | 72,0 | 110,2 | 110,2 | 108,4 | 105,9 | 66,4 | 75,7 | 50,5 | 43,7 |
| **2025** | 91,0 | 53,2 | 17,7 | 73,3 | 111,5 | 111,5 | 109,8 | 107,2 | 66,8 | 76,1 | 51,0 | 44,0 |
| **2026** | 93,6 | 56,0 | 17,9 | 75,9 | 114,1 | 114,1 | 112,4 | 109,8 | 67,1 | 76,6 | 51,3 | 44,2 |
| **2027** | 96,1 | 58,6 | 18,2 | 78,4 | 116,6 | 116,6 | 114,9 | 112,3 | 67,5 | 77,0 | 51,7 | 44,5 |
| **2028** | 98,4 | 61,2 | 18,4 | 80,7 | 118,9 | 118,9 | 117,2 | 114,7 | 67,9 | 77,4 | 52,1 | 44,7 |
| **2029** | 100,7 | 63,7 | 18,6 | 83,0 | 121,2 | 121,2 | 119,5 | 116,9 | 68,3 | 77,9 | 52,5 | 45,0 |
| **2030** | 102,8 | 66,1 | 18,9 | 85,2 | 123,4 | 123,4 | 121,6 | 119,1 | 68,7 | 78,3 | 52,9 | 45,2 |
| **2031** | 104,6 | 67,8 | 19,0 | 87,0 | 125,2 | 125,2 | 123,4 | 120,9 | 68,8 | 78,5 | 53,2 | 45,4 |
| **2032** | 106,2 | 69,5 | 19,1 | 88,5 | 126,7 | 126,7 | 125,0 | 122,4 | 69,0 | 78,7 | 53,4 | 45,5 |
| **2033** | 107,6 | 71,2 | 19,2 | 89,9 | 128,1 | 128,1 | 126,4 | 123,8 | 69,2 | 78,9 | 53,7 | 45,7 |
| **2034** | 108,9 | 72,7 | 19,3 | 91,3 | 129,5 | 129,5 | 127,7 | 125,2 | 69,4 | 79,1 | 53,9 | 45,8 |
| **2035** | 110,2 | 74,3 | 19,4 | 92,5 | 130,7 | 130,7 | 129,0 | 126,4 | 69,5 | 79,3 | 54,1 | 45,9 |
| **2036** | 111,4 | 75,1 | 19,5 | 93,7 | 131,9 | 131,9 | 130,2 | 127,6 | 69,7 | 79,5 | 54,4 | 46,1 |
| **2037** | 112,5 | 75,8 | 19,5 | 94,8 | 133,0 | 133,0 | 131,3 | 128,7 | 69,9 | 79,7 | 54,6 | 46,2 |
| **2038** | 113,5 | 76,5 | 19,6 | 95,8 | 134,0 | 134,0 | 132,3 | 129,7 | 70,0 | 79,9 | 54,9 | 46,4 |
| **2039** | 114,4 | 77,2 | 19,7 | 96,7 | 134,9 | 134,9 | 133,2 | 130,7 | 70,2 | 80,1 | 55,1 | 46,5 |
| **2040** | 115,3 | 77,8 | 19,7 | 97,6 | 135,8 | 135,8 | 134,1 | 131,5 | 70,4 | 80,2 | 55,3 | 46,6 |
| Note: Der angives ikke en importpris for halm, da halm betragtes som en lokal ressource. |

## 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 ab producent så vidt muligt når op på markedsprisen ekskl. afgifter i de tilfælde, hvor markedsprisen er observerbar. Spændet angivet for træflis skyldes, at træflis både importeres og produceres i Danmark. Den lave del af spændet angiver omkostninger for importeret træflis, mens den høje del angiver omkostninger for indenlandsk produceret træflis.

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 et pristillæg per forbrugt GJ naturgas for investeringerne til udbygningen, som angivet i anden række 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 2.2 om fastsættelse af sunk costs og faste priser.

 Tabel 5: Omkostninger til transport, lager og avancer

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **2017-priser****kr./GJ** | **An kraftværk** | **An værk** | **An forbruger** |
| **Naturgas, ekskl. sunk costs** | 1,3 | 2,7 | 14,2 |
| **Naturgas, sunk costs (tillæg)** | 1,4 | 6,7 | 21,6 |
| **Kul** | 0,4 | - | - |
| **Fuelolie** | 2,2 | - | - |
| **Gasolie** | 2,2 | 14,7 | 30,2 |
| **Dieselolie** | - | - | 30,2 |
| **Benzin** | - | - | 37,1 |
| **JP1** | - | - | 2,2 |
| **Træflis** | 2,5-8 | 1,4-6,9 | - |
| **Træpiller** | 2,2 | 6,8 | 32,7 |

##

## Brændselspriser an forbrugssted

De samfundsøkonomiske brændselspriser på forbrugsstedet er vist i tabel 6. De beregnes ud fra importpriserne i tabel 4 tillagt omkostninger for transport, lager og avancer i tabel 5. Sunk costs for naturgas er ikke regnet med i tallene i tabel 6.

