



Fremskrivning af brændselspriser og CO₂-kvotepris

Kontor/afdeling
Systemanalyse

Dato
28. august 2019

J nr. 2019-35

RMO/MIS

Dette bilag viser priser på fossile brændsler, biomasse og CO₂-kvoter anvendt i Energistyrelsens fremskrivninger. Priser er fremskrevet i slutningen af 2018. Alle priser i dette bilag er angivet i 2019-prisniveau.

Priser på fossile brændsler

Introduktion og ændringer

Energistyrelsen fremskriver hvert år danske brændselspriser til brug for blandt andet input til fremskrivninger, herunder modellerne RAMSES og IntERACT. I forhold til fremskrivningen af fossile brændselspriser an forbrugssted for fremskrivninger i 2018 er der sket følgende ændringer:

- Metode til estimering af tillæg til olieprodukter er opdateret for nogle elementer og produkter.
Raffinaderimarginer for alle olieprodukter kan nu opdateres årligt på baggrund af BP's Statistical Review of World Energy's Refinery Margins.
Distributionsomkostninger for benzin, diesel, fyringsolie og gasolie an værk kan nu også opdateres årligt på baggrund af årsregnskaber og statistik. Nærmere beskrivelse af metodeændringen findes i afsnittet "Tillæg til olieprodukter".
- Den hidtidige antagelse om konstante gasdistributionstariffer er revideret, så tarifferne nu tager højde for gasdistributionsselskabernes indfrielse af lån til distributionsnettet i perioden 2021-2023, samt en forventning om et aftagende fremtidigt gasforbrug. Da de samlede omkostninger for distributionsselskaberne forventes afspejlet i tariffen, er denne korrigeret med andelen af nettogæld (afbetalinger og afskrivninger) i forhold til den samlede indtægtsramme¹, samt korrigeret for Energistyrelsens forventning om det nationale gasforbrug. Yderligere beskrivelse af metoden findes i afsnittet "Tillæg til naturgas".

¹ Jf. Forsyningstilsynets "Indtægtsrammer for Naturgasdistributionsselskaberne 2018-2021"

Energistyrelsen

Carsten Niebuhrs Gade 43
1577 København V

T: +45 3392 6700
E: ens@ens.dk

www.ens.dk



Metode

Metoden til fremskrivning af de danske priser for fossile brændsler an forbrugssted er udviklet af Ea Energianalyse i 2013². Metoden består af tre trin:

1. Estimering af forskel mellem historiske internationale og danske importpriser. Forskellen trækkes fra de fremskrevne internationale importpriser for at få et langsigtet forløb for danske importpriser.
2. Fastlæggelse af et konvergensforløb mellem kortsigtede internationale priser og langsigtede danske importpriser på fossile brændsler.
3. Estimering af pristillæg eller -fradrag, som skal lægges til forløbet for danske importpriser for at få priser an forbrugssted (an forbruger, an værk og an kraftværk).

Trin 1 sammenligner danske basispriser³ med IEA-priser i perioden 2002-2016 for at identificere den prisforskel, der skal lægges til IEA-prisen for at opnå danske CIF-priser.

Trin 2 fastsætter et forløb mellem forwardpriser og langsigtede priser fra IEA's World Energy Outlook New Policies Scenario for at opnå en bedre sammenhæng mellem aktuelle markedsforventninger på kort til mellemlangt sigt og prisudviklingen på længere sigt. Forløbet svarer til den metode, som Økonomi- og Indenrigsministeriet anvender til at fremskrive prisen på råolie frem mod 2025. Fra 2018 til det første fremskrivningsår i IEA's World Energy Outlook⁴ (2025) er forløbet et vægtet gennemsnit mellem forwardpriser og IEA-priser med stigende vægt til IEA-prisen, konsistent med Finansministeriets metodeanvisning. I de første år i perioden gives forwardpriser fuld vægt, derefter gives lige stor vægt til forwardpriser og IEA-priser. Denne vægtning er vist i Tabel 1.

² Metoden beskrives mere detaljeret i Ea Energianalyse (2014a).

³ Basispriser er markedspriser fratrukket produktskatter som moms og punktafgifter og tillagt produktsubsidier. Basispriserne indeholder ikke transportomkostninger eller avancer.

⁴ World Energy Outlook 2018 (WEO18), New Policies Scenario (NPS).



Tabel 1. Vægtning mellem forwardpriser og priser fra IEA World Energy Outlook 2018.

År	Forward	IEA WEO
2019	1,0	0,0
2020	1,0	0,0
2021	0,5	0,5
2022	0,5	0,5
2023	0,5	0,5
2024	0,5	0,5
2025	0,5	0,5

Fra første år efter fremskrivningsåret, 2025, og frem anvendes samme udviklingstakt som i IEA's priser, men med udgangspunkt i den vægtede pris for fremskrivningsåret.

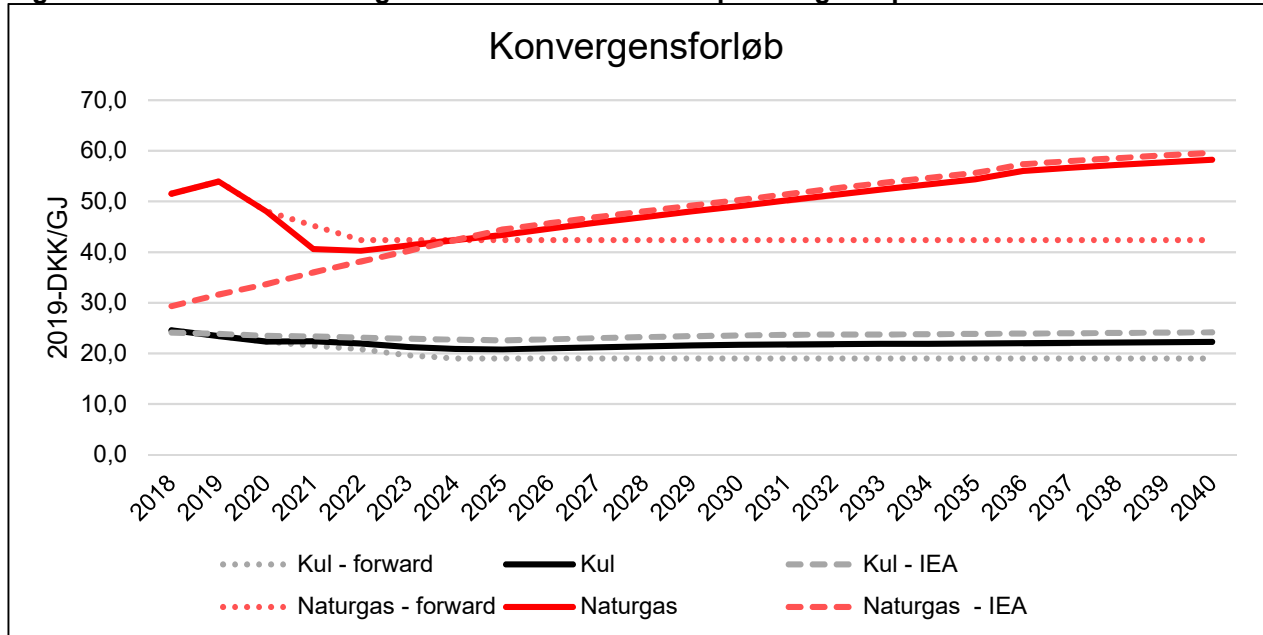
Sammenvejningen af henholdsvis IEA's fremskrivning og forwardpriser afspejler hensyn mellem dels at inddrage den seneste tids udvikling via markedsforventningerne og dels relevant information om udbud og prisudviklingen på længere sigt. Forwardpriser alene vurderes generelt ikke at være velegnede til hverken mellem- eller langsigtede fremskrivninger, hvor WEO18 på denne horisont inkluderer information om forventede teknologiske og økonomiske forhold, som kunne have effekt på brændselspriser. Det skyldes blandt andet, at de er meget afhængige af det aktuelle prisniveau⁵, ligesom der kun er meget begrænset omsætning i kontrakterne med en tidshorisont på over 1-2 år (dvs. informationsindholdet i forwardpriserne ud over denne horisont er begrænset).

