



Forudsætningsnotat til Basisfremskrivning 2018

Kontor/afdeling
Systemanalyse

Dato
8. maj 2018

Rev. 1

TTO/MBB/MIS

Dette bilagsnotat er udarbejdet i forbindelse med Energistyrelsens Basisfremskrivning 2018 (BF18), fungerende som en oversigt over de antagelser der danner forudsætning for fremskrivningen.

Revisionslog:

Version	Dato	Ændringer
Originalt dokument	13. april 2018	-
Rev. 1	8. maj 2018	Indsat Bilag 17 med teknologivægtede elpriser.

Indhold

Bilag 1. Brændselspriser og CO2-kvoter	3
Bilag 2. Forudsætninger for fremskrivning af drivhusgasser (DCE)	20
Bilag 3. Overordnede forudsætninger	24
Bilag 4. Afgifter og tilskud	26
Bilag 5. Datacentre fremskrivning	27
Bilag 6. Transportmodellen	28
Bilag 7. Transport fremskrivning	34
Bilag 8. EI- og fjernvarmekapacitet fremskrivning.....	37
Bilag 9. Udlandsforbindelser/interkonnektorer fremskrivning.....	39
Bilag 10. Vindkraft fremskrivning	42
Bilag 11. Solceller fremskrivning	45
Bilag 12. Fuldlasttimer for sol og vind.....	49
Bilag 13. Store varmepumper fremskrivning.....	50
Bilag 14. Biogas fremskrivning	52
Bilag 15. Olie- og gasprognoser	54
Bilag 16. Elpris (spot) fremskrivning 2017-2030	56
Bilag 17. Teknologivægtede elpriser (spot) fremskrivning 2020-2030.....	58
Referencer	60

Bilag 1. Brændselspriser og CO₂-kvoter

Dette bilag viser priser på fossile brændsler, biomasse og CO₂-kvoter anvendt i Basisfremskrivning 2018. Priser anvendt i Basisfremskrivning 2018 er fremskrevet i slutningen af 2017. Derfor er alle priser angivet i 2017-prisniveau.

Priser på fossile brændsler

Introduktion og ændringer i forhold til sidste år

Energistyrelsen fremskriver hvert år danske brændselspriser til brug for blandt andet input til basisfremskrivningen, herunder modellerne RAMSES og IntERACT. Der er sket enkelte ændringer i fremskrivningen af fossile brændselspriser an forbrugssted for 2017:

- Antagelserne bag estimeringen af transporttillæg til kul er justeret. Tidligere var estimatet baseret på kul, der blev sejlet til Ensted havn. En del af kullet blev brugt på Enstedværket og resten blev transporteret videre til andre kraftværker på pramme. Enstedværket er nu lukket, hvilket har gjort det nødvendigt at justere antagelserne. Der tages nu udgangspunkt i, at alt kul ankommer til enten Ensted havn eller Stignæs havn, og derfra sejles videre til de kulforbrugende kraftværker med pram, eller at kullet sejles direkte fra eksportlandet og til kraftværket.
- Der anvendes en tilpasset metode til udligning af forskellen mellem den danske importpris og IEA-prisen på naturgas. Tidligere nåede den danske importpris på naturgas det samme niveau som IEA-prisen i 2036. Der holdes fast i, at der skal ske en udligning over tid, men udligningen sker nu til et vist niveau under IEA-prisen i 2036, svarende til det forventede niveau for den tyske naturgaspris.
- For at ensarte metoden estimeres avancer på naturgas, benzin og diesel an forbruger nu som et gennemsnit for de seneste fem år, som der findes data for. Tidligere har avancerne an forbruger været baseret på gennemsnit for tidsperioder af varierende længde.

Metode

Metoden til fremskrivning af de danske priser for fossile brændsler an forbrugssted er udviklet af Ea Energianalyse i 2013¹. 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.

¹ Metoden beskrives mere detaljeret i Ea Energianalyse (2014a).

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 basispriser² med IEA-priser i perioden 2001-2015 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. Fra 2017 til 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. Fra første år efter fremskrivningsåret og frem anvendes samme udviklingstakt som i IEA's priser, men med udgangspunkt i den vægtede pris for fremskrivningsåret.

Trin 3 estimerer 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 Outlook.³

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 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 dele af punkt 3 ovenfor. Værdier baseret på omkostninger,

² Basispriser er markedspriser fratrukket produktskatter som moms og punktafgifter og tillagt produktsubsidier. Basispriserne indeholder ikke transportomkostninger eller avancer.

³ Se evt. metodebeskrivelse i Bilag 2 til Energistyrelsen (2017a).

estimerer osv. baseres på Ea Energianalyses beregninger fra 2013, men fremskrives til dette års prisniveau.

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 2001-2015, som angiver produktion og forbrug af energivarer opgjort i både fysiske mængder og værdier⁴. 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. Til sidst vises både importpriser og priser an forbrugssted.

Tillæg til kul

Den danske basispris på kul er i gennemsnit 0,4 DKK/GJ (2017-priser) større end IEA-prisen for 2001-2015.

Derudover udgøres pristillægget til kul af omkostninger til transport hen til det enkelte kulforbrugende kraftværk i Danmark. Tidligere var omkostnings-estimatet baseret på kul, der blev sejlet til Ensted havn. En del af kullet blev brugt på Enstedværket og resten blev transporteret videre til andre kraftværker på pramme. Enstedværket er nu lukket, hvilket har gjort det nødvendigt at justere antagelserne. Kul sejles nu både fra Ensted havn, Stigs-næs 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 kr./GJ i 2017.

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 driftsomkostninger⁵.

Tillæg til naturgas

Den danske basispris på naturgas er i gennemsnit 13,8 DKK/GJ (2017-priser) lavere end IEA-prisen for 2001-2015, hvilket peger på, at prisniveau-

⁴ Udtræk fra tabellerne Energiregnskab i fælles enheder efter anvendelse og energitype (ENE2HA) samt Energiregnskab i værdier (ENE4HA).

⁵ Ea Energianalyse (2014b).

et i Danmark historisk set generelt har været lavere end det europæiske gennemsnit.

For at sikre konsistens mellem de fremskrevne priser på de forskellige brændsler er det vigtigt at basere alle priser på den samme kilde, da det er den relative pris mellem brændslerne, som er vigtig i fremskrivningen af brændselspriser og i de samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger. IEA's World Energy Outlook er kilde til importpriser på kul og olie, så derfor skal IEA WEO også være kilde til importpriser på naturgas.

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 tidshorisont.

Importpriser fra IEA WEO er opgjort som gennemsnitspriser for hele EU. Desværre opgør IEA ikke fremskrivninger af importpriser på et mere detaljeret niveau. Man kan derfor overveje, om der bør ske en fuldstændig udlig-ning med IEA's pris på lang sigt. 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 5,9 DKK/GJ (2017-priser) lavere end IEA-prisen for 2009-2016.

Ifølge Energistyrelsen (2017b) 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 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.

Som ny metode til udligning af forskellen mellem den danske importpris og IEA-prisen på naturgas er det valgt at sætte den danske importpris til at nå samme niveau som den tyske naturgaspris, dvs. 5,9 DKK/GJ lavere end IEA-prisen, i 2036. Fra 2018 og til 2036 sker en lineær reduktion af prisforskellen. Reduktionen af prisforskellen og tilnærmelsen til det tyske gasprisniveau betyder, at naturgasprisen ikke vokser med den implicitte 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 gasen 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 transmissions-tillægget til 2,3 DKK/GJ for forbrugere og 2,4 DKK/GJ for værker og kraftværker i 2017.⁶

2. Distribution.

Omkostninger til distribution beregnes som en vægtet pris ud fra de tre distributionsselskabers markedsandele og selskabernes distributionstariffer fratrukket energisparebidrag. Der medtages ikke andre omkostninger i beregningen af distributionstillægget, herunder abonnement, udgifter til kundehåndtering, mv. Energistyrelsen beregner distributionstillægget til 23,1 DKK/GJ for husholdninger og 6,1 DKK/GJ for værker i 2017.⁷

Kraftværker benytter ikke distributionsnettet for naturgas og betaler derfor ikke distributionstariffer.

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

Tidligere anvendtes en avance, som var opgjort af Ea Energianalyse i 2014. Fremover opdateres avancen ved salg af gas til husholdninger hvert år i forbindelse med fremskrivningen af brændselspriserne. Avancen ved salg af gas til husholdninger estimeres af Energistyrelsen på baggrund af Energitilsynets naturgasprisstatistik⁸ fratrukket spotprisen fra Gas Point Nordic. For at ensarte metoden for estimering af avancer an husholdning anvendes et gennemsnit for de seneste fem år, som der findes data for. Estimatet for avancen udgøres af et gennemsnit for perioden 2012-2016, og udgør 8,1 DKK/GJ i 2017.

Avancen ved salg af gas til værker estimeres af Ea Energianalyse til at være 0,8 DKK/GJ i 2013. Opregnet til 2017-priser er avancen 0,8 DKK/GJ for værker.

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

⁶ Transmissionstillægget beregnes af Energistyrelsen på baggrund af data fra Energinet (2017).

⁷ Distributionstillægget beregnes af Energistyrelsen på baggrund af data fra distributions-selskaberne og Energitilsynet (2013).

⁸ Energitilsynet (2017).

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 1 nedenfor.

Alle tillæggene til olieprodukter holdes konstante i hele fremskrivningsperioden.

1. Raffineringsmargen.

Raffineringsmargen er forskellen mellem engrossalgsværdien af olieprodukter og værdien af den råolie, som produkterne er lavet af. Ea Energianalyse beregner raffineringsmargenen til at være 4,1 kr./GJ i 2013⁹. Beregningen er baseret på data for kvartalsvise raffineringssomkostninger fra BP's Statistical Review of World Energy 2013. Opregnet til 2017-priser er raffineringsmargenen 4,2 kr./GJ.

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 2001-2015 er 13,4 DKK/GJ i 2017-priser. Omkostninger til raffinering er således lig 9,0 kr./GJ i 2017-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 2001-2015, som anvendes som et estimat for den fremtidige årlige produktpræmie.¹⁰

⁹ Ea Energianalyse (2014b).

¹⁰ Produktpræmien for fuelolie er negativ. 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).

4. Distributionsomkostninger.

Estimeres af Ea Energianalyse i 2013 for hvert enkelt olieprodukt på baggrund af en tidligere rapport¹¹. Estimatet baseres på data for et repræsentativt selskab, der distribuerer benzin og diesel til tankstationer og fyringsolie til husholdninger, samt på andre relevante faktorer som omkostninger til terminal og depot. Energistyrelsen opregner distributionsomkostningerne til 2017-priser.

5. Avance ved salg til forbrugere og værker.

Avancen estimeres af Energistyrelsen som den gennemsnitlige basispris for det enkelte olieprodukt fratrukket distributionsomkostninger. Tidligere anvendtes et gennemsnit for en periode på femten år for alle olieprodukter.

For at ensarte metoden for estimering af avancer an forbruger anvendes et gennemsnit for de seneste fem år, som der findes data for. Det vurderes, at en periode på fem år vil kunne forudsige den fremtidige avance i tilfredsstillende grad, og samtidig sikre den rette balance mellem at afspejle det aktuelle marked og udgøre et tilstrækkeligt stort datagrundlag for estimatet for avancen. For benzin, diesel og fyringsolie betragtes et gennemsnit for perioden fra 2011 til 2015.

For gasolie an værk betragtes stadig en periode på 15 år fra 2001 til 2015.

Tabel 1. Tillæg til olieprodukter, som varierer mellem det enkelte produkt. Angivet i kr./GJ (faste 2017-priser).

Olieprodukt	Forbrugssted	Produktpræmie	Distributionsomkostninger	Avance
Benzin	an forbruger	6,7	16,5	14,5
Diesel	an forbruger	5,8	15,1	15,3
Fyringsolie	an forbruger	5,8	5,1	25,3
Gasolie	an værk	5,8	3,3	10,7
Gasolie	an kraftværk	5,8	2,2	
Fuelolie	an kraftværk	-28,8	2,2	
JP1	an lufthavn	3,8	2,2	

¹¹ Ea Energianalyse & Wazee (2011).

6. Biobrændsler.

Pristillægget til benzin som følge af iblanding af bioethanol bestemmes af Energistyrelsen ud fra en prisforskel på 3,9 DKK/L benzinækvivalent, svarende til ca. 119 DKK/GJ i 2017-priser, og en energiprocent på 3,27 pct. Pristillægget til benzin bliver således 3,9 DKK/GJ i 2017-priser.