Tabel 6: Samfundsøkonomiske brændselspriser an forbrugssted.

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **2017-priser****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)** |
| **2017** | 34,1 | 16,1 | 34,9 | 73,1 | 41,7 | 48,7 | 50,1 | 35,5 | 85,6 | 40,0 | 48,5 | 54,6 | 47,1 | 101,1 | 101,1 | 105,0 | 106,3 | 109,6 | 68,8 | 87,0 |
| **2018** | 39,2 | 19,0 | 44,5 | 82,7 | 42,8 | 50,0 | 52,0 | 40,7 | 95,1 | 41,1 | 48,9 | 56,6 | 52,2 | 110,7 | 110,7 | 114,6 | 115,8 | 119,2 | 78,4 | 89,4 |
| **2019** | 39,3 | 16,5 | 52,4 | 90,6 | 43,1 | 50,4 | 58,6 | 40,7 | 103,0 | 41,4 | 49,2 | 63,2 | 52,3 | 118,6 | 118,6 | 122,5 | 123,7 | 127,1 | 86,3 | 97,3 |
| **2020** | 39,2 | 16,1 | 58,1 | 96,3 | 43,5 | 50,8 | 61,2 | 40,6 | 108,8 | 41,7 | 49,5 | 65,8 | 52,2 | 124,3 | 124,3 | 128,2 | 129,5 | 132,9 | 92,1 | 100,5 |
| **2021** | 39,1 | 16,4 | 63,2 | 101,4 | 43,8 | 51,2 | 63,2 | 40,5 | 113,8 | 42,1 | 49,8 | 67,9 | 52,0 | 129,4 | 129,4 | 133,3 | 134,6 | 137,9 | 97,1 | 103,0 |
| **2022** | 42,4 | 16,8 | 68,3 | 106,5 | 44,2 | 51,6 | 67,4 | 43,8 | 118,9 | 42,4 | 50,1 | 72,1 | 55,4 | 134,5 | 134,5 | 138,4 | 139,6 | 143,0 | 102,2 | 108,1 |
| **2023** | 45,7 | 17,1 | 70,5 | 108,7 | 44,6 | 52,1 | 67,8 | 47,1 | 121,2 | 42,8 | 50,4 | 72,6 | 58,6 | 136,7 | 136,7 | 140,6 | 141,9 | 145,3 | 104,5 | 108,7 |
| **2024** | 48,8 | 17,5 | 72,5 | 110,7 | 45,0 | 52,6 | 68,2 | 50,2 | 123,2 | 43,2 | 50,7 | 73,0 | 61,7 | 138,7 | 138,7 | 142,6 | 143,9 | 147,2 | 106,4 | 109,3 |
| **2025** | 51,7 | 17,8 | 74,2 | 112,4 | 45,4 | 53,0 | 68,6 | 53,2 | 124,8 | 43,6 | 51,0 | 73,4 | 64,7 | 140,4 | 140,4 | 144,3 | 145,6 | 148,9 | 108,1 | 109,9 |
| **2026** | 54,5 | 18,0 | 75,5 | 113,7 | 45,8 | 53,5 | 69,0 | 55,9 | 126,2 | 44,0 | 51,4 | 73,8 | 67,4 | 141,7 | 141,7 | 145,6 | 146,9 | 150,2 | 109,4 | 110,5 |
| **2027** | 57,2 | 18,3 | 78,1 | 116,3 | 46,1 | 53,9 | 69,4 | 58,7 | 128,8 | 44,2 | 51,7 | 74,2 | 70,2 | 144,3 | 144,3 | 148,2 | 149,5 | 152,8 | 112,0 | 111,1 |
| **2028** | 59,9 | 18,5 | 80,6 | 118,8 | 46,5 | 54,3 | 69,8 | 61,3 | 131,3 | 44,5 | 52,0 | 74,6 | 72,9 | 146,8 | 146,8 | 150,7 | 152,0 | 155,3 | 114,5 | 111,7 |
| **2029** | 62,4 | 18,8 | 83,0 | 121,2 | 46,8 | 54,7 | 70,1 | 63,9 | 133,6 | 44,7 | 52,3 | 75,0 | 75,4 | 149,1 | 149,1 | 153,1 | 154,3 | 157,7 | 116,9 | 112,3 |
| **2030** | 64,9 | 19,0 | 85,2 | 123,4 | 47,2 | 55,1 | 70,5 | 66,3 | 135,9 | 45,0 | 52,6 | 75,4 | 77,9 | 151,4 | 151,4 | 155,3 | 156,6 | 159,9 | 119,1 | 112,9 |
| **2031** | 67,3 | 19,2 | 87,4 | 125,6 | 47,5 | 55,5 | 70,9 | 68,7 | 138,0 | 45,3 | 52,9 | 75,8 | 80,3 | 153,6 | 153,6 | 157,5 | 158,8 | 162,1 | 121,3 | 113,5 |
| **2032** | 69,1 | 19,3 | 89,2 | 127,4 | 47,7 | 55,7 | 71,1 | 70,5 | 139,8 | 45,4 | 53,0 | 76,0 | 82,0 | 155,4 | 155,4 | 159,3 | 160,5 | 163,9 | 123,1 | 113,8 |
| **2033** | 70,8 | 19,5 | 90,7 | 128,9 | 47,9 | 56,0 | 71,2 | 72,2 | 141,3 | 45,6 | 53,2 | 76,2 | 83,7 | 156,9 | 156,9 | 160,8 | 162,1 | 165,4 | 124,6 | 114,1 |
| **2034** | 72,4 | 19,6 | 92,1 | 130,3 | 48,1 | 56,2 | 71,4 | 73,8 | 142,8 | 45,7 | 53,4 | 76,4 | 85,4 | 158,3 | 158,3 | 162,2 | 163,5 | 166,8 | 126,0 | 114,4 |
| **2035** | 74,0 | 19,7 | 93,5 | 131,7 | 48,3 | 56,4 | 71,6 | 75,4 | 144,1 | 45,8 | 53,6 | 76,6 | 87,0 | 159,7 | 159,7 | 163,6 | 164,8 | 168,2 | 127,4 | 114,6 |
| **2036** | 75,5 | 19,8 | 94,7 | 132,9 | 48,5 | 56,7 | 71,7 | 76,9 | 145,4 | 46,0 | 53,7 | 76,7 | 88,5 | 160,9 | 160,9 | 164,8 | 166,1 | 169,4 | 128,6 | 114,9 |
| **2037** | 76,3 | 19,8 | 95,9 | 134,1 | 48,7 | 56,9 | 71,9 | 77,8 | 146,5 | 46,1 | 53,9 | 76,9 | 89,3 | 162,1 | 162,1 | 166,0 | 167,3 | 170,6 | 129,8 | 115,1 |
| **2038** | 77,1 | 19,9 | 97,0 | 135,2 | 48,9 | 57,2 | 72,1 | 78,5 | 147,6 | 46,3 | 54,1 | 77,1 | 90,0 | 163,2 | 163,2 | 167,1 | 168,4 | 171,7 | 130,9 | 115,4 |
| **2039** | 77,8 | 20,0 | 98,0 | 136,2 | 49,2 | 57,4 | 72,2 | 79,2 | 148,7 | 46,4 | 54,2 | 77,3 | 90,7 | 164,2 | 164,2 | 168,1 | 169,4 | 172,7 | 131,9 | 115,7 |
| **2040** | 78,4 | 20,0 | 98,9 | 137,1 | 49,4 | 57,7 | 72,4 | 79,9 | 149,6 | 46,5 | 54,4 | 77,4 | 91,4 | 165,1 | 165,1 | 169,1 | 170,3 | 173,7 | 132,9 | 115,9 |