Figur 1. Illustration af konvergensforløb mellem forwardpriser og IEA-priser.

illustrerer sammenvejningen af forward- og IEA-priser for kul og naturgas, benævnt som konvergensforløbet. På kort sigt ses en stor afvigelse mellem forwardpriser og IEA-priser for naturgas, hvorefter fremskrivning næsten følger niveauet for IEA-prisen efter 2025, da den forudsatte forwardpris og IEA-prisen ligger tæt på hinanden i 2025. For kul er den generelle tendens at IEA-prisen er højere end den forudsatte forwardpris i hele fremskrivningsperioden. Det bemærkes at der for henholdsvis gas og kul er brugt tilgængelige forwardpriser frem til og med henholdsvis 2022 og 2024 hvorefter de er fastholdt reelt.

⁵ Forwardpriser for kul og naturgas er trukket d. 16. november 2018, og er et gennemsnit af priser fra de seneste 7 handelsdage.

Figur 1. Illustration af konvergensforløb mellem forwardpriser og IEA-priser.



Herefter estimerer trin 3 pristillæg og -fradrag, fx i form af transportomkostninger, produktionsomkostninger og avancer. Disse tillæg skal lægges til den danske CIF-pris for at få den danske brændselspris an forbrugssted.

Trin 1 og 2 gælder for kul og naturgas, mens trin 3 gælder for kul, naturgas og råolie. Den danske importpris på råolie udgøres af Økonomi- og Indenrigsministeriets olieprisskøn, som også er baseret på data fra IEA World Energy Outlook⁶.

Som en konsekvens af den anvendte metode, vil de danske importpriser på naturgas og kul afvige fra IEA-priserne i 2040:

Trin 1 ændrer niveauet for IEA-prisen ved at korrigere for den historiske forskel mellem IEA-priser og danske importpriser på naturgas og kul.

Trin 2 sammenvejer internationale forwardpriser og danske importpriser på kort sigt og betyder derved endnu en ændring i niveauet for de danske importpriser i forhold til IEA-priserne. Fra det første år efter fremskrivningsåret tages udgangspunkt i niveauet for den danske importpris i fremskrivningsåret, og herefter vokser importprisen med den implicite

⁶ Se evt. metodebeskrivelse i Bilag 2 til Energistyrelsen (2017).



vækstrate i IEA-prisen. De fremskrevne danske importpriser bevæger sig altså på samme måde som IEA-priserne, men ud fra et andet udgangspunkt.

For at priser og tillæg kan være så opdaterede som muligt, genberegner Energistyrelsen hvert år værdier baseret på historiske tal og statistik, det vil sige punkt 1 og punkt 3 ovenfor. For nuværende er de tilbageværende elementer, som ikke genberegnes årligt men blot fremskrives til årets prisniveau:

- Transporttillæg for kul.
- Avance for naturgas an værk.
- Transportomkostninger for gasolie og fuelolie an kraftværk, samt for flybrændstof.

Data

IEA-priser for kul, råolie og naturgas består af både statistikker og fremskrivninger:

- Til og med 2010 er priserne fra IEA Energy Prices and Statistics og baseret på de gennemsnitlige priser i OECD-medlemslande.
- Efter 2010 er priserne fra IEA's World Energy Outlook New Policies Scenario og baseret på et gennemsnit for importpriser i EU.

De historiske danske basispriser på fossile brændsler beregnes på baggrund af data fra Energiregnskabet fra Danmarks Statistik for 2002-2016, som angiver produktion og forbrug af energivarer opgjort i både fysiske mængder og værdier⁷. Basispriserne afspejler de faktiske pengestrømme knyttet til forbrug af brændsler i den danske økonomi i et givet år.

Nedenfor gennemgås punkt 1 og 3 for de enkelte brændsler, som beskrevet i starten af metodeafsnittet. Til sidst vises både importpriser og priser an forbrugssted.

Tillæg til kul

Den danske basispris på kul er i gennemsnit 0,4 DKK/GJ (2019-priser) større end IEA-prisen for 2002-2016.

⁷ Udtræk fra tabellerne Energiregnskab i fælles enheder efter anvendelse og energitype (ENE2HA) samt Energiregnskab i værdier (ENE4HA).



Derudover udgøres pristillægget til kul af omkostninger til transport hen til det enkelte kulforbrugende kraftværk i Danmark. Kul sejles fra Ensted havn, Stignæs havn og direkte fra eksportlandet og hen til det enkelte kraftværk. Baseret på indberetninger fra selskaber i vinteren 2017 estimeres transportomkostningerne for kul til at være 1,3 DKK/GJ i 2019-priser.

Alle tillæggene til kul holdes konstante i hele fremskrivningsperioden. Metoden repræsenterer prisen på kul, når det når frem til kraftværket, og indeholder derfor ikke lageromkostninger, kapitalomkostninger forbundet med at opretholde lager, osv. Disse omkostninger anses som en del af kraftværkets driftsomkostninger⁸.

Tillæg til naturgas

Den danske basispris på naturgas er i gennemsnit 14,1 DKK/GJ (2019-priser) lavere end IEA-prisen for 2002-2016, hvilket peger på, at prisniveauet i Danmark historisk set generelt har været lavere end det europæiske gennemsnit.