Pristillægget til diesel som følge af iblanding af biodiesel bestemmes af Energistyrelsen ud fra en prisforskel på 4,0 DKK/L dieselækvivalent, svarende til ca. 112 DKK/GJ i 2017-priser, og en energiprocent på 6,56 pct. Pristillægget til diesel bliver således 7,3 DKK/GJ i 2017-priser.

Tabel 2. Fremskrivning af fossile brændselspriser [2017-kr./GJ].

	Importpris			An kraftværk				An værk	An forbruger			An lufthavn
	Kul	Råolie	Naturgas	Kul	Fuelolie	Gasolie	Naturgas	Gasolie	Benzin	Diesel	Fyringsolie	JP1
2017	23,0	62,2	39,5	24,3	48,8	83,5	42,0	95,3	113,1	111,7	111,7	81,5
2018	23,9	67,6	42,1	25,2	54,3	88,9	44,6	100,8	118,6	117,1	117,1	86,9
2019	22,0	68,3	39,7	23,3	55,0	89,6	42,1	101,5	119,3	117,9	117,9	87,7
2020	20,2	69,3	35,4	21,5	55,9	90,5	37,9	102,4	120,2	118,8	118,8	88,6
2021	20,1	71,0	36,3	21,4	57,7	92,3	38,8	104,2	122,0	120,5	120,5	90,3
2022	19,9	72,8	37,7	21,2	59,4	94,1	40,2	105,9	123,8	122,3	122,3	92,1
2023	19,6	74,4	39,0	20,9	61,1	95,7	41,4	107,6	125,4	124,0	124,0	93,8
2024	19,8	76,1	40,2	21,1	62,8	97,4	42,6	109,3	127,1	125,6	125,6	95,4
2025	19,9	77,7	41,3	21,2	64,4	99,0	43,8	110,9	128,7	127,2	127,2	97,0
2026	20,2	80,4	42,9	21,5	67,0	101,7	45,3	113,5	131,3	129,9	129,9	99,7
2027	20,3	82,4	44,2	21,6	69,1	103,7	46,7	115,6	133,4	132,0	132,0	101,8
2028	20,5	84,4	45,5	21,8	71,1	105,7	48,0	117,6	135,4	134,0	134,0	103,7
2029	20,7	86,3	46,8	22,0	73,0	107,6	49,2	119,5	137,3	135,8	135,8	105,6
2030	20,8	88,2	48,0	22,1	74,8	109,4	50,5	121,3	139,1	137,7	137,7	107,5

Priser på biomasse

Introduktion og ændringer i forhold til sidste år

Generelt er fremskrivningen af biomassepriser an forbrugssted i 2017 blot en opdatering af fremskrivningen fra 2016 i form af opdaterede værdier for deflator, dollarkurs, oliepris og forwardpriser. Der er dog sket enkelte ændringer i fremskrivningen af biomassepriser an forbrugssted for 2017:

- Ændret kilde for forwardpriser. Ved sidste års fremskrivning var kilden til forwardpriser Argus Biomass. Fra og med i år er kilden EEX. Den ændrede kilde betyder, at den danske importpris ikke længere er en sammenvejning mellem priser fra Baltikum og Nordamerika, da EEX kun indeholder priser på træpiller fra Nordamerika. Der tages højde for denne ændring ved at nedjustere niveauet for forwardprisen fra EEX.
- Ændret konvergensforløb for træpiller. Sammenvejningen mellem forwardpris og den langsigtede ligevægtspris sker nu fra 2020 til 2025 med lige vægt mellem forwardpris og langsigtet ligevægtspris. Sidste år skete sammenvejningen fra 2018 til 2021 med stigende vægt til den langsigtede ligevægtspris.
- Ændret niveau for prisen på træpiller efter 2025. Som en konsekvens af, at der forwardpris og langsigtet ligevægtspris vægtes ligeligt i 2025, rammer træpilleprisen ikke niveauet for den langsigtede ligevægtspris. I stedet tages udgangspunkt i det opnåede niveau i 2025, som herefter vokser med den implicite vækstrate i den langsigtede ligevægtspris. Den fremskrevne danske importpris på træpiller bevæger sig altså på samme måde som den langsigtede ligevægtspris, men ud fra et andet udgangspunkt, ligesom det også er tilfældet for de fossile brændselspriser.

Metode

Priser for biomasse an forbrugssted er fremskrevet af Ea Energianalyse i 2016¹². 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.¹³ I 2014 udviklede Ea Energianalyse en metode til at omregne de langsigtede ligevægtspriser til priser an forbrugssted (an kraftværk, an værk og an forbruger).¹⁴

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.

¹² Ea Energianalyse (2016).

¹³ Metoden beskrives nærmere i Ea Energianalyse (2013).

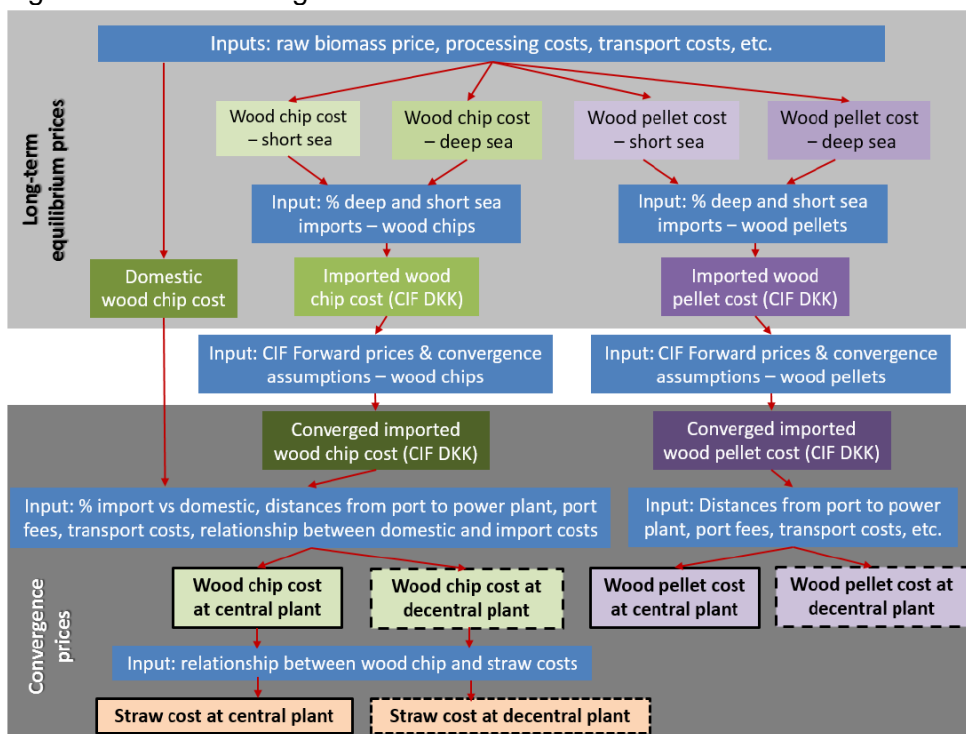
¹⁴ Metoden beskrives nærmere i Ea Energianalyse (2014c).

- Mere detaljeret modellering af fragt af biomasse.

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 1 viser en oversigt over metoden.



Figur 1. 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 ab skov i eksportlandet, profitmargen for bio-

masseproducenten, 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 markedsforventninger på kort til mellemlangt sigt og prisudviklingen på længere sigt.¹⁵ Der er valgt det samme konvergensforløb, som der anvendes for kul i fremskrivningen af priser an forbrugssted for fossile brændsler. Fra 2017 til 2019 gives fuld vægt til forwardprisen. Fra 2020 til det første fremskrivningsår i IEA's World Energy Outlook (2025) er forløbet et vægtet gennemsnit mellem forwardprisen og den langsigtede ligevægtspris, hvor hver pris gives lige stor vægt. 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.

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.

¹⁵ 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 markedsforhold. Ea Energianalyse (2016), p. 6.

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. Forwardpriser på træpiller var tidligere en vægtning mellem træpiller importeret fra Baltikum (75 pct.) og træpiller importeret fra Nordamerika via ARA¹⁶ (25 pct.) fra Argus Biomass. Fra og med biomasseprisfremskrivningen i 2017 anvendes udelukkende Wood Pellets CIF ARA Future fra EEX (EEX, 2017).¹⁷ Forwardprisen konverteres til danske CIF-priser ved at lægge omkostninger for yderligere transport frem til den danske grænse oven i forwardprisen. Derudover nedjusteres forwardprisen lidt for at kompensere for, at Danmark historisk set har importeret hovedparten af træpiller fra Baltikum, og at forwardpriserne fra dette marked generelt er lidt lavere end forwardpriserne fra ARA-markedet. Justeringen består af -2,2 kr./GJ, svarende til 75 pct. af forskellen mellem forwardpriserne fra Baltikum og fra Nordamerika via ARA, som blev anvendt ved biomasseprisfremskrivningen i 2016.

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 værck og an kraftværk består af omkostninger til håndtering (havnegebyr og losseomkostninger) samt transport fra havn til værck.

For træpiller estimeres også en pris an husholdning. Tillæggene til den danske CIF-pris består af en forbrugerpræmie, omlastning, håndtering, lager og distribution i detailleret samt transport. Forbrugerpræmien estimeres til 15 pct. af den vægtede danske CIF-pris for træpiller.¹⁸ 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 værck være lavere end prisen an kraftværk på grund af kortere transportafstande. I situationer med høj indenlandsk efter-

¹⁶ ARA: Amsterdam/Rotterdam/Antwerp.

¹⁷ Energistyrelsen har ikke længere adgang til data fra Argus Biomass.

¹⁸ 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.

spørgsel 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.¹⁹

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 værker, 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 prisstatistik antages, at prisen på halm an forbrugssted ligger 14 pct. under prisen for træflis henholdsvis an værk og an kraftværk.

Halmprisen an værk er altid lidt lavere end halmprisen an kraftværk på grund af kortere transportafstande.

¹⁹ 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.

Tabel 3. Fremskrivning af biomassepriser [2017-kr./GJ].

	An kraftværk Træpiller	An værk Træflis	Halm
2017	65,0	48,3	40,6
2018	67,5	48,7	41,0
2019	67,1	48,9	41,3
2020	66,4	49,2	41,6
2021	66,7	49,6	42,0
2022	66,9	49,9	42,4
2023	67,1	50,2	42,8
2024	67,3	50,5	43,2
2025	67,5	50,9	43,5
2026	67,8	51,1	43,8
2027	68,1	51,4	44,0
2028	68,4	51,7	44,3
2029	68,7	52,0	44,5
2030	69,0	52,3	44,7

Priser på CO₂-kvoter

CO₂-kvoteprisen anvendt i Basisfremskrivning 2018 er fremskrevet efter Finansministeriets metode.²⁰ Metoden tager udgangspunkt i historiske markedspriser på CO₂-kvoter og lader dem vokse med virksomhedernes diskonteringsrente i form af den 10-årige rente for euroområdet plus en præmie på 3,5 pct. point.

²⁰ Se evt. metodebeskrivelse i Bilag 1 til Energistyrelsen (2017a).

Tabel 4. Fremskrivning af CO2-kvotepris [2017-kr./ton].

	CO2-kvotepris
2017	43,5
2018	44,7
2019	46,3
2020	48,1
2021	50,5
2022	53,0
2023	55,7
2024	58,8
2025	62,3
2026	66,1
2027	70,0
2028	74,2
2029	78,6
2030	83,3

Indkomne kommentarer i forbindelse med høring af brændselspriser

Der er indkommet følgende kommentarer i forbindelse med høring af brændselspriser. Tabellen angiver også, hvilke ændringer kommentarerne har givet anledning til i forhold til de brændselspriser, som blev sendt i høring i efteråret 2017.