Note 1: Priserne for naturgas indeholder ikke sunk costs
Note 2: Priserne for træpiller bygger på værdierne for hhv. industri (værker og kraftværker) og konsum (forbrugere) fra tabel 4.

# Priser på el og fjernvarme

## El

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 2020, og er baseret på modelberegninger med Energistyrelsens model for el- og varmeforsyningen i Norden, RAMSES. Det er elprisen fra RAMSES, som anvendes i Basisfremskrivning 2017.

Frem til 2020 benyttes fremskrivningen af 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.

Elprisen fra Basisfremskrivning 2017 er dog ikke en prognose, da den ikke indeholder politik efter 2020. Derfor kan det være vanskeligt at bruge denne elpris direkte til vurdering af projekter efter 2020. I stedet baseres den langsigtede samfundsøkonomiske elpris efter 2020 på en beregning af de forventede, gennemsnitlige produktionsomkostninger inklusive investeringsomkostninger og nødvendige PSO-omkostninger til balanceydelser, forsyningssikkerhed 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 spotprisen 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 fjernvameproduktion med data for år 2040. Der indgår seks teknologier i beregningen af elproduktionsomkostningerne: landvind, havvind, solceller og kraftvarme baseret på henholdsvis kul, biomasse og naturgas – det sidste i form af spidslastenheder. Vægtningen af produktionsomkostningerne for hver enkelt teknologi i 2040 er fordelt ligeligt mellem teknologierne på grund af den store usikkerhed, der er forbundet med vurderinger på så lang sigt.

Der beregnes et middelskøn for produktionsomkostningerne i 2040[[3]](#footnote-3) ved at beregne et produktionsmix baseret på 1/6 (ca. 17 pct.) fra hhv. landvind, havvind, biomasse, kul, naturgas og solceller. Overgangen fra spotprisfremskrivningen fra RAMSES-modellen i 2020 til de beregnede produktionsomkostninger i 2040 antages af udgøre en ret linje, hvilket giver en gennemsnitlig årlig stigning på ca. 4 pct. fra 2020 til 2040.