IEA-prisen er opgjort som en gennemsnitspris for hele EU. Desværre opgør IEA ikke fremskrivninger af importpriser på et mere geografisk detaljeret niveau. Man kan derfor overveje, om der bør ske en fuldstændig udligning mellem den danske importpris på gas og IEA's importpris på lang sigt. Aktuelt ses visse regionale forskelle i de europæiske gaspriser. Efterhånden som mere og mere gas i Europa handles på børser, vil gaspriser i Europa konvergere mod et fælles niveau. Fuld konvergens af europæiske gaspriser ventes dog at ske på så lang sigt, at det er uden for dette notats tidshorizont. I takt med at gasproduktionen fra Nordsøen falder, vil Danmark i stigende grad købe gas i udlandet, formentlig fra Tyskland. Så det langsigtede niveau for den danske importpris på naturgas vil være et niveau svarende til den tyske pris på naturgas.

Den daglige referencepris fra den tyske gasbørs NetConnect Germany (NCG) er i gennemsnit 4,4 DKK/GJ (2019-priser) lavere end IEA-prisen for 2010-2017.

Ifølge Energistyrelsen (2018) skønnes Danmark at være nettoeksportør af naturgas til efter 2035, hvis både de teknologiske ressourcer og efterforskningsressourcerne medtages. I 2020 og 2021 forventes et markant fald i gasproduktionen på grund af renoveringen af Tyra-feltets anlæg, sådan at forbruget forventes at overstige produktionen. I forhold til

⁸ Ea Energianalyse (2014b).



fremskrivningen af brændselspriserne må det forventes, at brugen af forwardpriserne i konvergensforløbet mellem priser på kort sigt og på længere sigt tager højde for denne situation.

For med tiden at udligne forskellen mellem den danske importpris og IEA-prisen på naturgas sættes den danske importpris til at nå samme niveau som den tyske naturgaspris, dvs. 4,4 DKK/GJ lavere end IEA-prisen, i 2036. Mellem 2018 og 2036 sker en lineær reduktion af prisforskellen. Reduktionen af prisforskellen og tilnærmelsen til det tyske gasprisniveau betyder, at naturgasprisen ikke vokser med den implicite vækstrate fra IEA-prisen, men derimod med en tilpasset vækstrate, som følger udligningen.

Ud over forskellen mellem danske basispriser og IEA-priser består tillægget til naturgas af tre elementer. Disse tillæg holdes konstante i hele fremskrivningsperioden.

1. Transmission.

Entrytariffen er inkluderet i den danske basispris på naturgas, da gassen er købt på Gas Point Nordic og dermed allerede er inde i det danske gassystem. Tillægget for transmission omfatter derfor blot exittarif, volumentarif og nødforsyning. Energistyrelsen beregner transmissionstillægget til 3,6 DKK/GJ for husholdninger og 3,4 DKK/GJ for værker og kraftværker i 2018⁹.

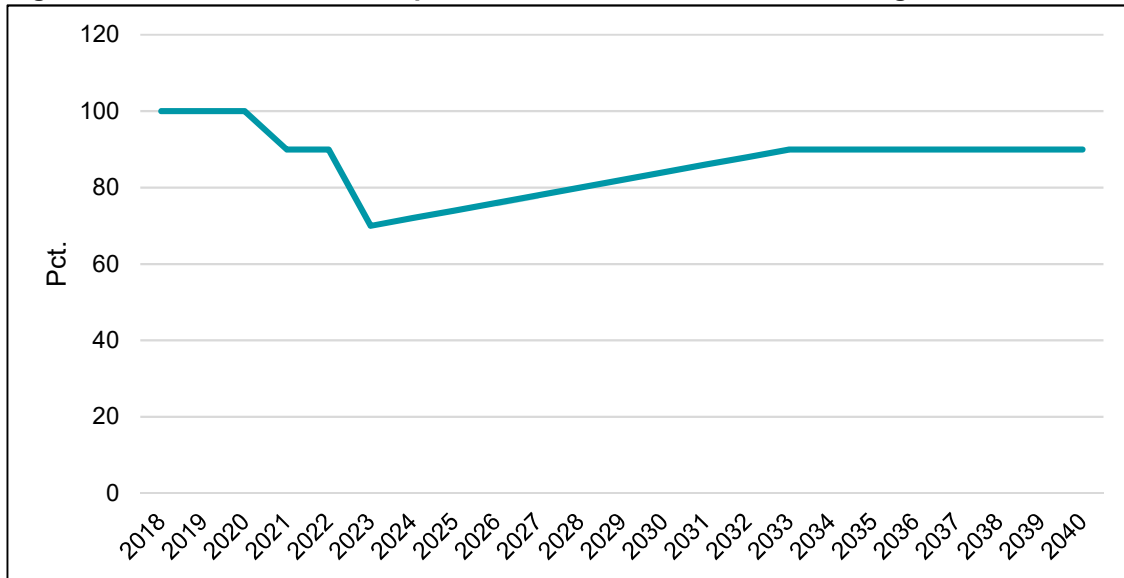
2. Distribution.

Omkostninger til distribution beregnes som en vægtet pris ud fra de tre distributionsselskabers markedsandele og selskabernes distributionstariffer fratrukket energispæredrag. Der medtages ikke andre omkostninger i beregningen af distributionstillægget, herunder abonnement, udgifter til kundeforvaltning, mv. Energistyrelsen beregner distributionstillægget til 22,9 DKK/GJ for husholdninger og 6,4 DKK/GJ for værker i 2018¹⁰.

⁹ Transmissionstillægget beregnes af Energistyrelsen på baggrund af data fra Energinet (2018).

¹⁰ Distributionstillægget beregnes af Energistyrelsen på baggrund af data fra distributionsselskaberne og Forsyningstilsynet (2017).

Figur 2. Korrektionsfaktor på distributionstariffen for naturgas.



For at afdække effekterne af gasdistributionsselskabernes indfrielse af lån på distributionsnettene samt et forventet aftagende fremtidigt gasforbrug, er der i forbindelse med denne brændselspris-fremskrivning introduceret tidsvarierende distributionstariffer. Indfrielse af lån på distributionsnettene forventes at resultere i lavere omkostninger for gasdistributionsselskaberne, hvilket antages at reducere distributionstariffen med 10 pct. i 2021-2022 og med 40 pct. i 2023 i forhold til niveauet i 2018. Omvendt forventes det aftagende fremtidige gasforbrug at få distributionstariffen til at stige løbende, således at denne skønnes at nå op på 90 pct. af det nuværende niveau i 2033.