Kommentar	Ændring
<i>Priser på fossile brændsler</i>	
Transporttillægget til kul er fastsat for lavt.	Transporttillægget er opjusteret fra 0,47 DKK/GJ til 1,3 DKK/GJ i 2017-priser på baggrund af indberetninger fra selskaber i vinteren 2017.
Opfordring til at være mere præcis omkring hvilke omkostningselementer, der medtages i de enkelte elementer af tillæg til importprisen for at få en pris an forbrugssted for at sikre konsistens mellem de enkelte brændsler. Fx i forhold omkostninger til kundeforvaltning i form af afregning, kundeservice, mv.	Tekst er præciseret i relevante afsnit om distribution.
<i>Priser på biomasse</i>	
Hvilken oliepris anvendes i fremskrivningen af	Den anvendte oliepris spe-

biomassepriser?	cificeres nu nærmere under afsnittet <i>Data</i> .
Opmærksomhed på, at prisspændet mellem træflis og halm varierer meget fra år til år. Den anvendte sammenhæng på 14 pct. forskel i pris passer dog meget godt som et historisk gennemsnit.	Fremover vil prisspændet blive vurderet hvert år og evt. tilpasset, hvis data viser anledning til det.

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.

Energinet (2017): Betalinger for transport i gastransmissionsnettet, gældende fra 1. oktober 2017.

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

Energistyrelsen (2017b): Ressourcer og prognoser. April 2017

Energitilsynet (2013): Indtægtsrammer for naturgasdistributionsselskaberne 2014-2017.

Energitilsynet (2017): <http://energitilsynet.dk/gas/priser/statistik-om-gaspriser/>

EEX (2017, November 2017): *Wood Pellets Month Future*, hentet fra EEX: <https://www.eex.com/en/market-data/energiewende-products/wood-pellets-futures#!/2017/11/30>

IEA Energy Prices and Statistics.

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

Model til fremskrivning af biomassepriser an forbrugssted leveret til Energi-
styrelsen fra Ea Energianalyse, oktober 2016. Opdateret efterår/vinter 2017.

Nettariffer fra distributionsselskabernes hjemmesider:

- Dansk Gas Distribution:
<http://www.danskgasdistribution.dk/gaskunder/tariffer-afgifter-og-vilkaar/tariffer-og-afgifter/>
- HMN: <https://gasnet.dk/priserogbetingelser/distributionstariffer/2017/>
- NGF Nature energy: <http://www.natureenergy-distribution.dk/kunde-info/priser-og-betingelser/distributionstariffer/>

Bilag 2. Forudsætninger for fremskrivning af drivhusgasser (DCE)

DCE udgiver i løbet af foråret 2018 en dokumentationsrapport med flere detaljer omkring modeller og forudsætninger.

Kontaktperson DCE: Ole-Kenneth Nielsen, okn@envs.au.dk, tlf. 87158478.

Emissionsfaktorer

Tabel 5: CO2 emissionsfaktorer for stationære og mobile kilder. Kilde: DCE.

Brændsel	Sektor	Emissionsfaktor, t/TJ
Kul	Kraftværker+fjernvarmeværker	94,356
Kul	Andre sektorer	94,6
BKB		97,5
Koks		107
Petroleumskoks		93
Affald (Fossil del)		42,5
Fuelolie	Kraftværker+fjernvarmeværker	79,288
Fuelolie	Andre stationære sektorer	78,6
Fuelolie	Mobile kilder	78
Diesel		74
Gasolie	stationære	74,1
Petroleum		71,9
Benzin/flybenzin		73
Jet fuel		72
Naturgas		56,968
Naturgas	Off-shore	57,484
LPG		63,1
Raffinaderigas		57,769
Tørv		106

For CH₄ og N₂O for stationære kilder anvendes der generelt emissionsfaktorer svarende til det seneste historiske år. Disse emissionsfaktorer kan findes på hjemmesiden:

<http://envs.au.dk/videnudveksling/luft/emissioner/emission-factors/>

Vejtransport

Der anvendes CH₄ og N₂O emissionsfaktorer fra COPERT V modellen.

Landbrug

Tabel 6: Antal af mælkekvæg og mælkeydelse.

Malkekvæg	2016	2017	2020	2025	2030	2035	2040
Antal, 1000 stk.	568	575	584	600	621	621	621
Mælkeydelse, kg pr. ko	9 340	9 480	9 850	10 450	11 060	11 060	11 060
N-udskillelse stor race, kg N pr. ko	151	151	151	157	162	162	162

Tabel 7: Antal af producerede søer, smågrise og slagtesvin.

Svin		2016	2017	2020	2025	2030	2035	2040
Trend*	Søer		100	97	90	84	84	84
	Smågrise		102	104	106	106	106	106
	Slagtesvin		99	101	102	99	99	99
Antal, millioner produceret	Søer	1,00	1,00	0,97	0,90	0,84	0,84	0,84
	Smågrise	32,38	32,94	33,65	34,19	34,39	34,39	34,39
	Slagtesvin	19,54	19,42	19,71	19,84	19,36	19,36	19,36

Tabel 8: N-udskillelse, kg N.

Svin	2016	2020	2025	2030	2035	2040
Søer	24,17	23,93	23,67	23,52	23,52	23,52
Smågrise	0,47	0,44	0,44	0,43	0,43	0,43
Slagtesvin	2,88	2,83	2,82	2,79	2,79	2,79

Tabel 9 Emissionsreducerende teknologi for svin og kvæg.

Teknologi	Procentdel af produktionen med teknologi	
	2020	2030
Gyllekøling		
Søer	23	40
Smågrise	12	18
Slagtesvin	6	9
Forsuring i stald	2020	2030
Malkekvæg	7	10
Kvier	2	3
Søer	2	4
Smågrise	1	2
Slagtesvin	2	4
Luftrensning	2020	2030
Søer	5	8
Smågrise	4	5
Slagtesvin	1	2

Tabel 10: Emissionsreducerende teknologi for mink og fjerkræ.

Teknologi	Procentdel af produktionen med teknologi	
	2020	2030
Luftrensning		
Høns	34	34
Varmevekslere	2020	2030
Slagtekyllinger	50	75
Udmugning to gange ugentligt	2020	2030
Mink	70	90
Forsuring	2020	2030
Kvæg-gylle	22	22
Svine-gylle	13	17

Tabel 11: Reduktionsfaktorer for NH3 og CH4.

Teknologi	Sted	Dyr	Stof	Reduktion Reference
Gyllekøling	Stald	Søer	NH3	20 % Miljøgodkendelser*
	Stald	Smågrise/slagtesvin	NH3	19 % Miljøgodkendelser*
	Stald/lager	Svin	CH4	20 % Hansen et al., 2015
Forsuring	Stald	Kvæg	NH3	50 % Miljøgodkendelser*
	Stald	Søer	NH3	53 % Miljøgodkendelser*
	Stald	Smågrise	NH3	63 % Miljøgodkendelser*
	Stald	Slagtesvin	NH3	62 % Miljøgodkendelser*
	Lager	Kvæg	NH3	49 % Miljøstyrelsen**
	Lager	Svin	NH3	40 % Miljøstyrelsen**
	Stald/lager	Kvæg/svin	CH4	60 % Hansen et al., 2015
	Udbringning	Kvæg	NH3	49 % Miljøstyrelsen**
	Udbringning	Svin	NH3	40 % Miljøstyrelsen**
Luftrensning	Stald	Svin	NH3	61 % Miljøgodkendelser*
	Stald	Slagtekyllinger	NH3	42 % Miljøgodkendelser*
Biogasbehandling	Fælles- eller gårdanlæg	Kvæg	CH4	50 % Nielsen et al., 2017
		Svin	CH4	30 %
Varmevekslere	Stald	Slagtekyllinger	NH3	40 % VERA test 2013
Udmugning to gange ugentligt	Stald	Mink	NH3	27 % Miljøstyrelsen**

* Baseret på analyse af miljøgodkendelser 2007-2016 (DCE, 2018).

** Teknologilisten (MST, 2017).

Tabel 12: Forbrug af handelsgødning, kt N.

	2016	2017	2018	2019	2020	2021-2040
N i handelsgødning	230	260	269	271	273	275

Bilag 3. Overordnede forudsætninger

Tabel 13: Økonomiske nøgletal, gennemsnitlig årlig vækst, pct.

	2017- 2020	2021- 2025	2026- 2030	2017- 2030
BNP	1,78	1,55	1,22	1,48
Produktionsværdi, erhverv	2,52	2,07	1,35	1,90

Anm.: Erhverv er ekskl. søtransport, energierhverv og boligbenyttelse

Tabel 14: Prisindeks anvendt i fremskrivningen.

	BVT deflator, in- deks, 2010=1,00	Nettoprisindeks, 2010=1,00
2017	1,08	1,09
2018	1,09	1,10
2019	1,11	1,12
2020	1,13	1,15
2021	1,14	1,17
2022	1,16	1,19
2023	1,18	1,21
2024	1,20	1,24
2025	1,22	1,26
2026	1,25	1,29
2027	1,27	1,32
2028	1,29	1,35
2029	1,32	1,37
2030	1,34	1,40

Tabel 15: Gennemsnitlig årlig vækst i produktionsværdier, pct. (kædede værdier)

	2017-2020	2021-2025	2026-2030	2017-2030
Landbrug og fiskeri	2,00	2,00	2,00	2,00
Byggeri & Anlæg	4,67	3,07	0,75	2,53
Fremstilling	2,47	2,27	1,13	1,88
Privat service	2,95	2,41	1,56	2,20
Offentlig service	0,48	0,27	1,21	0,68

Tabel 16: Husholdningernes nettovarmebehov [PJ].

PJ	Nettovarmebehov
2017	141
2018	140
2019	140
2020	140
2021	140
2022	139
2023	139
2024	138
2025	138
2026	138
2027	137
2028	137
2029	137
2030	136

Tabel 17: Totalt opvarmede kvadratmeter i husholdningerne

	2010	2013	2015	2020	2025	2030
1000						
m2	287.570	292.578	301.012	313.550	321.891	328.550

Bilag 4. Afgifter og tilskud

Oversigt over afgifter findes på

<https://ens.dk/service/statistik-data-noegletal-og-kort/energipriser-og-afgifter>
(Energistyrelsen, 2018b)

Oversigt over støttere regler findes i notatet "Oversigt over støttere regler mv. for elproduktion baseret på vedvarende energi og anden miljøvenlig elproduktion" (Energistyrelsen, 2017).

Elvarmeafgiften er lempet ift. nuværende niveau med nedenstående beløb.

2018-øre/kWh	2018	2019	2020	2021 og frem- efter
Lempelse i forhold til nuværende niveau	0	15	20	10

Bilag 5. Datacentre fremskrivning

Fremskrivningen er baseret på rapporten "Temaanalyse om store datacentre" (COWI A/S for Energistyrelsen, 2018). BF18 anvender centralt forløb.

Tabel 18: Scenarier for datacentres årlige elforbrug 2017-2030 [TWh].

TWh	Centralt Forløb (Lineær vækst)	Lav Scenarie (Danmark fravælges)	Høj Scenarie (Eksponentiel vækst)
2017	0	0	0
2018	0	0	0
2019	0,2	0,2	0,4
2020	0,9	0,9	1,4
2021	1,8	1,3	2,4
2022	2,6	1,3	3,3
2023	3,4	1,3	4,2
2024	4,1	1,3	5,0
2025	4,7	1,3	5,8
2026	5,3	1,3	6,6
2027	5,7	1,3	7,3
2028	6,2	1,3	8,1
2029	6,6	1,3	8,9
2030	7,0	1,3	9,9

Bilag 6. Transportmodellen

Energistyrelsens transportmodel har til formål at fremskrive energiforbruget for transporten i Danmark. Transportens energiforbrug fremskrives med udgangspunkt i Energistyrelsens årsstatistik.

Transportmodellen, herunder tilgang til fremskrivning af nye typer køretøjer til persontransport (Bilvalgsmodellen) er udviklet i Energistyrelsens afdeling for systemanalyse. Fremskrivningen af trafikarbejdet baserer sig dog på Landstrafikmodellen, LTM. For yderligere modelbeskrivelse af LTM henvises til Trafik- og Bygge- og Boligstyrelsen.

Transportmodellen anvendes bla. ifm. Basisfremskrivningen. Transportmodellens udvikling og anvendelse følges af bla. Skatteministeriet i regi af Basisfremskrivningens følgegruppe.

Dette notat indgår i Forudsætningsnotat til Basisfremskrivning 2018.