Skønnet for elprisen er usikkert i hele perioden frem mod 2040, og derfor bør der, i projekter hvor elprisen har stor betydning for resultatet, gennemføres følsomhedsanalyser med højere og lavere elpriser. Eksempelvis kan anvendes høje og lave priser anvendt i følsomhedsanalyser i Baggrundsrapport til Basisfremskrivning 2017. Det bemærkes i øvrigt, at skønnet for elprisen efter 2020 er en samfundsøkonomisk pris, og derfor ikke kan benyttes som elpris i selskabsøkonomiske analyser.

Tabel 7 viser den rå elpris samt elpriserne ved to forbrugssteder: an virksomhed og an husholdning. Forskellen på den første og de to øvrige kolonner er tillægget af nødvendig PSO, nettab og tariffer. Tarifferne er valgt som gennemsnitstarifferne fra *Elforsyningens nettariffer og priser* fra Dansk Energi (juni 2016) for de relevante forbrugssteder, og udgør 297 kr./MWh for virksomheder og 310 kr./MWh for husholdninger i 2016.

I konkrete tilfælde kan der lokalt og under inddragelse af det lokale netselskab fastlægges andre tariffer baseret på de faktiske omkostninger forbundet med leveringen. Såfremt sådanne lokale priser ikke kan opnås, anvendes tallene i tabel 7.

Tabel 7: Samfundsøkonomiske priser på el. Bemærk, at prisen efter 2020 ikke er et udtryk for spotpriserne og derfor ikke bør benyttes til selskabsøkonomiske analyser.

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **2017-priser****kr./MWh** | **Rå elpris\*** | **An virksomhed\*\*****(> 15 MWh)** | **An husholdning\*\*****(< 15 MWh)** |
| **2017** | 186 | 498 | 510 |
| **2018** | 184 | 495 | 508 |
| **2019** | 191 | 503 | 516 |
| **2020** | 217 | 530 | 543 |
| **2021** | 232 | 546 | 559 |
| **2022** | 247 | 562 | 575 |
| **2023** | 262 | 578 | 591 |
| **2024** | 277 | 594 | 607 |
| **2025** | 292 | 610 | 623 |
| **2026** | 307 | 626 | 639 |
| **2027** | 322 | 642 | 655 |
| **2028** | 337 | 658 | 671 |
| **2029** | 352 | 674 | 687 |
| **2030** | 366 | 690 | 702 |
| **2031** | 381 | 706 | 718 |
| **2032** | 396 | 722 | 734 |
| **2033** | 411 | 738 | 750 |
| **2034** | 426 | 753 | 766 |
| **2035** | 441 | 769 | 782 |
| **2036** | 456 | 785 | 798 |
| **2037** | 471 | 801 | 814 |
| **2038** | 486 | 817 | 830 |
| **2039** | 501 | 833 | 846 |
| **2040** | 516 | 849 | 862 |
| \* Den rå elpris består af en fremskrivning af spotprisen til og med 2020, derefter en lineær overgang til de beregnede, langsigtede produktionsomkostninger i 2040. \*\*Inkl. nettab på 6 pct. For fleksible enheder som varmepumper, elpatroner og kraftvarmeanlæg, der driftes efter elprisen, bør der korrigeres for årsvariationerne i elprisen, som beskrevet nedenfor. |
| Note 1: Kun nødvendig PSO relateret til net, forsyningssikkerhed og øvrige omkostninger (ingen direkte støtte til VE, forskning of 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. |

Elpriserne er faktorpriser, og er således opgjort ekskl. afgifter, tilskud og moms. Faktorpriserne skal ganges med nettoafgiftsfaktoren i forbindelse med samfundsøkonomiske konsekvensberegninger jævnfør *Vejledning i samfundsøkonomiske analyser på energiområdet*, Energistyrelsen, april 2005.

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 afsnit 2.2) og derfor ikke medregnes i de samfundsøkonomiske priser. Afvigelser kan også skyldes lokale variationer i priserne.

**Variable elpriser**

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

Elforbrugende eller -producerende enheder handler normalt el på spotmarkedet, og derfor giver det et mere retvisende billede af samfundsøkonomien at benytte priserne i de perioder, hvor enhederne forventes at køre, frem for at anvende gennemsnitspriser for hele året. Energistyrelsen har derfor udarbejdet en metode til fremskrivning og anvendelse af variable elpriser i forbindelse med samfundsøkonomiske analyser efter varmeforsyningslovens projektbekendtgørelse.

Anvendelsen af variable elpriser skal bygge på en selskabsøkonomisk simulering af driften af enhederne i det pågældende fjernvarmesystem: Baseret på antallet af fuldlasttimer tildeles en gennemsnitlig spotpris, til alle den fleksible enheds fuldlasttimer. Den gennemsnitlige spotpris beregnes ud fra en række relative afvigelser fra årsgennemsnittet baseret på, hvor stor en del af de tilgængelige timer, den pågældende enhed kører.