Udviklingen af den samlede korrektionsfaktor er vist i Figur 2. Effekten på naturgastariffen er antaget at være ens på tværs af forbrugsgrupper. De samlede omkostninger for distributionsselskaberne efter indfrielse af lån estimeres ud fra Forsyningstilsynets indtægtsrammer¹¹. Det anvendte forventede naturgasforbrug er fra Energistyrelsens Analyseforudsætninger til Energinet 2018¹².

Centrale kraftværker benytter ikke distributionsnettet for naturgas og betaler derfor ikke distributionstariffer.

¹¹ Forsyningstilsynet (2017).

¹² Energistyrelsen (2018b). I den Basisfremskrivning 2020 opdateres vurderingen af det forventede aftagende gasforbrugs betydning for naturgastarifferne. Vurderingen er en del af opfølgningen på Energiaftalen af juni 2018 og sker i samarbejde mellem Energistyrelsen og Energinet som et led i arbejdet med modernisering af den kollektive varmeforsyning.



3. Avance ved salg af gas til husholdninger og værker.

Avancen ved salg af gas til husholdninger estimeres af Energistyrelsen på baggrund af Forsyningstilsynets naturgasprisstatistik¹³ fratrukket spotprisen fra Gas Point Nordic for de seneste fem år, som der findes data for. Estimatet for avancen udgøres af et gennemsnit for perioden 2013-2017, og udgør 9,2 DKK/GJ i 2018.

Salgsmarginen ved salg af gas til værker estimeres af Ea Energianalyse til at være 0,8 DKK/GJ i 2014. Opregnet til 2019-priser er avancen 0,9 DKK/GJ for værker.

Kraftværker kan købe gas direkte på engrosmarkedet og pådrager sig derfor ikke avancer fra detailledet.

Tillæg til olieprodukter

Økonomi- og Indenrigsministeriet leverer en fremskrivning af den danske CIF-pris på råolie baseret på data fra IEA WEO. Energistyrelsen fastsætter tillæg til CIF-prisen.

Pristillæggene til olieprodukter består af seks elementer. Raffineringsmargener og raffineringssomkostninger er ens for alle olieprodukter, mens de resterende elementer varierer fra produkt til produkt. En oversigt over disse priselementer fremgår af tabel 2 nedenfor.

Alle tillæggene til olieprodukter holdes konstante i hele fremskrivningsperioden. I forbindelse med dette års brændselsprisfremskrivning opdateres datagrundlaget bag estimatet for raffineringsmargenen nu årligt. Desuden er metoden til estimering af distributionsomkostninger for benzin, diesel og fyringsolie blevet opdateret af Ea Energianalyse¹⁴.

1. Raffineringsmargen

Raffineringsmargen er forskellen mellem engrossalgsværdien af olieprodukter og værdien af den råolie, som produkterne er lavet af. På baggrund af et simpelt gennemsnit af kvartalsvise raffinaderimargener fra BP's Statistical Review for "NWE Light Sweet Cracking" for 2004-2016 bestemmes raffineringsmargenen til at være 5,5 DKK/GJ i 2019-priser.

¹³ Forsyningstilsynet (2018).

¹⁴ Ea Energianalyse (2018).



2. Omkostninger til raffinering

Omkostninger til raffinering beregnes som refinery spread fratrukket raffineringsmargenen. Refinery spread beregnes af Energistyrelsen for hvert år som den gennemsnitlige danske basispris på olieprodukter fratrukket basisprisen på råolie. Et simpelt gennemsnit for den årlige prisforskel for perioden 2004-2016 er 14,0 DKK/GJ i 2019-priser. Omkostninger til raffinering er således lig 8,5 DKK/GJ i 2019-priser.

3. Produktpræmie

Beregnes af Energistyrelsen for hvert år som basisprisen på det individuelle olieprodukt fratrukket den gennemsnitlige danske basispris på alle olieprodukter. Derefter beregnes en gennemsnitlig produktpræmie for 2002-2016, som anvendes som et estimat for den fremtidige årlige produktpræmie¹⁵.

4. Distributionsomkostninger

I forbindelse med dette års opdatering af metode til estimering af distributionsomkostninger for benzin, diesel og fyringsolie, er distributionsomkostningerne for disse tre olieprodukter nu dekomponeret i følgende poster:

- *Omkostninger til terminal og depot:* Nu benyttes årsregnskaber fra Samtank A/S som repræsentativ indikator for omkostninger og marginer tilknyttet terminal og depot. Denne post bidrager med 0,9 DKK/GJ i det samlede distributionstillæg for alle tre produkter.
- *Omkostninger til distribution af transportbrændsler og fyringsolie:* Nu tages udgangspunkt i Skanols årsregnskaber, oplysninger fra deres hjemmeside samt antagelser om bl.a. antal liter per leverance flydende brændsel samt antal leverancer per vogn per døgn. Posten bidrager med henholdsvis 2,6 DKK/GJ, 2,4 DKK/GJ og 5,8 DKK/GJ for benzin, diesel og fyringsolie. Distributionsomkostninger for gasolie an værkt antages lig omkostningerne for distribution af diesel til tankstationer.

¹⁵ Produktpræmierne for fuelolie og flybrændstof er negative. Ea Energianalyse forklarer dels dette med, at produktpræmien beregnes i forhold til den *gennemsnitlige* pris for alle olieprodukter, dels at kategorien fuelolie omfatter en stor gruppe af brændselsolier, herunder også bunkring til skibe, som har oplevet en stramning i reguleringen af forurenende stoffer som fx svovl. Stramningen betyder, at der nu går mere raffinering til det gennemsnitlige forbrugte fuelolieprodukt. Ea Energianalyse (2014b).



- *Omkostninger til drift af tankstationer:* Regnskabsstatistikken fra Danmarks Statistik angiver ikke længere brændstofsalg, kiosksalg og bilvask særskilt. På baggrund af oplysninger om antal af bilvaske og omsætning fra kiosksalg fra Drivkraft Danmark Energistatistik 2018 og antagelser om overskudsgrader for bilvaske og tankstationskiosker, estimeres de samlede omkostninger og marginer ved brændstofrelateret tankstationsdrift til at bidrage med 22,5 DKK/GJ i det samlede distributionstillæg for benzin og diesel.

Med undtagelse af antagelser om overskudsgrader fra kiosksalg og bilvask, kan Energistyrelsen fremover opdatere alle elementer, som indgår i distributionsomkostningerne for benzin, diesel og fyringsolie.

Transportomkostninger for gasolie og fuelolie an kraftværk samt for flybrændstof an lufthavn fastsættes fortsat ved brug af den eksisterende metode¹⁶. Gasolie og fuelolie leveres primært til større kraftværker med skib, og estimerne baseres på internationale fragtrater. Transportomkostninger for flybrændstof til lufthavne antages at svare til transportomkostninger for gasolie og fuelolie til kraftværker. Energistyrelsen opregner transportomkostningerne til 2019-priser.