Overordnet tilgang

Fremskrivningen af vejtransportens energiforbrug er baseret på følgende elementer:

1. Trafikarbejdet opdelt på køretøjskategorier for seneste statistiske år, opdelt på køretøjsalder.
2. Udviklingen i trafikarbejdet opdelt på køretøjskategorier igennem fremskrivningsperioden
3. Udviklingen i energieffektiviteten for køretøjskategorierne igennem fremskrivningsperioden
4. Overlevelse af køretøjerne som funktion af deres alder
5. Kørselslængde for køretøjer som funktion af deres alder
6. Indfasningen af nye typer køretøjer igennem fremskrivningsperioden (elbiler, plug-in hybridbiler, samt brintbiler)

På denne baggrund udregnes:

- Med 1, 4 og 5 udregnes (7) trafikarbejdet opdelt på køretøjskategorier for første fremskrivningsår, opdelt på køretøjsalder.
- Herved indeholder 7 kun trafikarbejdet for køretøjerne, som eksisterede i seneste statistiske år, som blot nu er blevet et år ældre. For at udregne hvor mange nye køretøjer, som skal indføres i første fremskrivningsår, summeres trafikarbejdet for hver køretøjskategori i 7, og på baggrund af 2 udregnes en manko, som angiver (8) hvor meget trafikarbejde, som mangles indenfor den givne køretøjskategori.

- Med 6 og 5 udregnes hvor meget af 8, som udføres ved indfasningen af nye typer køretøj. Herved udregnes (9) hvor meget trafikarbejde konventionelle nye køretøjer, som skal indføres i det første fremskrivningsår, skal udføre.
- 7 og 9 giver tilsammen (10) det samlede trafikarbejde fordelt på køretøjskategorier og køretøjsalder
- Med 10 og 3 udregnes det samlede energiforbrug for hver køretøjskategori.

Processen gentages nu for hvert fremskrivningsår, hvor det netop fremskrevne år træder i stedet for det statistiske år.

Tilgang til fremskrivning af nye typer køretøjer til persontransport (Bilvalgsmodel)

Energistyrelsen har i 2017 udviklet en bilvalgsmodel for at kvalificere antagelserne omkring det fremtidige salg af elbiler baseret på et empirisk grundlag for borgeres præferencer for elektrificerede personbiler. Bilvalgsmodellen er aktuelt udviklet til elbiler. Energistyrelsen vil fremadrettet arbejde på at videreudvikle bilvalgsmodellen.

Bilvalgsmodellen er baseret på en såkaldt 'discrete choice model', dvs. en regelstyret basis for fremskrivningen af forbrugeres valg af køretøj. Modellen baserer sig både på empirisk bestemte præferencer ift. elbiler og almindelige personbiler hos almindelige borgere i Danmark²¹, såvel som data om elbilens status og udvikling ift. pris, rækkevidde og infrastrukturudbygning. Herudover anvendes seneste års faktiske salg af elbiler til kalibrering af modellen²².

Udviklingen i bestanden af elektriske transportmidler er i høj grad drevet af prisudviklingen, som igen i høj grad er et produkt af den teknologiske udvikling på området.

Centrale parametre ift. status og udvikling af elbilen fremgår af nedenstående tabeller.

Tabel 19: Pris for batteripakke for nye elbiler 2015-2030 [faste 2015 priser DKK/kWh].

2015-DKK/kWh	2015	2020	2025	2030
--------------	------	------	------	------

²¹ Baseret på: Jensen, A. F., Cherchi, E., Mabit, S. L., & Ortúzar, J. D. D. (2014). Assessing the Impact of Direct Experience on Individual Preferences and Attitudes for Electric Vehicles. Danmarks Tekniske Universitet.

²² Modellens opbygning kan ligeledes ses af ovenstående reference

Batteripakke-pris	1785	1275	997	873 ²³
-------------------	------	------	-----	-------------------

Tabel 20: Størrelse af batteripakken for nye elbiler i forskellige størrelser 2015-2030 [kWh]

Batteripakke [kWh]	2015	2020	2025	2030
Mikro elbil	19	25	33	40
Familie elbil	24	60	60	60
Stor elbil	80	80	85	90 ²⁴

Tabel 21: Reel rækkevidde i km (depth of discharge=90 %) for nye elbiler i forskellige størrelser 2015-2030 [km].

Rækkevidde [km]	2015	2020	2025	2030
Mikro elbil	121	164	218	275
Familie elbil	124	316	323	331
Stor elbil	336	347	377	409 ²⁵

Tabel 22: Indeks for udbygning af infrastruktur for elbiler samt benzin/diesel biler 2015-2030 [index 1 svarer til fuld udbygning]

Infrastruktur Index	2015	2020	2025	2030
Benzin/diesel	1	1	1	1
El	0,15	0,20	0,25	0,50 ²⁶

Tabel 23: Samlet pris inklusiv afgifter for nye elbiler samt konventionelle biler i forskellige størrelser 2015-2030 [faste 2015 priser kkr].

Samlet pris DKK (inkl. afgifter)	2015	2020	2025	2030
Mikro elbil	208	202	169	149
Familie elbil	292	354	273	236
Stor elbil	726	832	839	686
Mikro alm. (benzin/diesel)	105	95	95	95
Familie alm. (benzin/diesel)	291	237	233	230
Stor alm. (benzin/diesel)	708	755	571	567 ²⁷

²³ Baseret på: Wolfram P., Lutsey N.: Electric vehicles: Literature review of technology costs and carbon emissions. ICCT. 2016

²⁴ Energistyrelsens vurdering af et sandsynligt udviklingsforløb for batteristørrelser i elbiler

²⁵ Beregnet på baggrund af bilernes energieffektivitet.

²⁶ Energistyrelsens skøn. Det antages, at udbygningen af infrastrukturen først vil begynde at stige markant når bestanden af elbiler begynder at stige væsentligt – omkring 2025.

²⁷ Beregnet på baggrund af beregnet pris før afgifter og gældende regler for registreringsafgifter

Plug-in hybrid og brintbilers fremskrivning er baseret på et skøn. Dette skøn er foretaget ved, ligesom for elbilen, at give et estimat for markedsprisen for små, mellem og store plug-in hybrid- og brintbiler²⁸. Disse sammenlignes med salgsprisen for almindelige personbiler og en rimelige salgsandel tilskrives for hver plug-in hybrid- og brintbiler. Her antages særligt for plug-in hybridbiler, at når/hvis disse idenfor et givent segment falder til under prisen af konventionelle personbiler vil plug-in hybridbilerne grundet deres lavere drivmiddelomkostninger udkonkurrere de konventionelle.

Vurderingen for indfasningen af elvarebiler tager udgangspunkt i en vurdering af indfasningen af elbiler. Det antages, at indfasningen af elvarebiler vil følge samme mønster. Dvs. at hvis f.eks. 1 pct. af salget af personbiler er elbiler, antages også at 1 pct. af varebilerne solgt vil være elbiler. Muligheden for indfasning af brint- eller plug-in hybridvarebiler er ikke analyseret.

Tilgang til fremskrivning af el- og brintbusser samt busser med høj iblanding af biobrændstoffer (Alternativ Drivmiddelmodel)

I forhold til indfasningen af elrutebusser anvendes Energistyrelsens Alternative Drivmiddelmodel, der indikerer, at elbusser først efter 2030 vil være konkurrencedygtige med almindelige busser. Herudover giver anvendelsen af el i stedet for diesel ikke væsentlige selskabsøkonomiske besparelser på grund af afgiftstrykket på el. Det antages dog på baggrund af kommuners interesse for grøn transport, at der vil komme diverse kommunale tiltag, som vil kunne drive en vis udvikling på elbusområdet, også før 2030.

For at belyse forventningen omkring indfasningen af el- og brintbusser og busser med højiblanding af biobrændstoffer, har Energistyrelsen indsamlet data om de største trafikselskabers forventning om anvendelse af el- og brintbusser og busser med højiblanding af biobrændstoffer.

Resultatet kan ses af nedenstående tabel. Det skal nævnes i denne sammenhæng, at dette udelukkende udtrykker selskabernes forventning, og at der ikke er lovkrav eller andet, som sikrer denne udvikling.

Tabel 24: Trafikselskabernes forventninger til anvendelse af alternative drivmidler i 2015-2030.

Andel i %	2015	2020	2025	2030
Brintrutebusser	0	0,1	0,5	5,8
Elrutebusser	0	1,2	9,1	25,6
Høj iblanding og ren biodiesel	0	14,3	28,7	27,5

²⁸ Disse beregninger er baseret på: Wolfram P., Lutsey N.: Electric vehicles: Literature review of technology costs and carbon emissions. ICCT. 2016 og Energistyrelsens Alternativ Drivmiddelmodel.

Der antages en meget begrænset indfasning af el- og brintbusser på turistbusområdet.

Tilgang til fremskrivning af el- og brintlastbiler

Der er indenfor de seneste år blevet præsenteret de første bud på batteridrevne og brintdrevne lastbiler. Det er meget svært at vurdere, i hvilket omfang disse lastbiler vinder indpas på markedet, da der stadig ikke, eller kun i meget begrænset omfang, foreligger konkrete data for pris og drift af disse transportmidler. Uden disse data, har energistyrelsen foretaget et skøn, som er, at el- og brintlastbiler muligvis vil kunne spille en rolle på længere sigt (efter 2030) men at de inden da vil få meget begrænset udbredelse. Herudover antages ellastbiler at være en smule tættere på markedet end brintlastbiler ud fra en analogi fra elbiler. Andelen el- og brintlastbiler i det samlede salg af lastbiler antages at være:

Tabel 25: Andel af det samlede salg for el og brint lastbiler i 2015-2030.

Andel i % af salg af lastbiler	2017	2020	2025	2030
Ellastbiler	0	0	0,23 %	0,85 %
Brintlastbiler	0	0	0	0,11 %

Tilgang til fremskrivning af gasdrevne transportmidler

Teknisk er gas både til tung og let transport veludviklet. Der er dog stadig ikke udviklet motorer til de største lastbiler, ligesom anvendelsen af gas i form af CNG (compressed natural gas) giver visse begrænsninger i forhold til rækkevidde. Der er dog på trods af disse mindre begrænsninger store muligheder for at anvende gas.

Anvendelsen af gas til transport er i dag i høj grad begrænset af markedsprisen, som både for køretøj og drivmiddel er lidt højere end for konventionelle køretøjer og drivmidler. Det forventes, at forskellen i markedsprisen for gas- og diesekøretøjerne gradvist vil udlignes, men, gasprisens udvikling vil i store træk følge udviklingen i olie og diesel. Det kan på den basis forventes, at selvom gaskøretøjer prismæssigt forventes at blive mere sammenlignelige med diesekøretøjer, vil denne ændring ikke være tilstrækkelig til at sikre en stor indfasning af gaskøretøjer. Den begrænsede indfasning af gaskøretøjer, som forventes i fremskrivningsperioden forventes derimod drevet af interessen for at anvende opgraderet biogas (evt. via certifikater). Denne interesse forventes primært indenfor rutebus-området, hvor kendte køremønstre og potentielt gode tankningsvilkår kan gøre opgraderet biogas til et attraktivt brændstof. Indenfor øvrig tung transport forventes CNG/CBG ikke at få en fremtrædende rolle, da hidtidige erfaringer peger på, at del

relativt lave rækkevidde ved CNG/CBG bliver set som en barriere hos vognmændene.

En teknologi som forventes en vis udbredelse i resten af Europa i frem-skrivningsperioden er LNG til lastbilstransport. Med den nuværende afgifts-struktur forventes LNG i Danmark dog både dyrere end diesel og dyrere end i nabolandene, og grundet LNG lastbilernes lange rækkevidde forventes det derfor ikke at blive attraktivt at oprette infrastruktur til tankning af LNG i Danmark.

Energistyrelsen har taget kontakt til de største trafiksselskaber for at høre om deres forventning omkring anvendelsen af gas til rutebus-drift. Den forventede andel af gas-rutebusser af den samlede busbestand kan på denne baggrund ses af nedenstående tabel.

Tabel 26: trafiksselskabernes Forventede andel af gas-rutebusser i 2015-2030

Andel i % af alle rutebusser	2017	2020	2025	2030
Gasrutebusser	0	7,7	21	20

Bilag 7. Transport fremskrivning

Vækstraterne for vejtransport er estimeret ved hjælp af Landstrafikmodellen. Vækstrater for trafikarbejdet pr. år fordelt på transportmidler samt de tre grupper af vækstfaktorer, BNP, infrastruktur og andet fremgår nedenfor.

Tabel 27. Årlige vækstrater anvendt til fremskrivning af trafikarbejdet.