På et almindeligt naturgasbaseret kraftvarmeværk, hvor en gasmotor og en gaskedel deles om driften, er de tilgængelige timer alle årets timer. Hvis kraftvarmeværket har et solvarmeanlæg, vil der være døgn, hvor hele varmebehovet opfyldes af solvarmen, og ingen andre enheder kører. Det samme gælder typisk for affaldsvarme og i nogle tilfælde overskudsvarme og biomasse.

Der kan altså være tilfælde, hvor værket har sådanne billige produktionsenheder, som overtager hele værkets drift i perioder (typisk om sommeren), så der ikke er plads til den fleksible enhed. Da beregnes det i hvor mange af årets timer, de billige enheder leverer hele produktionen. Disse timer fratrækkes årets 8760 timer, og resultatet er de tilgængelige timer på året.[[4]](#footnote-4)

Den fleksible enheds antal fuldlasttimer beregnes så som en andel af de tilgængelige timer. Denne andel bruges i tabel 8 til at slå elprisens relative afvigelse fra årsgennemsnittet op. Det procentvise antal fuldlasttimer beregnes efter nedenstående formel:

$$driftstid[\%]=\frac{enhedens fuldlasttimer}{8760 timer-timer hvor billigere enhed leverer hele driften}∙100$$

Tabel 8 angiver en række intervaller, som enhedernes driftstid kan falde indenfor. Kører gasmotoren i eksemplet ovenfor for eksempel 14 pct. af de tilgængelige timer, vælges intervallet med de 10–20 pct. dyreste timer. Den tildelte gennemsnitspris er beregnet som gennemsnittet af de 20 pct. af årets timer, hvor priserne er højst.[[5]](#footnote-5)

Elforbrugende enheder som varmepumper til store anlæg[[6]](#footnote-6) og elpatroner vil have andre antal fuldlasttimer, men behandles på samme måde, bortset fra at afvigelserne og faktorerne, der skal ganges på den rå elpris, vælges fra kolonnen med de billigste priser i tabel 8.

Faktorerne i kolonne tre og fem i tabel 8 skal ganges på den rå elpris i tabel 7. For at omregne til priser an forbrugssted skal der derefter korrigeres for et gennemsnitligt nettab på 6 pct. og til slut tillægges udgifter til transport på 297 kr./MWh for virksomheder og 310 kr./MWh for husholdninger. Det er altså kun den rå elpris, der varierer over året, ikke udgifterne til transport.

Eksempel: *På et decentralt kraftvarmeværk, hvor et solvarmeanlæg leverer 2000 timer med fuld dækning af varmebehovet, opnår en varmepumpe 5000 driftstimer baseret på den selskabsøkonomiske optimering. Da solvarmen optager 2000 timer svarer varmepumpens drift til 74 pct. af årets ledige timer. I tabellen vælges intervallet 70-80 pct. hvor elprisens afvigelse fra årsgennemsnittet er -12 pct. For at finde varmepumpens samfundsøkonomiske elpris deles de rene elpriser i tabel 7 (186 kr./MWh i 2017) først med 0,94 for at korrigere for nettabet og ganges herefter med 0,88, og tillægget på 297 kr./MWh for distribution til industri lægges til, hvilket resulterer i en gennemsnitspris for 2017 på:*

*186 kr./MWh / 0,94 ∙ 0,88 + 297 kr./MWh = 471 kr./MWh.*

Tabel 8. Relative afvigelser fra årsgennemsnit for elprisen.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
|  | **Lave priser – Elforbrugende enheder: Varmepumper/elpatroner** | **Høje priser – Elproducerende enheder: Kraftvarmeenheder** |
|  **Driftstid, pct. af tilgængelige timer** |  **Elprisens afvigelse fra årsgennemsnit (pct.)** | **Faktor, der skal ganges på den rå elpris** |  **Elprisens afvigelse fra årsgennemsnit (pct.)** | **Faktor, der skal ganges på den rå elpris** |
| **0-5 pct.** | -0,84 | 0,16 | 0,86 | 1,86 |
| **5-10 pct.** | -0,63 | 0,37 | 0,67 | 1,67 |
| **10-20 pct.** | -0,45 | 0,55 | 0,48 | 1,48 |
| **20-30 pct.** | -0,36 | 0,64 | 0,37 | 1,37 |
| **30-40 pct.** | -0,29 | 0,71 | 0,29 | 1,29 |
| **40-50 pct.** | -0,24 | 0,76 | 0,24 | 1,24 |
| **50-60 pct.** | -0,20 | 0,80 | 0,19 | 1,19 |
| **60-70 pct.** | -0,16 | 0,84 | 0,15 | 1,15 |
| **70-80 pct.** | -0,12 | 0,88 | 0,11 | 1,11 |
| **80-90 pct.** | -0,07 | 0,93 | 0,07 | 1,07 |
| **90-100 pct.** | 0,00 | 1,00 | 0,00 | 1,00 |

Note: Afvigelsen fra årsgennemsnittet er regnet som gennemsnittet over alle timer op til den øvre grænse af intervallet. Faktorerne i kolonne tre eller fem skal benyttes sammen med de rå elpriser i tabel 7.