5. Avance ved salg til forbrugere og værker

Avancen estimeres af Energistyrelsen som den gennemsnitlige basispris for det enkelte olieprodukt fratrukket distributionsomkostninger. For benzin, diesel og fyringsolie anvendtes sidste år et gennemsnit for en periode på fem år. Danmarks Statistik ændrede dog kildegrundlaget for opgørelsen af avancer på benzin og diesel fra og med 2015. Derfor anvendes nu et gennemsnit for den toårige periode 2015 til 2016. Den generelle metode for estimering af avancer an forbrugssted er dog stadig, at der bør anvendes et gennemsnit for de seneste fem år. Derfor vil perioden blive udvidet efterhånden som data bliver tilgængelige.

For gasolie an værk betragtes en periode på 5 år fra 2012 til 2016, som er den generelle metode for estimering af avancer.

¹⁶ Ea Energianalyse (2014b).

Tabel 2. Tillæg til olieprodukter, som varierer mellem det enkelte produkt.

Angivet i kr./GJ (faste 2019-priser).

Olieprodukt	Forbrugssted	Produktpræmie	Distributionsomkostninger	Margin
Benzin	an forbruger	7,8	26,1	2,0
Diesel	an forbruger	5,6	25,8	-1,1 ^{*)}
Fyringsolie	an forbruger	5,6	6,7	18,0
Gasolie	an værk	5,6	3,3	5,5
Gasolie	an kraftværk	5,6	2,3	
Fuelolie	an kraftværk	-28,2	2,3	
JP1	an lufthavn	-6,8	2,3	

6. *) Den negative avance er en konsekvens af den opdaterede metode for tillæg til olieprodukter. Danmarks Statistik opgør en avance på 24,7 DKK/GJ, som skal fordeles mellem distributionsomkostninger og margin. Med den nye metode estimeres produktionsomkostningerne højere end den prisforskel, der skal kvalificeres, hvilket resulterer i negative avancer. **Biobrændsler.**

Pristillægget til benzin som følge af iblanding af bioethanol bestemmes af Energistyrelsen ud fra en prisforskel på 2,6 DKK/L benzinækvivalent, svarende til ca. 80 DKK/GJ i 2019-priser, og en energiprocent på 3,27 pct. Pristillægget til benzin bliver således 2,6 DKK/GJ i 2019-priser.

Pristillægget til diesel som følge af iblanding af biodiesel bestemmes af Energistyrelsen ud fra en prisforskel på 2,6 DKK/L dieselækvivalent, svarende til ca. 74 DKK/GJ i 2019-priser, og en energiprocent på 6,56 pct. Pristillægget til diesel bliver således 4,8 DKK/GJ i 2019-priser.

Tabel 3. Priser på fossile brændsler anvendt i fremskrivningerne. Angivet i kr./GJ (faste 2019-priser).

2019- DKK/GJ	Importpris			An kraftværk				An værk		An forbruger				An lufthavn
	Kul	Råolie	Naturgas	Kul	Fuelolie	Gasolie	Naturgas	Gasolie	Naturgas	Benzin	Diesel	Fyringsolie	Naturgas	JP1
2018	24,6	79,7	51,5	25,9	67,7	101,5	54,9	108,0	62,2	129,4	123,9	123,9	83,7	89,0
2019	23,4	73,9	53,9	24,7	61,9	95,7	57,3	102,2	64,6	123,6	118,1	118,1	86,1	83,2
2020	22,3	75,9	48,0	23,7	64,0	97,7	51,4	104,3	58,7	125,7	120,1	120,1	80,2	85,3
2021	22,4	77,7	40,6	23,7	65,7	99,5	44,0	106,0	50,6	127,4	121,9	121,9	70,4	87,1
2022	22,0	79,3	40,3	23,3	67,3	101,1	43,6	107,6	50,3	129,0	123,5	123,5	70,1	88,6
2023	21,3	81,0	41,3	22,6	69,0	102,8	44,7	109,4	50,0	130,8	125,2	125,2	66,6	90,4
2024	20,9	82,7	42,4	22,2	70,7	104,5	45,7	111,1	51,3	132,4	126,9	126,9	68,1	92,1
2025	20,8	84,1	43,4	22,1	72,1	105,8	46,8	112,4	52,4	133,8	128,2	128,2	69,6	93,4
2026	21,0	86,7	44,6	22,3	74,7	108,5	48,0	115,0	53,8	136,4	130,9	130,9	71,3	96,0
2027	21,2	88,2	45,8	22,5	76,2	110,0	49,2	116,5	55,1	137,9	132,4	132,4	72,9	97,5
2028	21,4	89,6	47,0	22,7	77,6	111,4	50,3	117,9	56,3	139,3	133,8	133,8	74,5	98,9
2029	21,5	90,9	48,0	22,9	79,0	112,7	51,4	119,3	57,6	140,7	135,1	135,1	76,1	100,3
2030	21,7	92,1	49,1	23,0	80,2	113,9	52,4	120,5	58,7	141,9	136,3	136,3	77,5	101,5
2031	21,8	93,7	50,2	23,1	81,7	115,5	53,6	122,0	60,0	143,4	137,9	137,9	79,1	103,0
2032	21,8	95,6	51,3	23,2	83,6	117,4	54,7	123,9	61,2	145,3	139,7	139,7	80,7	104,9
2033	21,9	97,3	52,4	23,2	85,4	119,1	55,7	125,7	62,4	147,1	141,5	141,5	82,2	106,7
2034	21,9	99,0	53,4	23,3	87,0	120,8	56,7	127,3	63,4	148,7	143,2	143,2	83,2	108,4
2035	22,0	100,6	54,4	23,3	88,6	122,4	57,7	128,9	64,4	150,3	144,8	144,8	84,2	110,0
2036	22,0	102,1	56,0	23,4	90,1	123,9	59,4	130,4	66,1	151,8	146,3	146,3	85,9	111,4
2037	22,1	103,5	56,6	23,4	91,6	125,3	60,0	131,9	66,7	153,3	147,7	147,7	86,5	112,9
2038	22,2	104,9	57,2	23,5	92,9	126,7	60,6	133,2	67,2	154,6	149,1	149,1	87,0	114,2
2039	22,2	106,1	57,7	23,5	94,2	127,9	61,1	134,5	67,8	155,9	150,3	150,3	87,6	115,5
2040	22,2	107,3	58,2	23,6	95,3	129,1	61,6	135,6	68,3	157,0	151,5	151,5	88,1	116,7



Priser på biomasse

Introduktion og ændringer i forhold til sidste år

Generelt er fremskrivningen af biomassepriser an forbrugssted i 2018 blot en opdatering af fremskrivningen fra 2017 i form af opdaterede værdier for deflator, dollarkurs, oliepris og forwardpriser. Den mest væsentlige ændring er kilde for forwardpriser, som ved sidste års fremskrivning var EEX. I år er kilden Argus Biomass. Den ændrede kilde betyder, at den danske importpris igen er en sammenvejning af priser fra Baltikum og Nordamerika.