Pct.	2017-2020								2020-2030
	Økon. vækst	Infrastruktur	Andet	I alt	Økon. vækst	Infrastruktur	Andet	I alt	
Personbiler	0,58	1,10	0,42	2,10	0,43	1,10	0,44	1,97	
Varebiler	0,90	0,10	0,32	1,32	0,67	0,10	0,09	0,86	
Lastbiler	0,99	0,10	0,19	1,28	0,74	0,10	0,54	1,38	
Busser	0,00	0,00	0,47	0,47	0,00	0,00	0,47	0,47	

Beregningen af personbilernes energieffektivitet tager udgangspunkt i bilfabrikanternes angivelse af personbilernes energieffektivitet i de såkaldte NEDC-normtal. Dette normtal korrigeres for at tage højde for, at normtallene adskiller sig væsentligt fra bilernes faktiske energiforbrug under almindelig kørsel. Korrektionsfaktoren følger i BF18 den gennemsnitlige årlige forskel mellem normtallene og forbrug under normal kørsel, som angivet i Figur 2. Korrektionsfaktoren ses at stige fra 9 pct. i 2001 til omkring 20 pct. i 2010 og omkring 40 pct. i 2015. For biler med modelår efter 2015 holdes afvigelsen stort set konstant i modellen. I sidste års basisfremskrivning (BF17) blev anvendt en konstant korrektionsfaktor på omkring 20 pct. uanset bilens modelår.

På denne baggrund anvender Det Europæiske Miljøagenturs aktuelle justeringsmetode en forskel på op til omkring 20 pct. mellem normtal og virkeligt forbrug²⁹, mens ICCT's målinger overført til Det Europæiske Miljøagenturs metode giver anledning til at forvente en forskel på op til omkring 35 pct. mellem normtal og virkeligt forbrug.³⁰

²⁹ Afhænger af bilens nyregistreringsår. For nyregistrerede biler fra 2016 er forskellen 17 pct.

³⁰ Afhænger af bilens nyregistreringsår. For nyregistrerede biler fra 2016 er forskellen 33 pct.

Figur 2: Divergens ml. CO2 emission og typegodkendelse for køretøjer (International Council on Clean Transportation ICCT November 2017).

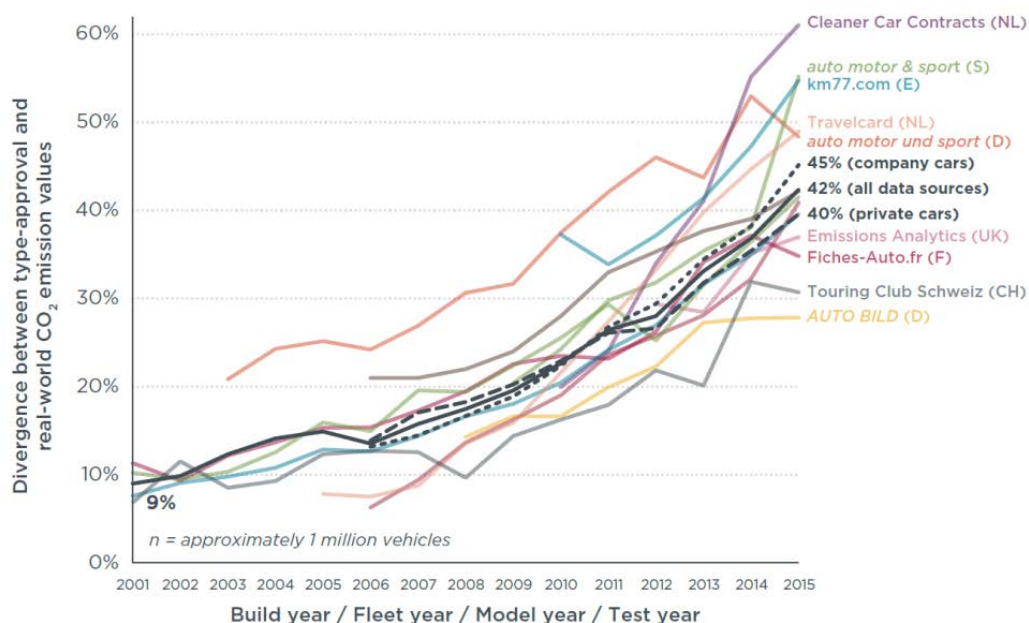


Figure ES- 1. Divergence between real-world and manufacturers' type-approval CO₂ emission values for various on-road data sources, including average estimates for private cars, company cars, and all data sources.

Udvikling i salget af elbiler

Væsentlige input for estimer af salget af elbiler er udviklingen i batteriprisen og den samlede udvikling i køretøjernes pris inkl. batteri:

kr/kWh-batteripakke i faste 2017-priser	2015	2020	2025	2030
Batteripris	1785	1275	997	873 ³¹
Prisudvikling i 1000-kr i faste 2015 priser (inkl. afgifter)	2015	2020	2025	2030
Mikro elbil	208	202	169	149
Familie elbil	292	354	273	236
Stor elbil	726	832	839	686
Mikro alm.	105	95	95	95
Familie alm.	291	237	233	230
Stor alm.	708	755	571	567 ³²

³¹ Baseret på: Wolfram P., Lutsey N.: Electric vehicles: Literature review of technology costs and carbon emissions. ICCT. 2016

³² Beregnet på baggrund af beregnet pris før afgifter og gældende regler for registreringsafgifter

Udvikling i luftfartens energieffektivitet og passagertal³³

Årlig energi-effektivisering i pct.	2017-2020	2021-2025	2026-2030
Flyteknologi og markedsdrevne forhold ang. sædekapa- citet, flystørrelse og belægning	1,6	1,4	1,3
På jorden	0,1	0,1	0,1
Luftrummet	0,2	0,2	0,1
Total	1,9	1,7	1,5
Årlig ændring i pct.	2017-20	2021-25	2026-30
Udenrigspassagerer	2,4	2,2	2,2

³³ Kilde: ICCT. (2017). *REAL-WORLD FUEL CONSUMPTION AND CO2 EMISSIONS OF NEW PASSENGER CARS IN EUROPE*. Retrieved from https://www.theicct.org/sites/default/files/L2R17_ICCT-fact-sheet_EN_vF.pdf

Bilag 8. El- og fjernvarmekapacitet fremskrivning

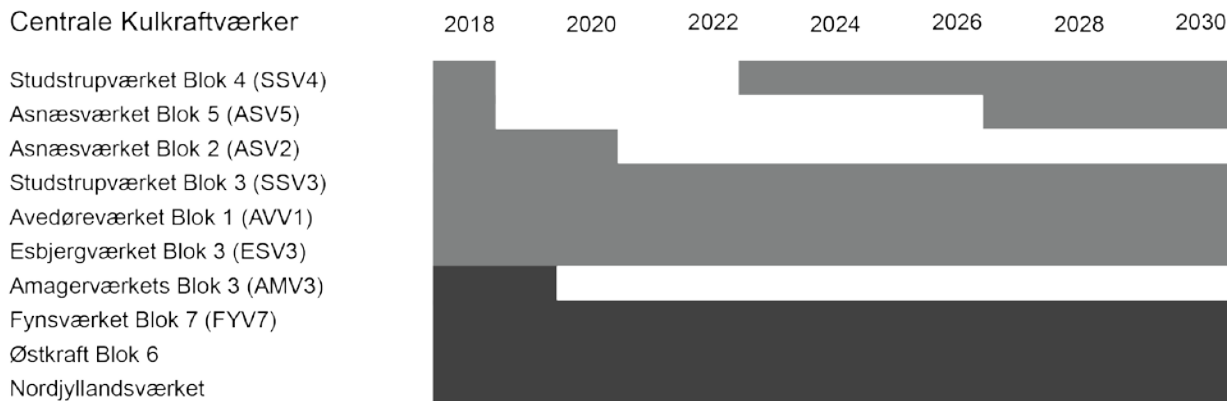
Tabel 28: Elkapacitet Danmark fordelt på brændselstyper [MW].

MW	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Affald	196	198	198	198	198	198	198	198	198	198	198	198	198	198
Affald/Biogas	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Affald/Biomasse	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Biogas	57	63	74	73	86	86	85	85	87	87	87	87	87	88
Biomasse	288	377	432	563	567	567	567	567	567	561	564	564	564	564
Biomasse/Kul	848	973	607	607	607	607	607	607	607	607	607	607	607	607
Biomasse/Naturgas	420	420	420	420	420	420	420	420	420	420	420	420	420	420
Elvarme	-592	-640	-664	-673	-680	-686	-691	-696	-700	-704	-707	-712	-715	-719
Havvind	1280	1396	1701	1835	2546	2646	2646	2646	2645	2606	2577	2315	2232	2232
Kul	2309	2184	1368	1180	1152	1026	1383	1383	1383	1383	2023	2023	2023	2023
Landvind	4121	4414	4492	4642	4725	4705	4639	4562	4437	4208	3927	3627	3176	2829
Naturgas	1792	1637	1432	1316	1252	1210	1169	1128	1087	1087	1087	1087	1087	1064
Olie	629	629	629	629	629	629	629	629	629	629	629	629	629	629
Overskuds-El	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452	452

Tabel 29: Fjernvarmekapacitet Danmark fordelt på brændselstyper [MJ/s].

MW	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Affald	987	1013	1013	1013	1013	1013	1013	1013	1013	1013	1013	1013	1013	1013
Affald/Biogas	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91
Affald/Biomasse	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49	49
Biogas	61	68	79	78	94	94	92	93	94	94	94	94	94	95
Biogas/Biomasse	293	293	293	293	293	293	293	293	293	293	293	293	293	293
Biomasse	2939	3172	3412	3827	3867	3877	3887	3897	3907	3858	3858	3858	3858	3868
Biomasse/Kul	1194	1359	832	832	832	832	832	832	832	832	832	832	832	832
Biomasse/Naturgas	470	470	470	470	470	470	470	470	470	470	470	470	470	470
Elvarme	625	682	717	751	782	812	832	855	870	886	898	914	928	942
Kul	2037	1871	1621	1352	1332	1332	1817	1817	1817	1817	1897	1897	1897	1897
Kul/Olie	363	363	363	363	363	363	363	363	363	363	363	363	363	363
Naturgas	6708	6432	6232	5941	5859	5806	5754	5702	5649	5649	5649	5649	5649	5585
Olie	5471	5471	5471	5471	5471	5471	5471	5471	5471	5471	5471	5471	5471	5471
Overskudsvarme	874	874	874	874	874	874	874	874	874	874	874	874	874	874

Kulkraftværkers tilgængelighed grafisk



International fremskrivning af elforbrug og kapaciteter

Interaktive data og kort over landegrupper, der indgår i Basisfremskrivningens modelplatform er forberedt i Tableau interaktivt dashboard (Energistyrelsen, 2018c) baseret på ENTSO-E's MAF17/TYNDP18 udbygningsplaner (ENTSO-E, 2017, 2018).