## Fjernvarme

Prisen på fjernvarme indgår ikke længere i de samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger. Da der er meget stor forskel på fjernvarmeproduktionen i forskellige områder, herunder brændselssammensætning, 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.

# Beregning af emissioner

## Emissioner fra brændsler

CO2-emissionen ved forbrænding afhænger alene af brændselstypen, mens emissionerne af SO2, NOx, CH4 (metan), N2O (lattergas) og PM2,5 (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 9. 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. I konkrete projekter bør man vælge enten projekterede emissionsfaktorer eller Energistyrelsens teknologikataloger, hvis der ikke kan indhentes dokumentation for emissionerne fra de konkrete nye enheder. Dog kan emissionskoefficienterne for CO2 anvendes for nye anlæg, da disse værdier ikke er teknologiafhængige.

Emissionskoefficienterne er baseret på det Nationale center for miljø og energis (DCE) opgørelser, hvoraf koefficienterne i tabel 9 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](http://www.modelcenter.transport.dtu.dk/Noegletal/Transportoekonomiske-Enhedspriser)).

Tabel 9: Emissionskoefficienter (masse per energimængde indfyret brændsel) for typiske kombinationer af brændsler og teknologier i 2014

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Brændsel** | **Anlægstype** | **CO2** | **CH4** | **N2O** | **SO2** | **NOx** | **PM2,5** |
| **kg/GJ** | **g/GJ** | **g/GJ** | **g/GJ** | **g/GJ** | **g/GJ** |
| **Centrale kraftværker og kraftvarmeværker** |
| Naturgas | Dampturbine | 57,1 | 1,0 | 1,0 | 0,4 | 55,0 | 0,1 |
| Kul | Dampturbine | 94,5 | 0,9 | 0,8 | 10,0 | 29,0 | 2,1 |
| Fuelolie | Dampturbine | 79,2 | 0,8 | 0,3 | 100,0 | 138,0 | 2,5 |
| Træ\* | Dampturbine | 0,0 | 3,1 | 0,8 | 1,9 | 81,0 | 4,8 |
| **Decentrale kraftvarmeværker** |
| Naturgas | Gasturbine | 57,1 | 1,7 | 1,0 | 0,4 | 48,0 | 0,05 |
| Naturgas | Motor | 57,1 | 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 |
| **Fjernvarmeværker og lignende\*\*** |
| Naturgas | 57,1 | 1,0 | 1,0 | 0,4 | 33,0 | 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 |
| **Husholdninger** |
| Naturgas | 57,1 | 1,0 | 1,0 | 0,4 | 24,3 | 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 | 140,0 | 4,0 | 11,0 | 75,0 | 501,0 |
| **Industri og lignende** |
| Naturgas | Offshore gasturbine | 57,6 | 1,7 | 1,0 | 0,4 | 199,0 | 0,1 |
| Naturgas | Industrielle kedler | 57,1 | 1,0 | 1,0 | 0,4 | 33,0 | 0,1 |
| Raffinaderigas | Raffinaderier | 57,5 | 1,0 | 0,1 | 1,0 | 94,0 | 5,0 |
| \* Der er meget stor usikkerhed på PM2,5-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 CO2 emissionsfaktor på 0. |

## Emissioner fra el

Der findes ikke en entydig metode til at fastlægge udledningen af CO2 og andre stoffer fra en kWh el.

Udledningen af CO2 kan betragtes på flere forskellige måder med vidt forskellige resulterende udledninger til følge, hvoraf *gennemsnitsbetragtningen* er den lettest anvendelige måde: En gennemsnitlig kWh el udleder CO2 svarende til det vægtede gennemsnit af den elproduktion, der har frembragt elektriciteten.

I Basisfremskrivning 2017 udleder dansk gennemsnits-el CO2 svarende til værdierne i tabel 10.De økonomiske konsekvenser af CO2-udledninger er per definition internaliseret i de øvrige elproduktionsomkostninger i form af prisen på CO2-kvoter. Derfor skal der ikke regnes med en ekstra økonomisk værdi af ændrede CO2-emissioner fra elproduktion uanset hvilken betragtning, der anlægges, fordi kvoteprisen er indeholdt i fremskrivningen af elpriserne.

I tabel 10 er vist emissioner af CO2, CH4, N2O, SO2 og NOx ved produktion og forbrug[[7]](#footnote-7) af el fra Basisfremskrivning 2017, baseret på gennemsnitsbetragtningen som beskrevet ovenfor. Denne betragtning er konsistent med de værdier for emissioner fra elproduktion, som oplyses af Energinet.dk[[8]](#footnote-8), og som bl.a. anvendes i forbindelse med grønne regnskaber. Forskellen på tallene for produktion og forbrug udgøres af nettabet, der er sat til 6 pct. i beregningerne.