Metode

Priser for biomasse an forbrugssted er fremskrevet af Ea Energianalyse i 2016¹⁷. Denne fremskrivning er en opdatering af en metode udviklet af Ea Energianalyse i 2013 og 2014.

I 2013 udviklede Ea Energianalyse en metode til at udarbejde langsigtede ligevægtspriser frem til 2050 for træflis, træpiller og halm. Ligevægtspriserne repræsenterer CIF-priser for træflis og træpiller leveret ved en dansk havn og priser an forbrugssted for halm og indenlandsk produceret træflis.¹⁸

I 2014 udviklede Ea Energianalyse en metode til at omregne de langsigtede ligevægtspriser til priser an forbrugssted (an kraftværk, an værk og an forbruger)¹⁹.

Opdateringen i 2016 indeholder en række forbedringer af den oprindelige metode:

- 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.
- Nye oliepriser, som indgår i fremskrivningerne af de langsigtede ligevægtspriser.
- Opdatering af priser på rå biomasse.
- Mere detaljeret modellering af fragt af biomasse.

¹⁷ Ea Energianalyse (2016).

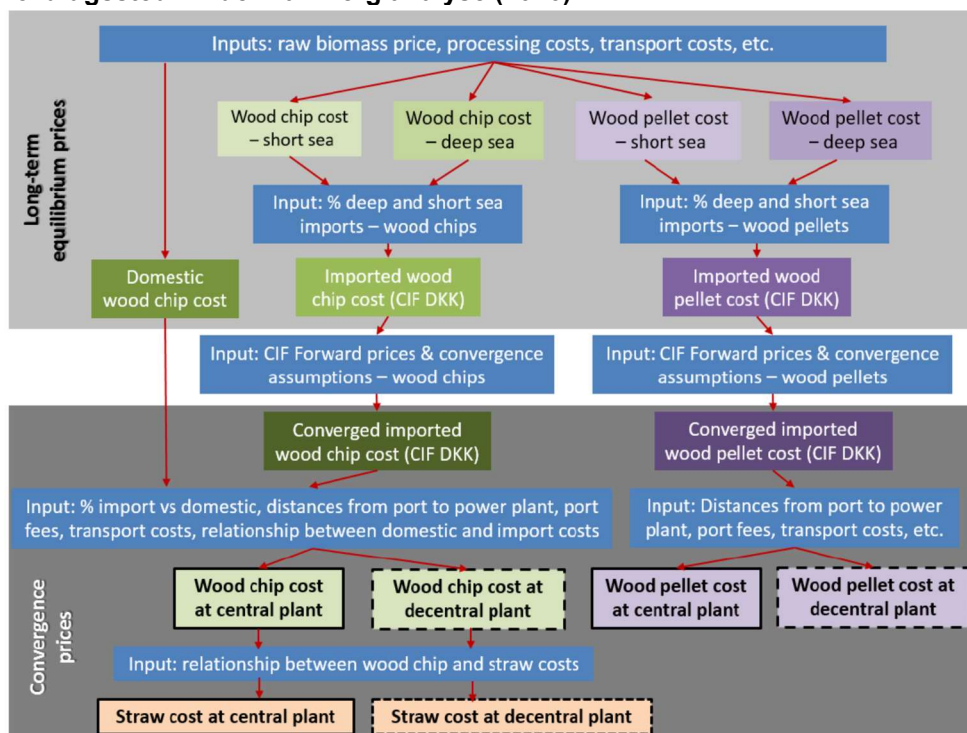
¹⁸ Metoden beskrives nærmere i Ea Energianalyse (2013).

¹⁹ Metoden beskrives nærmere i Ea Energianalyse (2014c).

Metoden til fremskrivning af danske priser på biomasse an forbrugssted består af 3 trin:

1. Fremskrivning af langsigtede ligevægtspriser på biomasse frem til 2050. Priser på træpiller og importeret træflis estimeres som danske CIF-priser, det vil sige priser leveret ved en dansk havn. Priser på halm og indenlandsk produceret træflis estimeres som priser an forbrugssted (værk og kraftværk).
2. Fastlæggelse af konvergensforløb mellem internationale forwardpriser og danske CIF-priser på træpiller.
3. Estimering af pristillæg, så der opnås en dansk pris an forbrugssted (an forbruger, an værk og an kraftværk).

Figur 3. Metode til fremskrivning af danske priser for biomasse an forbrugssted. Kilde: Ea Energianalyse (2016).



Trin 1 fremskriver CIF-priser på importeret træflis og træpiller leveret ved en dansk havn samt priser på indenlandsk produceret træflis leveret ved indgangen til værk eller kraftværk.

Importpriserne dannes på baggrund af en bottom-up model, der indeholder data for rå biomassepriser af skov i eksportlandet, profitmarginen for biomasseproducenten, omkostninger til forarbejdning, transportomkostninger og omkostninger til fragt til en dansk havn.



Den indenlandske pris på træflis fremskrives på baggrund af de samme faktorer som den importerede træflis, men i stedet for omkostninger til fragt ses på omkostninger til indenlandsk transport til centrale og decentrale værker.

Disse tre priser (importeret træflis, importerede træpiller og indenlandsk produceret træflis) betegnes *langsigtede ligevægtspriser*, idet de fremskrives til 2050 ud fra en antagelse om et marked i ligevægt, og derfor ikke tager højde for prisvariationer på kort sigt.

Trin 2 fastlægger et forløb mellem forwardpriser og langsigtede priser på træpiller fra trin 1 for at opnå en bedre sammenhæng mellem aktuelle markedsforsventninger på kort til mellemlangt sigt og prisudviklingen på længere sigt²⁰. Der er valgt det samme konvergensforløb, som der anvendes for kul i fremskrivningen af priser an forbrugssted for fossile brændsler. Fra 2018 til 2025, som er det første fremskrivningsår i IEA's World Energy Outlook, er forløbet et vægtet gennemsnit mellem forwardpriser og IEA-priser med stigende vægt til IEA-prisen. I de første år i perioden gives forwardpriser fuld vægt, derefter gives lige stor vægt til forwardpriser og IEA-priser. Fra første år efter fremskrivningsåret og frem anvendes samme udviklingstakt som i den langsigtede ligevægtspris, men med udgangspunkt i den vægtede pris for fremskrivningsåret.