Teknologidata

Teknologidata for anlæg er baseret på Teknologikatalogerne (Energistyrelsen, 2018d) for fremtidig kapacitet og Energiproducenttællingen (Energistyrelsen, 2018a) for eksisterende kapacitet.

fra	til	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
DE/AT	FR/BE	4955	4955	5905	5905	5905	5905	5905	5905	5905	5905	5905	5905	5905	5905
FR/BE	DE/AT	2755	2755	3705	3705	3705	3705	3705	3705	3705	3705	3705	3705	3705	3705
DE/AT	NL	1510	1510	2745	2745	2745	2745	2745	2745	2745	2745	2745	2745	2745	2745
NL	DE/AT	1610	1610	2703	2703	2703	2703	2703	2703	2703	2703	2703	2703	2703	2703
DE/AT	HU	490	490	490	490	490	490	490	490	490	490	490	490	490	490
HU	DE/AT	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600
DE/AT	IT	240	383	383	383	383	383	383	383	383	383	383	1428	1428	1428
IT	DE/AT	100	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	1193	1193	1193
DE/AT	PL/CZ/SK	1575	3475	3475	3475	3475	3475	3475	3475	3475	3475	3475	3475	3475	3475
PL/CZ/SK	DE/AT	4430	5380	5380	5380	5380	5380	5380	5380	5380	5380	5380	5380	5380	5380
DE/AT	CH	2300	2300	2300	2300	2300	2300	2300	2300	2300	2300	2300	2300	2300	2300
CH	DE/AT	5800	5800	5800	5800	5800	5800	5800	5800	5800	5800	5800	5800	5800	5800
SI	DE/AT	884	884	884	884	884	884	884	884	884	884	884	884	884	884
DE/AT	SI	646	646	646	646	646	646	646	646	646	646	646	646	646	646
SE	Baltikum	644	644	644	644	644	644	644	644	644	644	644	644	644	644
Baltikum	SE	644	644	644	644	644	644	644	644	644	644	644	644	644	644
NO	FI	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95
FI	NO	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95
SE	FI	2565	2565	2565	2565	2565	2565	3040	3040	3040	3040	3040	3040	3040	3040
FI	SE	2185	2185	2185	2185	2185	2185	2660	2660	2660	2660	2660	2660	2660	2660
NO	UK/IE	0	0	0	0	1288	1288	1288	1288	1288	1288	1288	1288	1288	1288
UK/IE	NO	0	0	0	0	1288	1288	1288	1288	1288	1288	1288	1288	1288	1288
NO	NL	644	644	644	644	644	644	644	644	644	644	644	644	644	644
NL	NO	644	644	644	644	644	644	644	644	644	644	644	644	644	644
RU	NO	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48
NO	RU	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48
SE	PL/CZ/SK	552	552	552	552	552	552	552	552	552	552	552	552	552	552
PL/CZ/SK	SE	552	552	552	552	552	552	552	552	552	552	552	552	552	552
FI	Baltikum	920	920	920	920	920	920	920	920	920	920	920	920	920	920

Baltikum	FI	920	920	920	920	920	920	920	920	920	920	920	920	920	920
Baltikum	PL/CZ/SK	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460
PL/CZ/SK	Baltikum	230	230	230	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460
FR/BE	ES/PT	2565	2565	2565	2565	2565	2565	2565	2565	4655	4655	4655	6080	6080	6080
ES/PT	FR/BE	2545	2545	2545	2545	2545	2545	2545	2545	5015	5015	5015	6440	6440	6440
RU	FI	1435	1435	1435	1435	1435	1435	0	0	0	0	0	0	0	0
FI	RU	1435	1435	1435	1435	1435	1435	0	0	0	0	0	0	0	0
UK/IE	FR/BE	1840	1840	1840	2760	3680	4600	4600	5888	5888	5888	5888	5888	5888	5888
FR/BE	UK/IE	1840	1840	1840	2760	3680	4600	4600	5888	5888	5888	5888	5888	5888	5888
NL	FR/BE	2310	2310	2310	2310	2310	2310	2310	2310	2310	2310	2310	2310	2310	2310
FR/BE	NL	2150	2150	2150	2150	2150	2150	2150	2150	2150	2150	2150	2150	2150	2150
FR/BE	IT	2520	2520	3660	3660	3660	3660	3660	3660	3660	3660	3660	3660	3660	3660
IT	FR/BE	1010	1010	1960	1960	1960	1960	1960	1960	1960	1960	1960	1960	1960	1960
FR/BE	CH	2990	2990	2990	2990	2990	2990	2990	2990	2990	2990	2990	2990	2990	2990
CH	FR/BE	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800
NL	UK/IE	1104	1104	1104	1104	1104	1104	1104	1104	1104	1104	1104	1104	1104	1104
UK/IE	NL	1104	1104	1104	1104	1104	1104	1104	1104	1104	1104	1104	1104	1104	1104
PL/CZ/SK	HU	1070	1070	1070	1070	1070	1070	1070	1070	1070	1070	1070	1070	1070	1070
HU	PL/CZ/SK	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800
Balkan	HU	2423	2423	2423	2423	2423	2423	2423	2423	2423	2423	2423	2423	2423	2423
HU	Balkan	2660	2660	2660	2660	2660	2660	2660	2660	2660	2660	2660	2660	2660	2660
CH	IT	2920	2920	3015	3015	3965	4963	4963	4963	4963	4963	4963	4963	4963	4963
IT	CH	1710	1710	1805	1805	2565	3135	3135	3135	3135	3135	3135	3135	3135	3135
SI/GR	IT	874	874	874	874	874	874	874	874	874	874	874	874	874	874
IT	SI/GR	969	969	969	969	969	969	969	969	969	969	969	969	969	969
UKRBLR	PL/CZ/SK	143	143	143	143	143	143	143	143	143	143	143	143	143	143
PL/CZ/SK	UKRBLR	143	143	143	143	143	143	143	143	143	143	143	143	143	143

Bilag 10. Vindkraft fremskrivning

Landvind

Der gives ingen støtte til landvind tilsluttet efter 21. februar 2018. På baggrund heraf er udbygningen skønnet til 342 MW i 2017 og 191 MW i 2018 (533 MW i alt), hvoraf de 403 MW opsættes i Vestdanmark og de resterende 130 MW i Østdanmark.

Udover dette forventes en udbygning med 43 MW i Vestdanmark i 2019 i forbindelse med overgangsordningen for landvindmøller besluttet den 29. september 2017.³⁴ I forbindelse med denne aftale er der afsat 150 mio. kr til forsøgsmøller. Dette forventes at svare til en kapacitet på 134 MW opsat i 2019-2020 med tre års levetid. Uden støtte forventes der ikke en yderligere udbygning med landvind frem til 2030.

Aftale om ny støttemodel for vind og sol i 2018-2019 er implementeret, således at teknologineutralt udbud i 2018 og 2019 indgår. Den forventede produktion er beregnet ud fra en forventet støttesat på 11 øre/kWh over 20 år³⁵. Elproduktionen er rent beregningsteknisk inkluderet som landvind, selvom projekterne også kan udmøntes i form af kapacitet baseret på solceller eller havvind. Dette har ikke markant betydning for resultaterne for denne begrænsede mængde. Beregnet forventes dette udbud at svare til 189 MW landvindsækvivalent antaget opstillet i 2018 (70 MW) og 2019 (119 MW).

³⁴ https://ens.dk/sites/ens.dk/files/EnergiKlimapolitik/2017-09-26_vind_og_sol_2018-19.pdf

³⁵ Aftalen indeholder et budloft på 13 øre/kWh, og de vindende leverandører modtager støtte ud fra et "pay as bid"-princip. Den valgte gennemsnitlige støttesats på 11 øre/kWh skal ses som en forventning på nuværende tidspunkt. Dette har betydning for hvor meget VE-baseret elproduktion der udbygges med, indenfor det afsatte budget.

Havvind eksisterende

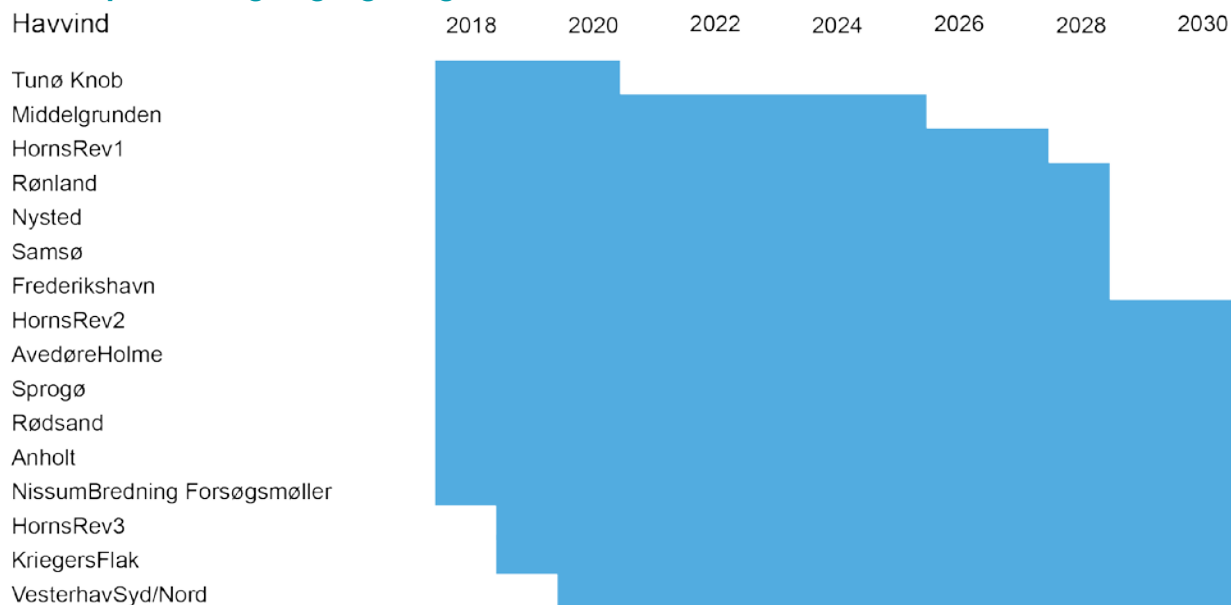
Park	Placering	Startår	Slutår	Indfasning	Udfasning	Kapacitet (MW)	Fuldlasttimer (h)	Produktion (TWh)
TunøKnob	DKVest	1995	2020	59 pct.	41 pct.	5	2.800	0,01
Middelgrunden	DKØst	2000	2025	1 pct.	99 pct.	40	2.300	0,09
HornsRev1	DKVest	2002	2027	18 pct.	82 pct.	160	3.900	0,62
Rønland	DKVest	2003	2028	96 pct.	4 pct.	17	3.900	0,07
Nysted	DKØst	2003	2028	54 pct.	46 pct.	166	3.450	0,57
Samsø	DKVest	2003	2028	89 pct.	11 pct.	23	3.600	0,08
Frederikshavn	DKVest	2003	2028	61 pct.	39 pct.	8	2.850	0,02
HornsRev2	DKVest	2009	2034	33 pct.	67 pct.	209	4.400	0,92
AvedøreHolme_2009	DKØst	2009	2034	10 pct.	90 pct.	7	3.450	0,02
AvedøreHolme_2011	DKØst	2011	2036	26 pct.	74 pct.	4	3.450	0,01
Sprogø	DKVest	2009	2034	18 pct.	82 pct.	21	3.150	0,07
Rødsand	DKØst	2010	2035	54 pct.	46 pct.	207	3.900	0,81
Anholt_2012	DKVest	2012	2037	13 pct.	87 pct.	50	4.450	0,22
Anholt_2013	DKVest	2013	2038	69 pct.	31 pct.	349	4.450	1,55

Havvind nye

Park	Placering	Startår	Slutår	Indfasning	Udfasning	Kapacitet (MW)	Fuldlasttimer (h)	Produktion (TWh)
HornsRev3	DKVest	2018	2043	25 pct.	75 pct.	407	4.250	1,73
KriegersFlak_2020	DKØst	2020	2045	25 pct.	75 pct.	200	4.250	0,85
KriegersFlak_2021	DKØst	2021	2046	75 pct.	25 pct.	400	4.250	1,70
VesterhavSyd	DKVest	2020	2045	25 pct.	75 pct.	170	4.475	0,76
VesterhavNord	DKVest	2020	2045	25 pct.	75 pct.	180	4.500	0,81
NissumBredning_Forsøgsmøller	DKVest	2017	2042	50 pct.	50 pct.	28	4.500	0,13

Med indfasning og udfasning forstås tidspunktet på året hvornår møllerne går i drift eller tages ud af drift. Med 50 pct. indfasning menes, at møllen kommer i drift fra 1. juli, hvor 50 pct. udfasning betyder at møllen går ud af drift 1. juli. Indfasning og fuldlasttimer er for nye havmølleparker baseret på oplysninger indhentet fra Vattenfall.

Havmølleparkers tilgængelighed grafisk



Bilag 11. Solceller fremskrivning

Som del af den samlede forventning til solcelleudbygningen anvendes Energistyrelsens solpotentialemodel. Solpotentialemodellen baserer sig alene på den solcelleudbygning, der enten kan blive omfattet af åbne ordninger eller bliver udbygget på kommercielle vilkår. Modellen inddrager således ikke udbygning af solcelleanlæg via puljer, udbud el. lign. Derudover inkluderer modellen ikke de solcelleanlæg, der har modtaget tilsagn om pristillæg gennem lukkede støtteordninger (f.eks. 60-40-støtteordningen). Solpotentialemodellen indgår derfor som en del af den samlede forventning til solcelleudbygningen.

Den samlede forventning til solcelleudbygningen beskrives sidst i afsnittet og omfatter den nuværende udbygning, solpotentialemodellens fremskrivning, den forventede udbygning fra afsluttede udbud samt afgivne tilsagn til støtteordningerne.

Solpotentialemodellen er baseret på et antal potentielle investorer inden for en række forskellige investorkategorier. Hvorvidt investorerne vælger at investere afhænger af hvilket afkast, der kan opnås. Afkastet er afhængigt af input og output i business casen for den konkrete investorkategori.