Tabel 10: Emissioner af CO2, CH4, N2O, SO2 og NOx fra produktion og forbrug af el. Tallene for elforbrug indeholder et nettab på 6 pct. OBS: Tabellens værdier kommer med i den endelige version af de samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger.

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | **CO2\*** | **CH4** | **N2O** | **SO2** | **NOx** |
| **kg/MWh** | **g/MWh** | **g/MWh** | **g/MWh** | **g/MWh** |
| **Produktion** | **Forbrug** | **Produktion** | **Forbrug** | **Produktion** | **Forbrug** | **Produktion** | **Forbrug** | **Produktion** | **Forbrug** |
| **2017** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| **2018** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| **2019** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| **2020** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| **2021** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| **2022** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| **2023** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| **2024** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| **2025** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| **2026** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| **2027** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| **2028** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| **2029** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| **2030** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| **2031** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| **2032** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| **2033** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| **2034** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| **2035** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| **2036** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| **2037** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| **2038** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| **2039** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| **2040** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| \* Prisen på CO2-kvoter er medregnet i elpriserne angivet i tabel 7. Derfor skal CO2-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 emissionerne er fastholdt fra 2020 og frem. Dette skyldes, at Basisfremskrivning 2017 er udarbejdet under forudsætning om frozen policy, og derfor ikke indeholder politik efter 2020. Beregnede emissioner efter 2020 vil derfor ikke være retvisende. |  |

# 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, SO2, NOx og PM2,5.

## 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 CO2-udledning, vil derfor indebære, at der kan spares gennemførsel 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 CO2-udledning vil være lig reduktionsomkostningen for CO2. Værdien af reduceret CO2-udledning fra et givet tiltag kan dermed opgøres som sparede omkostninger ved et alternativt CO2-reducerende tiltag.

Inden for kvotesystemet kan kvoteprisskønnet fra tabel 11 anvendes til at værdisætte drivhusgasudledning i fravær af et estimat for reduktionsomkostningen knyttet til danske nationale politiske målsætninger vedrørende CO2.

Uden for kvotesystemet eksisterer der ikke en referencepris for CO2-udledninger. Til og med 2020 anbefales det at benytte kvoteprisskønnet fra tabel 11, idet Danmark overopfylder sin reduktionsforpligtelse uden for kvotesektoren i 2020. Fra 2021 bør anvendes et skøn på 500 kr./ton.[[9]](#footnote-9)

Kvoteprisen skal i forbindelse med samfundsøkonomiske konsekvensberegninger ganges med nettoafgiftsfaktoren, jævnfør *Vejledning i samfundsøkonomiske analyser på energiområdet*, Energistyrelsen, april 2005.
De 500 kr./ton er allerede regnet som forbrugerpriser og skal derfor ikke ganges med nettoafgiftsfaktoren.

## CO2-kvotepris

Fra og med 2005 har en stor del af det danske forbrug af fossile brændsler været omfattet af EU’s CO2-kvote­ordning, hvor der dannes en pris for CO2-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 CO2. Værdien af en reduktion i CO2-udledning baseres således ikke på skadesomkostningen ved CO2-udledning, men på den internationale handelsværdi for CO2-kvoter.

Der er stor usikkerhed omkring fremskrivning af CO2-kvoteprisen, og den viste kvotepris bør betragtes som et centralt skøn. Derfor er det vigtigt at gennemføre følsomhedsberegninger, hvor alternative beregningsforudsætninger anvendes. Eksempelvis kan anvendes høje og lave prisforløb anvendt i følsomhedsanalyser i Baggrundsrapport til Basisfremskrivning 2017.

Tabel 11: CO2-kvotepris

|  |  |
| --- | --- |
| **2017-priser (kr./ton)** | **Skøn for CO2-kvotepris** |
| **2017** | 42 |
| **2018** | 43 |
| **2019** | 44 |
| **2020** | 46 |
| **2021** | 47 |
| **2022** | 50 |
| **2023** | 52 |
| **2024** | 55 |
| **2025** | 58 |
| **2026** | 61 |
| **2027** | 65 |
| **2028** | 69 |
| **2029** | 73 |
| **2030** | 77 |
| **2031** | 81 |
| **2032** | 86 |
| **2033** | 91 |
| **2034** | 97 |
| **2035** | 103 |
| **2036** | 109 |
| **2037** | 115 |
| **2038** | 122 |
| **2039** | 129 |
| **2040** | 137 |

Kilde: Finansministeriet (2016)

Som nævnt i kapitel 5 skal der ikke regnes med økonomisk værdi af ændrede CO2-emissioner fra ændret elproduktion, da elproduktion er underlagt CO2-kvoteordningen, og CO2-værdien dermed allerede er indeholdt i elprisen.