Markederne for træflis vurderes endnu ikke at være af en størrelse og likviditet til at indeholde pålidelige forwardpriser. Derfor anvendes udelukkende den langsigtede ligevægtspris i hele fremskrivningsperioden for importeret træflis, og der fastlægges således ikke et konvergensforløb mellem forwardpriser og langsigtede priser.

Trin 3 estimerer pristillæg i form af havnegebyrer, losseomkostninger, transport fra havn til decentrale værker og forbrugere samt et pristillæg for træpiller til husholdninger. Disse tillæg skal lægges til den danske CIF-pris for at få den danske brændselspris an forbrugssted. I dette trin tages også højde for betydningen af interaktionen mellem priser for indenlandsk produceret træflis og importeret træflis for den endelige pris an forbrugssted. Endelig estimeres priser an forbrugssted for halm.

²⁰ På denne måde kommer metoderne for fremskrivning af priser for biomasse og priser for fossile brændsler tættere på hinanden i forhold til tidligere. Desuden er især markederne for træpiller modnet i løbet af de sidste par år, hvilket betyder, at der nu findes tilgængelige forwardpriser, som ser ud til at afspejle aktuelle markedsforshold. Ea Energianalyse (2016), p. 6.



Data

Biomasseprismodellen tager udgangspunkt i en oliepris for hele Europa, og altså ikke i en pris kun for Danmark. Kilden til den anvendte oliepris er importprisen på råolie fra IEA World Energy Outlook fra New Policy scenariet. Det er den samme kilde, som Økonomi- og Indenrigsministeriets olieprisfremskrivning baserer sig på. Olieprisen har ikke stor betydning for prisen på fast biomasse, og har kun effekt gennem omkostninger for erhvervelse, produktion og transport af både rå biomasse og det færdige produkt.

Datagrundlaget er for spot- og forwardpriser på fast biomasse ændret fra EEX til Argus. Hidtil er der blevet lavet en håndholdt korrektion på det eksisterende data, da kun FOB-priser på træflis fra amerikanske havne var tilgængelige. Med det nuværende datagrundlag er priser fra europæiske havne, dels Baltikum og dels ARA²¹, tilgængelige.

Til biomasseprisfremskrivningen i 2017 var forwardpriser på træpiller fra EEX. I den seneste fremskrivning er forwardpriserne på træpiller igen fra Argus Biomass, som indeholder forwardpriser på træpiller importeret både fra Baltikum og fra Nordamerika. Den anvendte forwardpris på træpiller er en vægtning mellem træpiller importeret fra Baltikum (75 pct.) og træpiller importeret fra Nordamerika via ARA (25 pct.). Forwardprisen konverteres til danske CIF-priser ved at lægge omkostninger for yderligere transport frem til den danske grænse oven i forwardprisen.

Data for øvrige omkostninger mv. er indsamlet af Ea Energianalyse.

Tillæg til træpiller

Alle træpiller antages at være importerede.

Tillægget til den danske CIF-pris for priser an værk og an kraftværk består af omkostninger til håndtering (havnegebyr og losseomkostninger) samt transport fra havn til værk.

For træpiller estimeres også en pris an husholdning. Tillæggene til den danske CIF-pris består af en forbrugerpræmie, omlastning, håndtering, lager og distribution i detailledet samt transport. Forbrugerpræmien estimeres til 15 pct. af den vægtede danske CIF-pris for træpiller.²²

²¹ ARA: Amsterdam/Rotterdam/Antwerpen.

²² Præmien er baseret på international prisstatistik (Argus) for CIF-priser i Nordvesteuropa, som indikerer en præmie på ca. 10-20 pct. mellem træpiller til industri og træpiller til husholdninger.



Desuden tillægges en variabel omkostning til transport under antagelse af en gennemsnitlig transportafstand på 75 km.

Træflis

Forsyningen med træflis i Danmark er en blanding af import og indenlandsk produktion. Dette har betydning for den danske pris på træflis an forbrugssted, idet det enten er den indenlandske pris eller importprisen, som vil dominere, afhængig af markedssituationen. I situationer med lav indenlandsk efterspørgsel kan prisen an værk være lavere end prisen an kraftværk på grund af kortere transportafstande. I situationer med høj indenlandsk efterspørgsel vil importprisen dominere, og afstanden til importhavn vil få øget betydning.

For at fange denne interaktion mellem priser har Ea Energianalyse opstillet en række betydende antagelser, hvor et vigtigt kriterium er, at det i udgangspunktet skal være de priser, som observeres i markedet, der afspejles.

Som udgangspunkt antages, at de centrale kraftværker udelukkende baserer deres forsyning på importeret træflis. Forsyningen til decentrale værker afhænger af udbuds-/efterspørgselsbalancen ("importfaktoren") for træflis i Danmark.²³

Desuden fastsættes et loft for, hvor meget prisen an kraftværk kan være højere end prisen an værk (7,5 pct.). Hvis prisforskellen er for høj, øges den resulterende pris an værk. Dette skyldes en antagelse om, at væsentligt højere priser an kraftværk vil betyde, at lokale leverandører vil foretrække at levere til centrale kraftværker, selvom transportafstanden er længere. Denne antagelse vil føre til en udjævning af priser mellem værker og kraftværker.

Halm

Al halm antages at være indenlandsk produceret.

Det er ikke forsøgt at estimere produktionsomkostninger for halm. I stedet er der fastlagt en direkte sammenhæng mellem priser på træflis an forbrugssted og priser på halm. Halm til energiformål er et mere besværligt brændsel end træflis, og det er derfor antaget, at halm kan prissættes med udgangspunkt i prisen på træflis. Baseret på en ældre prisstatistik, hvor Energistyrelsen ikke længere har adgang til opdaterede data, antages at

²³ Importfaktoren er en eksogen faktor, som for hvert fremskrivningsår udtrykker i hvilket omfang det danske forbrug af træflis er importbaseret. Aktuelt er importfaktoren antaget lig 10 pct., således at 10 pct. af forsyningen af træflis til decentrale værker er importeret.

prisen på halm an forbrugssted ligger 14 pct. under prisen for træflis henholdsvis an værk og an kraftværk. Denne tilgang vil i forbindelse med næste brændselsprisfremskrivning blive opdateret.

Træflis- og halmprisen an værk er altid lidt lavere end prisen an kraftværk på grund af kortere transportafstande.

Tabel 4. Priser på biomasse anvendt i fremskrivningerne. Angivet i kr./GJ (faste 2019-priser).