Solcelleinvestorerne opdeles i syv kategorier for at tage højde for, at der kan være forskellige afkastkrav, anlægsstørrelser, afgifter og egetforbrugsandele for de forskellige kategorier af investorer. De syv kategorier er:

- a. Husholdninger (herunder husholdninger med elvarme og batterier)
- b. Anden nettoafregning (kollektiv, virtuel og lejere)
- c. Liberale erhverv m.m. (Erhverv der udfører tjenesteydelser, der ikke har med vareproduktion og vareomsætning at gøre, herunder momsfriske institutioner som efterskoler el. lign.)
- d. Stat og regioner (eksempelvis ministerier, styrelser, hospitaler mm.)
- e. Øvrige erhverv med procesafgift (erhverv, der betaler den lave procesafgift)
- f. Øvrige erhverv med elvarmeafgift (erhverv, hvor elforbrug går til opvarmning og komfortkøling o.l.)
- g. Kommercielle anlæg (også kaldet markanlæg), (anlæg uden egetforbrug, der opføres med henblik på at levere el til det kollektive net)

Beregning af et solcelleprojekts interne rente i den enkelte business case er baseret på en fremskrivning af anlægs- og driftsomkostninger, tariffer og afgifter, rådighedsbetaling til netselskab, evt. abonnementsbetaling til netselskab, evt. jordleje for store anlæg, samt solcelleanlæggenes (med og

uden batterier) tekniske specifikationer. Modellen anvender Energistyrelsens solvægtede samt elpriser, der indregner et forventet prispres på markedsprisen for solproduceret elektricitet. Anlægs- og driftsomkostninger samt tekniske specifikationer er primært baseret på Energistyrelsens og Energinets Teknologikatalog. Batteriforudsætningerne stammer fra Energinets analysenotat *Batterier i husholdninger* fra 1. februar 2016.

Egetforbrug af produceret el

Egetforbrugsandelene er korrigeret som følge af lov nr. 1049 af 12-09-2017, der indfører øjebliksafregning af elafgiften. Generelt giver overgangen fra timebaseret nettoafregning til øjebliksafregning et mindre egetforbrug.

Tabellen nedenfor opsummerer andelen af egetforbruget for hver af kategorierne.

Tablet 31. Andel af egetforbrug for de forskellige ejerkategorier.

Husholdninger	20 pct.
Husholdninger med batteri	50 pct.
Anden nettoafregning (kollektiv, virtuel og lejere)	50 pct.
Liberale erhverv mm. og Stat og regioner	70 pct.
Øvrige erhverv	90 pct.

Elpris

Solpotentialmodellen anvender en solvægtet elpris. I denne solvægtede elpris er der indregnet et forventet prispres på markedsprisen for solproduceret elektricitet.

Som følge af erhvervspakken fra november 2017 regner solpotentialmodellen med en nedsættelse af elvarmeafgiften på 10 øre/kWh fra 2019. De fremtidigt forventede nedsættelser af elvarmeafgiften, som endnu ikke er vedtaget, er dermed ikke medtaget.

Resultat fra solpotentialmodellen

Tabellen nedenfor angiver udbygning med solceller som beregnet i solpotentialmodellen. Opgørelsen er angivet som akkumuleret udbygning fra 2018 og frem.

Tabel 32: Forventet udbygning med solceller beregnet med solpotentialemodellen.

Udbygning (MW)	2018	2019	2020	2025	2030
Husholdninger	-	-	0	1	1
Husholdninger med batterier	-	-	0	14	66
Husholdninger med elvarme	-	-	-	-	2
Anden nettoafregning	0	0	1	6	22
Liberale erhverv m.m.	3	7	12	63	154
Stat og regioner	3	7	13	68	165
Øvrige erhverv (100 pct. elvarmeafgift)	-	0	0	2	11
Øvrige erhverv (100 pct. procesafgift)	-	-	-	-	-
Kommercielle anlæg	-	-	-	-	-
Udbygning i alt	6	14	27	153	421
Udbygning i alt, uden kommercielle anlæg	6	14	27	153	421

Den samlede forventede udbygning af solceller

Den samlede forventning til udbygningen af solceller omfatter den nuværende udbygning af nettilsluttede solcelleanlæg, afgivne tilsagn til støtteordningerne, solpotentialemodellens fremskrivning, samt den forventede udbygning fra afsluttede udbud.

Nettilsluttede anlæg

Udbygningen af nettilsluttede anlæg kan aflæses i Solcellestatistikken som bliver offentliggjort på Folketingets hjemmeside. Solcellestatistikken bliver opdateret hver måned og bliver lavet på baggrund af data fra Energistyrelsen (førhen Energinet).

Tilsagn til støtteordningerne

De afgivne tilsagn kan ligeledes aflæses i den månedlige Solcellestatistik. For at kunne blive omfattet af en nettoafregningsgruppe, skal et nyt solcelleanlæg opnå et tilsagn om nettoafregning fra Energinet inden solcelleprojektet påbegyndes.

Det er ikke givet at et anlæg med et opnået tilsagn vil nettilslutte i fremtiden. Antallet af hhv. opnåede tilsagn og verserende ansøgninger om tilsagn giver dog en god indikation for udbygningen med solcelleanlæg omfattet af de forskellige ordninger i løbet af det kommende år.

Solpotentialmodellen

Solpotentialmodellen fremskriver, hvor stor en udbygning der forekommer på kommercielle vilkår. Altså, udbygningen der vil forekomme uden direkte støtte (der er fortsat indirekte støtte gennem afgiftsfritagelse for egetforbrug).

Forventet udbygning fra afsluttede udbud

Solpotentialmodellen medregner ikke udbygningen fra udbud, men de afsluttede udbud skal medtages i den samlede forventning til udbygningen af solcelleanlæg. For nuværende er den forventede udbygning 21,6 MW fra solpilot udbuddet, som forventes nettilsluttet i sidste halvdel af 2018. Udbygningen af sol fra de teknologineutrale udbud er endnu ikke kendte, hvorfor disse ikke kan medtages.

Tabel 33: Forventet samlet installeret kapacitet af solceller i fremskrivningen.

Udbygning (MW)	2018	2019	2020	2025	2030
Faktisk udbygning (historisk)	906	906	906	906	906
Tilsagn	61	61	61	61	61
Solpotentialmodellen	6	14	27	153	421
Pilot udbud	22	22	22	22	22
Øvrige udbud	-	-	-	-	-
Forventet solcelleudbygning i alt	994	1002	1015	1142	1409

Bilag 12. Fulldlasttimer for sol og vind

Fulldlasttimer i basisfremskrivningen er for sol og landvind baseret på statistisk produktionsdata for tidligere år samt Teknologikataloget for fremskrevne år. Det benyttede antal fulldlasttimer for landvind og sol ses i Tabel 34.

Tabel 34: Fulldlasttimer fordelt på perioden for opstilling for landvind og solceller.

Landvind	Til og med 2007	2008-2013	2014-2018	2019-2020	2021-2030
DK-Vest	1950	2950	2950	3150	3200
DK-Øst	1850	2650	2900	3000	3050
Solceller			Hele perioden		
DK			1000		

For havvind er der lavet en site-specifik vurdering af fulldlasttimerne.

Bilag 13. Store varmepumper fremskrivning

Den forventede udvikling af store varmepumper fremgår af nedenstående tabeller. Store varmepumper dækker i fremskrivningen over eldrevne varmepumper til fjernvarmeproduktion. Der skelnes i fremskrivningen mellem hvorvidt varmekilden er overskudsvarme eller anden omgivelsesvarme.

Tabel 35. Udvikling i produktionskapacitet (MJ/s) for store eldrevne varmepumper.

MW-th	Varmepumper på overskudsvarme	Varmepumper på omgivellesvarme
2017	0	45,9
2018	0	59,7
2019	0	72,4
2020	10,3	95,9
2021	31,6	106,3
2022	52,2	115,6
2023	61,8	125,5
2024	75,9	134,8
2025	81,4	143,8
2026	87,9	153,6
2027	90,4	163,0
2028	94,7	174,4
2029	100,0	183,6
2030	105,0	192,6

Tabel 36. Udvikling i årlig fjernvarmeproduktion fra store eldrevne varmepumper.

PJ	Varmepumper på overskudsvarme	Varmepumper på om- givelsesvarme
2017	0,0	0,8
2018	0,0	1,2
2019	0,0	1,4
2020	0,3	1,9
2021	0,8	1,9
2022	1,4	2,0
2023	1,6	2,1
2024	1,9	2,2
2025	2,0	2,3
2026	2,2	2,4
2027	2,2	2,5
2028	2,3	2,6
2029	2,4	2,7
2030	2,5	2,7

Bilag 14. Biogas fremskrivning

Tabel 37 viser biogasproduktion fordelt på anvendelser, biogas samlet, samt forgasningsgas, samt biogas og forgasningsgas samlet.

Forgasningsgas, der anvendes til elproduktion, støttes på lige fod med biogas til elproduktion, mens der ikke er støtte til forgasningsgas, der anvendes til andre formål. Forgasningsgassen skal være produceret på biomasse, for at der kan opnås støtte. Der er i dag 3 kraftvarmeværker, der modtager støtte til elproduktion baseret på forgasningsgas, og herudover forventes 2 konkrete anlæg³⁶ at blive idriftsat indenfor den nærmeste fremtid.

Tabel 37: Biogasproduktion fordelt på anvendelser, biogas i alt, samt produktion af støtteberettiget forgasningsgas til elproduktion [PJ]. Fremskrivning baseret på sandsynlighedsvurdering frem til 2023, herefter konstant.

PJ	Elprod.	Opgrad.	Proces	Transport	Varme	Biogas	Forgasningsgas	I alt
2018	5,4	7,8	0,9	0,0	0,4	14,4	1,1	15,5
2019	5,8	10,5	0,9	0,0	0,4	17,6	1,4	19,0
2020	6,0	11,9	1,0	0,1	0,4	19,3	1,4	20,7
2021	6,2	12,7	1,0	0,1	0,4	20,3	1,5	21,8
2022	6,2	12,8	1,1	0,1	0,4	20,5	1,5	22,0
2023	6,2	13,0	1,1	0,1	0,4	20,8	1,6	22,3
2024	6,2	13,0	1,1	0,1	0,4	20,8	1,6	22,3
2025	6,2	13,0	1,1	0,1	0,4	20,8	1,6	22,3
2026	6,2	13,0	1,1	0,1	0,4	20,8	1,6	22,3
2027	6,2	13,0	1,1	0,1	0,4	20,8	1,6	22,3
2028	6,2	13,0	1,1	0,1	0,4	20,8	1,6	22,3
2029	6,2	13,0	1,1	0,1	0,4	20,8	1,6	22,3
2030	6,2	13,0	1,1	0,1	0,4	20,8	1,6	22,3

Metanlækager fra biogasanlæg i BF18 – Tilføjelse til forudsætningsbilag vedr. biogas

Der er i BF18 i modsætning til tidligere fremskrivninger, indregnet en vurdering af omfanget af metanlækager fra biogasanlæg. Konkret er der antaget en lækage fra biogasanlæg på 2,2 pct. fra 2017 og frem. Dette er en afvigelse fra DCE's antagelse på 4,2 pct., der anvendes i de nationale opgørelser af historiske udledninger. Hvis samme antagelse som i de historiske opgørelser blev lagt til grund for fremskrivningen ville det øge udledningerne for perioden 2021-2030 med 1,9 mio. ton CO₂e.

³⁶ Brønderslev ORC-anlæg og Hillerød ORC-anlæg (ORC: Organic Rankine Cycle).

Der er generelt en betydelig usikkerhed omkring lækagerne fra biogasanlæggene, og der er behov for yderligere data for at konsolidere skønnet. Antagelsen er derfor behæftet med betydelig usikkerhed og kan blive justeret i de kommende år.

Det anvendte skøn på 2,2 pct. er baseret på et begrænset antal målinger. Det vurderes dog, at flere forhold vil trække i retning af lavere lækager, end det der indtil videre lægges til grund for DCE's opgørelser af historiske udledninger. Disse forhold indbefatter de indledende erfaringer med at begrænse lækagen på anlæggene, det at brancheforeningen i 2017 selv har startet et frivilligt måleprogram op, der vil tjene til at sætte fokus på lækagepunkterne, samt branchens egeninteresse i at nedbringe lækagen.