CH4-emissioner (metan) og N2O-emissioner (lattergas) værdisættes ud fra CO2-kvoteprisen, fordi deres vigtigste miljøeffekt er en forøgelse af drivhuseffekten. Der omregnes til CO2-ækvivalenter ved at multiplicere CH4-missionerne med 25 og N2O-emissionerne med 298 jævnfør de gældende retningslinjer i notatet *Nye global warming potential faktorer*, Energistyrelsen, 2013 (Kilde: IPCC Fourth Assessment Report: Climate Change 2007).

## Værdisætning af øvrige udledninger

Ændringer i udledningerne af SO2, NOx og PM2,5 værdisættes ved skadesomkostningerne baseret på *Miljø- og Fødevareministeriets miljøøkonomiske nøgletalskatalog*, 2014. Skadesomkostningerne i Danmark for SO2, NOx og PM2,5 fra stationære anlæg fordelt på SNAP-sektorer er vist i tabel 12. Skadesomkostningerne for SO2, NOx og PM2,5 er opgjort i samfundsøkonomiske beregningspriser, så de skal ikke multipliceres med nettoafgiftsfaktoren. For værdier for andre sektorer såsom særlige processer i industrien henvises til nøgletalskataloget.

De viste omkostninger gælder kun stationære anlæg. For beregning af skadesomkostninger fra transport henvises til Transportministeriets beregningsforudsætninger (link: [Transportøkonomiske Enhedspriser](http://www.modelcenter.transport.dtu.dk/Noegletal/Transportoekonomiske-Enhedspriser)).

Som beskrevet i afsnit 6.2 ovenfor anvendes værdien af prisen for CO2-kvoter ved beregningen af skadesvirkninger ved udledning af metan og lattergas sammen med de relevante omregningsfaktorer. Omkostningerne ved udledning af CO2 som følge af elproduktion er indeholdt i elpriserne og beregnes derfor ikke separat.

Tabel 12: Nationale omkostninger ved udledning af SO2, NOx og PM2,5 fra stationære anlæg.

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **2016-priser****kr./kg** | **Sektor** | **SO2/SO4** | **NOx** | **PM2,5** |
| 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 Fødevareministeriets miljøøkonomiske nøgletalskatalog 2014. For emissionsfaktorer fra andre processer henvises til kataloget. |

1. Skadesomkostningerne er opgjort i forbrugerpriser som uddybet i afsnit 6.3, og de skal derfor ikke ganges med nettoafgiftsfaktoren. [↑](#footnote-ref-1)
2. New Policies-scenariet er IEA’s centrale scenarie for udviklingen i bl.a. priser på fossile brændsler og CO2-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 energiforsyningssikkerheden, selv om konkrete tiltag til gennemførelse af disse forpligtelser endnu ikke er identificeret eller annonceret. [↑](#footnote-ref-2)
3. Teknologikatalogets data for omkostninger og effektiviteter repræsenterer teknologier på tidspunktet for investeringsbeslutningen. Dermed repræsenterer tal for 2030 nogenlunde nye enheder i drift i 2040. [↑](#footnote-ref-3)
4. Ovenstående metode bygger på en tilnærmelse om, at der ikke er væsentlige årsvariationer i spotpriserne, og at ekstreme priser er fordelt ligeligt over året. Dermed er det ikke væsentligt i hvilke perioder, enhederne kører, men kun hvor længe. [↑](#footnote-ref-4)
5. Denne tilgang har en tendens til at overestimere gennemsnitsprisen i de billige timer, pga. intervallernes bredde. Omvendt trækker unøjagtigheden i tilnærmelsen om manglende årsvariation i modsat retning. [↑](#footnote-ref-5)
6. Varmepumper til husholdninger har ikke et varmelager, og kører derfor efter varmebehovet snarere end efter elprisen. Varmepumper til husholdninger skal derfor anvende gennemsnitspriser for hele året fra tabel 7. [↑](#footnote-ref-6)
7. Emissionerne ved elproduktion er baseret på modellen RAMSES, der estimerer det gennemsnitlige brændselsforbrug og de deraf følgende emissioner forbundet med den danske elproduktion. [↑](#footnote-ref-7)
8. Energinet.dk oplyser to sæt af emissioner beregnet under antagelse af marginale virkningsgrader ved kraftvarmeproduktion på henholdsvis 125 pct. og 200 pct. Der er anvendt en marginal varmevirkningsgrad på 125 pct. i Energistyrelsens beregninger. [↑](#footnote-ref-8)
9. Der pågår et arbejde med at opgøre reduktionsomkostningerne i ikke-kvotesektoren i Danmark. Når opgørelsen er færdig, vil der komme et rettelsesblad til beregningsforudsætningerne med en opdateret beregningspris for CO2-ækvivalenter i ikke-kvotesektoren. [↑](#footnote-ref-9)