2019- DKK/GJ	An kraftværk			An værk	
	Træpiller	Træflis	Halm	Træflis	Halm
2018	66,4	50,2	43,2	49,5	41,3
2019	68,0	50,7	43,6	49,8	41,6
2020	67,3	51,1	43,9	50,1	42,0
2021	67,1	51,6	44,3	50,4	42,4
2022	66,9	52,1	44,8	50,7	42,8
2023	66,8	52,6	45,2	51,1	43,2
2024	66,8	53,1	45,7	51,4	43,6
2025	66,7	53,6	46,1	51,8	44,0
2026	66,9	53,9	46,4	52,0	44,3
2027	67,2	54,2	46,6	52,3	44,6
2028	67,4	54,5	46,9	52,6	44,8
2029	67,7	54,9	47,2	52,8	45,1
2030	67,9	55,2	47,4	53,1	45,3
2031	68,1	55,4	47,7	53,3	45,5
2032	68,3	55,7	47,9	53,5	45,8
2033	68,5	56,0	48,1	53,7	45,9
2034	68,7	56,2	48,4	53,8	46,1
2035	68,9	56,5	48,6	54,0	46,2
2036	69,0	56,7	48,8	54,2	46,4
2037	69,2	57,0	49,0	54,4	46,5
2038	69,4	57,2	49,2	54,5	46,7
2039	69,5	57,5	49,4	54,7	46,8
2040	69,7	57,7	49,6	54,9	47,0



Priser på CO₂-kvoter

CO₂-kvoteprisen anvendt i fremskrivningerne er fremskrevet efter metodeanvisning fra Finansministeriet. Som følge af at aftalen om kvotehandelssystemet fra november 2017 vurderes at have medført en stigende kvotepris gennem 2018, har Finansministeriet i efteråret 2018 opdateret metoden og skønnene for CO₂-kvoteprisen i forhold til sidste års fremskrivning. Skønnet er fastlagt ud fra en skønnet effekt af de nye rammer for kvotehandelssystemet. Her er der søgt taget højde for, at dele af stigningen i kvoteprisen i 2018 kan skyldes en midlertidig markedsreaktion, således at det alene er den strukturelle virkning af reformen, som her afspejles i skønnet over den fremtidige kvotepris.

Den hidtidige fremskrivningsmetode, hvor prisen for CO₂-kvoter stiger med virksomhedernes diskonteringsrente er fastholdt. Diskonteringsrenten fastlægges på baggrund af renten for den 10-årige tyske statsobligation plus en risikopræmie på 3,5 pct. Det bemærkes, at skønnene for CO₂-kvoteprisen er forbundet med betydelig usikkerhed.

Tabel 5. Lange rente på 10-årig statsobligation i euroområdet og kerneinflation fra Økonomisk Redegørelse, december 2018, samt risikopræmie. Kvoteprisskønnet er angivet med udgangspunkt i den skønnede strukturelle pris i 2023 på 139 2019-DKK/ton.

	Rente	Kerneinflation	Risikopræmie	CO ₂ -kvotepris
	pct.	pct.	pct.	2019-DKK/ton
2018	0,5	1,5	3,5	119
2019	0,7	1,7	3,5	122
2020	1,1	1,8	3,5	125
2021	1,5	1,8	3,5	129
2022	1,9	1,8	3,5	134
2023	2,2	1,8	3,5	139
2024	2,5	1,8	3,5	145
2025	2,7	1,8	3,5	151
2026	2,9	1,8	3,5	158
2027	3,1	1,8	3,5	166
2028	3,3	1,8	3,5	174
2029	3,4	1,8	3,5	183
2030	3,6	1,8	3,5	192
2031	3,6	1,8	3,5	203
2032	3,6	1,8	3,5	213
2033	3,6	1,8	3,5	225
2034	3,6	1,8	3,5	236
2035	3,6	1,8	3,5	249
2036	3,6	1,8	3,5	262
2037	3,6	1,8	3,5	276
2038	3,6	1,8	3,5	291
2039	3,6	1,8	3,5	306
2040	3,6	1,8	3,5	322



Litteratur og datagrundlag

Danmarks Statistik:

- ENE2HA Energiregnskab i fælles enheder (detaljeret) efter anvendelse, energitype og tid. <http://www.statistikbanken.dk/ENE2HA>.
- ENE4HA Energiregnskab i værdier. Anvendelse af energi, detaljeret efter enhed, anvendelse, energitype og tid. <http://www.statistikbanken.dk/ENE4HA>.

Ea Energianalyse & Wazee (2011): Opdatering af samfundsøkonomiske brændselspriser. KUL, OLIEPRODUKTER OG NATURGAS. Marts 2011.

Ea Energianalyse (2013): *Analysis of biomass prices. FUTURE DANISH PRICES FOR STRAW, WOOD CHIPS AND WOOD PELLETS*. Juni 2013.

Ea Energianalyse (2014a): Update of fossil fuel and CO2 price projection assumptions. CONVERGENCE PATHWAY. Januar 2014.

Ea Energianalyse (2014b): Welfare economic prices of coal, petroleum products and natural gas. UPDATE OF ADD-ONS TO INTERNATIONAL FORECASTS FOR PROJECTION OF DANISH PRICES AT CONSUMPTION. Marts 2014.

Ea Energianalyse (2014c): *Biomassepriser an forbrugssted*. Juli 2014.

Ea Energianalyse (2016): *Socioeconomic biomass prices. Update of 2013 "Analysis of biomass prices" & 2014 "Biomassepriser an forbrugssted" reports*. September 2016.

Ea Energianalyse (2018): *Metodebeskrivelse til opdatering af pristillæg på olieprodukter*. December 2018.

Energinet (2018): Betalinger for transport i gastransmissionsnettet, gældende fra 1. oktober 2018.

Energistyrelsen (2017): Baggrundsrapport til Basisfremskrivning 2017. Marts 2017

Energistyrelsen (2018a): Ressourcer og prognoser. August 2018.

Energistyrelsen (2018b): Analyseforudsætninger til Energinet 2018

Forsyningstilsynet (2017): Indtægtsrammer for naturgasdistributionsselskaberne 2018-2021.

Forsyningstilsynet (2018): <http://forsyningstilsynet.dk/gas/priser/statistik-om-gaspriser/>

IEA Energy Prices and Statistics.

IEA World Energy Outlook (2011, 2012, 2013, 2014, 2015, 2016).

Model til fremskrivning af biomassepriser an forbrugssted leveret til Energistyrelsen fra Ea Energianalyse, oktober 2016. Opdateret efterår/vinter 2018.

Nettariffer fra distributionsselskabernes hjemmesider:

- Dansk Gas Distribution: <http://www.danskgasdistribution.dk/gaskunder/tariffer-afgifter-og-vilkaar/tariffer-og-afgifter/>
- HMN: https://gasnet.dk/gaskunde/priser_betingelser/distributionstariffer