Det understreges, at der er tale om et skøn forbundet med betydelig usikkerhed, som kan ændre sig med ny viden. Ikke desto mindre vurderes den anvendte forudsætning at være et bedre bud på, hvordan fremtidige emissionsopgørelser f.eks. biogaslækage vil se ud, når der foreligger konsolideret viden, end hvis fremskrivningen var regnet med den forudsætning, der indtil videre lægges til grund ved historiske opgørelser.

Det forventes, at der med det frivillige måleprogram vil blive tilvejebragt et solidt datagrundlag (forventeligt i løbet af første halvdel af 2018), der vil kunne anvendes i kommende diskussioner af, hvilken lækageprocent, der fremover skal bruges i forbindelse med både fremskrivninger og DCE's indrapportering til de internationale drivhusgasopgørelser. Et solidt dokumentationsgrundlag er en forudsætning for en justering af lækagefaktoren. Dette vil blive adresseret i løbet af 2018, såfremt måleprogrammet kan levere troværdige data.

Det bemærkes, at ovenstående ikke omfatter opgradering af biogas, der endnu ikke er inkluderet i historiske opgørelser eller fremskrivninger.

Bilag 15. Olie- og gasprognoser

I 2017 er der udarbejdet en prognose for brændstofforbruget og flaringen på Nordsøen. Brændstofforbruget fra denne prognose indgår i basisfremskrivningens bruttoenergiforbrug, mens flaringen indgår i basisfremskrivningens opgørelse af emissionerne i forhold til internationale målsætninger.

Prognoserne for brændstofforbrug og flaring er baseret på tre bidrag:

1. Forbrug til produktion fra eksisterende felter og fund (FF)
2. Forbrug til produktion ved anvendelse af ny teknologi (T)
3. Forbrug til produktion fra fremtidige, nye fund (E)

For bidraget fra eksisterende felter og fund er der anvendt operatørernes skøn. For bidraget til brændstofforbruget ved anvendelse af ny teknologi og fra fremtidige, nye fund er forbruget fremskrevet, baseret på produktionens størrelse og forudsætninger om det forventede forbrug pr. produceret enhed. Det er forudsat, at anvendelse af ny teknologi og produktion fra fremtidige, nye fund ikke giver anledning til yderligere flaring. Der er ikke indregnet teknologiske forbedringer af det energiforbrugende udstyr.

Det gælder generelt for prognoserne, at usikkerheden stiger med tiden. Bidragene for ny teknologi og fremtidige, nye fund er i sagens natur usikre.

I prognoserne indgår en fuld genopbygning af Tyrafeltets anlæg og lukning af et procesanlæg i 2030. Energistyrelsen godkendte i oktober 2017 en plan for nævnte genopbygning af Tyrafeltets anlæg.

Produktionen fra det norske felt Trym behandles på Haraldanlægget, og derfor skal brændstofforbrug og flaring for behandlingen af dette felts produktion medregnes i prognoserne. Ravn er et dansk felt, men produktionen behandles på tysk område, og derfor skal brændstofforbrug og flaring for behandlingen af dette felts produktion ikke medregnes i prognoserne.

I april 2012 aftalte klima-, energi- og bygningsministeren en ny handlingsplan med de danske operatører om en styrket indsats for at reducere energiforbruget offshore. Planen omfattede perioden 2012 til 2014 og indeholdt målsætninger om yderligere begrænsning af energiforbruget til brændstof og flaring. Denne handlingsplan byggede på de gode erfaringer fra den tidligere plan. Arbejdet med en ny handlingsplan afventede den såkaldte olie- og gasstrategi, som blev offentliggjort i juli 2017. Energistyrelsen planlægger at evaluere tidligere handlingsplaner for energieffektivisering og eventuelle barrierer for yderligere energieffektivisering af olie-/gasanlæggene i Nordsøen i 2018.

Af Tabel 38 fremgår prognosen for brændstofforbruget, opdelt i bidrag for eksisterende felter og fund (FF), anvendelse af ny teknologi (T) og fremtidige nye fund (E).

Tabel 38: Brændstoffsforbrug

mia. Nm3	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
FF	0,56	0,55	0,55	0,35	0,41	0,50	0,51	0,51	0,50	0,50	0,49	0,48	0,49	0,39
T									0,00	0,01	0,01	0,02	0,03	0,03
E									0,01	0,02	0,03	0,04	0,05	0,07
Sum	0,56	0,55	0,55	0,35	0,41	0,50	0,51	0,51	0,51	0,53	0,53	0,55	0,56	0,49

Prognosen for 2017 har generelt et svagt aftagende forløb indtil 2025 og derefter et svagt stigende forløb med reduktioner omkring 2020 og 2030. Effekten af genopbygningen af Tyra feltets anlæg er indregnet i prognoserne, og derfor forventes brændstofforbruget og flaringen at falde omkring 2020. Genopbygningen af Tyra har betydning for målsætningsåret 2020.

Faldet omkring 2030 fremkommer som følge af lukning af et procesanlæg. Tidspunktet for lukningen har således betydning for målsætningsåret 2030, men det skal understreges, at tidspunktet for lukningen af procesanlægget er behæftet med stor usikkerhed.

For bidraget FF er der ikke foretaget større revisioner af prognosen for fuel i forhold til sidste år. For bidragene T og E er skønnene for indvindingspotentialet reduceret i forhold til sidste år, og derfor er disse fuelbidrag reduceret.

Af Tabel 39 fremgår prognosen for flaringen. Som nævnt tidligere er det forudsat, at anvendelse af ny teknologi og produktion fra fremtidige, nye fund ikke giver anledning til yderligere flaring.

Tabel 39: Flaring

Flaring (mia. Nm3)	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
FF	0,08	0,08	0,08	0,05	0,06	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,05

Prognosen for 2017 har et næsten konstant forløb, dog med reduktioner omkring 2020 og 2030 i lighed med brændstofforbruget. Reduktionerne skyldes genopbygningen af Tyrafeltets anlæg omkring 2020 og lukning af et procesanlæg omkring 2030, jf. ovenfor. Der er ikke foretaget større revisioner af prognosen for flaring i forhold til sidste år.

Bilag 16. Elpris (spot) fremskrivning 2017-2030

Elspot-prisen for 2020-2030 er et modelresultat baseret på BF18's "Frozen Policy" tilgang.

Ved anvendelse af elspot-fremskrivningen benyttes statistiske elpriser og forward-priser for perioden 2017-2019. 2017 er fastlagt på basis af udtræk fra Energinets Energidataservice af forbrugsvægtede time-priser for hhv. DK1 og DK2, der derpå er vægtet 60/40 for at etablere den gennemsnitlige danske elpris, samt inflateret til 2018-prisniveau. 2018 og 2019 er fastlagt på basis af forward-priser indhentet fra Nasdaq, hvor systemprisen for Nord Pool Nordic Spot-området tillægges områdepriser (Electricity Price Area Differentials) for hhv. DK1 og DK2, og der laves et gennemsnit over ti dages forwardpriser. For 2019 er der anvendt års-kontrakter, mens der for 2018 er anvendt måneds- og kvartalskontrakter. Kontrakt-priser for 2019 er fra de sidste fem hverdage i januar 2018 og de 5 første i februar 2018. Kontrakt-priser for 2018 er fra de sidste fem hverdage i november 2017 og de 5 første i december 2017. Forwardpriserne er ikke korrigeret for prisår.

Tabel 40. Elmarkedspris (spot) 2017-2030 [2018-DKK/MWh].

DKK/MWh	Forbrugsvægtet	Statistik (forbrugsvægtet) samt Forward-priser
2017		223
2018		244
2019		233
2020	258	
2021	269	
2022	286	
2023	300	
2024	304	
2025	306	
2026	315	
2027	317	
2028	326	
2029	333	
2030	344	

Bilag 17. Teknologivægtede elpriser (spot) fremskrivning 2020-2030

I tillæg til elprisfremskrivningen i Bilag 16 opgøres de teknologivægtede elpriser (spot).

Teknologivægtede elpriser afspejler her de variable forsyningsteknologiers (landvind, havvind og solceller) indtjening vægtet i forhold til produktion og elpris (spot) time for time.

Teknologivægtede elpriser for 2015-2017 er baseret på udtræk fra Energis Energidataservice for hhv. DK1 (vest) og DK2 (øst) time for time, der derpå er vægtet 60/40 for at etablere den gennemsnitlige teknologivægtede elpris for DK.

Teknologivægtede elpriser for 2020-2030 er baseret på BF18s modelresultater korrigeret for den procentvise afvigelse mellem modelresultater og statistik for perioden 2015-2017.

Denne korrektion vurderes at være nødvendig og hensigtsmæssig, da systemanalysen, der ligger til grund for BF18, af beregningstekniske årsager opererer med 3-timers tidsskrift i elmarkedssimuleringen, der ligger til grund for BF18. Dette bidrager til, at timeværdier for produktion og elpris afspejler en vis udjævning med færre ekstreme produktionsværdier og elpriser. Dette har kun marginal betydning for BF18s øvrige resultater, men ses at have betydning for netop de teknologivægtede elpriser, hvorfor den anvendte korrektion vurderes at være nødvendig og hensigtsmæssig mhp. bedst at afspejle den forventede virkelighed under givne forudsætninger.

Teknologivægtede elpriser for 2018-2019 er ikke medtaget her for at sikre konsistens med elprisfremskrivningen i Bilag 16, der anvender forwardpriser for 2018-2019.

Tabel 41: Fremskrivning af teknologivægtede elmarkedspriser (spot) for landvind, havvind og solceller 2020-2030 [2018-DKK/MWh].

Fremskrivning 2018-DKK/MWh	DK1 (Vest)				DK2 (Øst)				DK			
	Spot	Landvind	Havvind	Solceller	Spot	Landvind	Havvind	Solceller	Spot	Landvind	Havvind	Solceller
2020	257	213	225	244	260	218	228	252	258	215	226	247
2021	269	225	238	250	271	226	234	257	270	226	237	253
2022	286	243	255	267	287	243	254	274	286	243	255	270
2023	301	259	272	272	298	253	265	278	300	257	269	275
2024	306	262	276	273	301	254	266	279	304	259	272	276
2025	308	264	278	272	303	254	266	278	306	260	273	275
2026	317	271	286	277	312	261	272	284	315	267	281	280
2027	321	273	289	276	311	261	272	285	317	268	282	280
2028	329	281	298	279	322	271	283	294	326	277	292	285
2029	335	285	303	281	330	279	289	300	333	283	298	288
2030	345	293	312	288	342	290	301	313	344	292	307	298

Tabel 42: Statistik for teknologivægtede elmarkedspriser (spot) for landvind, havvind og solceller 2015-2017 [DKK/MWh løbende priser].

Statistik DKK/MWh (løbende)	DK1 (Vest)				DK2 (Øst)				DK			
	Spot	Landvind	Havvind	Solceller	Spot	Landvind	Havvind	Solceller	Spot	Landvind	Havvind	Solceller
2015	191	163	166	206	194	167	171	211	192	164	168	208
2016	203	180	188	208	206	184	194	214	204	181	190	210
2017	236	203	212	245	239	208	218	251	237	205	215	247

Referencer

- COWI A/S for Energistyrelsen (2018) *Temaanalyse om store datacentre*.
- Energinet.dk (2018) *Viking Link: Tidspunkt for investeringsbeslutning udskudt*. Tilgængelig hos: <https://energinet.dk/Om-nyheder/Nyheder/2018/04/10/Viking-Link-Tidspunkt-for-investeringsbeslutning-udskudt> (Set: 10. april 2018).
- Energistyrelsen (2017) *Oversigt over støtteregele mv. for elproduktion baseret på vedvarende energi og anden miljøvenlig elproduktion*.
- Energistyrelsen (2018a) *Energidata Online - Energiproducenttællingen*. Tilgængelig hos: <https://ens.dk/service/indberetninger/energidata-online>.
- Energistyrelsen (2018b) *Energipriser og afgifter*. Tilgængelig hos: <https://ens.dk/service/statistik-data-noegletal-og-kort/energipriser-og-afgifter>.
- Energistyrelsen (2018c) *MAF/TYNDP Data Tableau Public*. Tilgængelig hos: https://public.tableau.com/profile/morten.blarke6786#!/vizhome/maf2017_v1/Story1.
- Energistyrelsen (2018d) *Teknologikataloger*. Tilgængelig hos: <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/teknologikataloger>.
- ENTSO-E (2016) *Mid-term adequacy forecast 2016 Edition*.
- ENTSO-E (2017) *Mid-term adequacy forecast 2017 Edition*.
- ENTSO-E (2018) *TYNDP 2018 Scenario Report*.