



Samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger for energipriser og emissioner



Energistyrelsen
Danish Energy Agency

**Samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger for energipriser og emissioner,
oktober 2019**

Udgivet i oktober 2019 af Energistyrelsen, Carsten Niebuhrs Gade 43, 1577 København V.

Telefon: 33 92 67 00, E-mail: ens@ens.dk, Internet: <http://www.ens.dk>.

Design og produktion: Energistyrelsen.

ISBN: 978-87-93180-45-1

Spørgsmål angående metode og beregning kan rettes til Energistyrelsen.

Indhold

1. Indledning	4
2. Generelle forudsætninger	5
2.1 Anvendelse af beregningsforudsætningerne	5
2.2 Princip for fastsættelse af sunk costs og faste omkostninger	5
2.3 Emissioner	6
2.4 Afgifter og tilskud	6
2.5 Følsomhedsanalyser	6
2.6 Brændværdier, dollarkurs og inflationsantagelser	7
3. Brændselspriser	9
3.1 Importpriser og priser af producent	9
3.2 Brændselspriser an forbrugssted	12
4. Priser på el, gas og fjernvarme	15
4.1 El	15
4.2 Ledningsgas	20
4.3 Fjernvarme	24
5. Beregning af emissioner	24
5.1 Emissioner fra brændsler	24
5.2 Emissioner fra el	26
6. Værdisætning af emissioner	27
6.1 Værdisætning af drivhusgasudledninger	27
6.2 Værdisætning af øvrige udledninger	30

1. Indledning

I denne publikation præsenteres en række forudsætninger om fremtidige energipriser og andre faktorer til brug for samfundsøkonomiske beregninger på energiområdet, jf. den samfundsøkonomiske beregningsmetode, der er beskrevet i *Vejledning i samfundsøkonomiske analyser på energiområdet*, *Energistyrelsen, juli 2018*. Begge kan findes på [Energistyrelsens hjemmeside](#).

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

Ved projektforslag, som skal leve op til varmforsyningsloven, skal der udover den samfundsøkonomiske vurdering også gøres rede for de selskabsøkonomiske effekter og økonomiske konsekvenser for forbrugerne, samt for projektets energi- og miljømæssige påvirkninger. Forudsætningerne i denne publikation retter sig udelukkende mod de samfundsøkonomiske analyser.

Næste udgivelse af de samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger forventes at blive i juni 2020.

2. Generelle forudsætninger

Alle priser i publikationen er udtrykt i faste 2019-priser, med mindre andet er nævnt.

2.1 Anvendelse af beregningsforudsætningerne

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

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

Samtlige forudsætninger i denne publikation skal opfattes som generelle beregningsforudsætninger. I tilfælde af konkrete projektvurderinger – for eksempel efter varmforsyningslovens projektbekendtgørelse – kan der være mulighed for at anvende mere projektspecifikke tal for anlægsomkostninger og biomasse som brændsel, hvis det kan dokumenteres, at der gælder andre forhold lokalt, fx gennem en bindende aftale. Principper for samfundsøkonomiske beregninger skal dog stadig overholdes.

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

2.2 Princip for fastsættelse af sunk costs og faste omkostninger

Det er væsentligt at gøre sig klart, hvordan allerede afholdte omkostninger og faste omkostninger skal håndteres, når der regnes på projekter under varmforsyningsloven og Projektbekendtgørelsen.

For denne type projekter kan spørgsmålet om fastsættelse af sunk costs og faste omkostninger primært være relevant for ledningsbunden energi, dvs. gas, fjernvarme og el. For de øvrige brændsler er der ikke nævneværdige faste omkostninger forbundet med leveringen af brændslet.

Kapitalomkostningerne for eksisterende anlæg er at betragte som sunk costs, dvs. omkostninger, som allerede er afholdt og derfor ikke falder bort, selvom et forbrug bliver mindre eller helt ophører. Sunk costs i traditionel forstand skal aldrig indgå i de beregninger, der lægges til grund for nye investeringer. Det betyder eksempelvis, at tidligere foretagne investeringer i gasnettet ikke skal regnes med som en besparelse for et projekt, der reducerer gasforbruget.

Faste omkostninger er den del af omkostningerne, som er uafhængige af produktionens/forbrugets størrelse. Faste omkostninger kan være løbende udgifter ved energiforbrug, som er uafhængige af forbrugets størrelse, men som bortfalder, hvis forbruget ophører.

For at holde kontinuiteten til den sprogbrug, der har været anvendt i tidligere års beregningsforudsætninger fra Energistyrelsen, benyttes der i denne publikation en bred definition på sunk cost, som omfatter alle de omkostninger, der ikke spares, når et energiforbrug reduceres – det være sig såvel traditionelle sunk costs i form af allerede afholdte investeringer, som løbende omkostninger, der er uafhængige af forbrugets størrelse.

2.3 Emissioner

Kapitel 5 viser emissionsfaktorer for en række kombinationer af brændsler og anlæg. Der er tale om gennemsnitlige emissionsfaktorer for eksisterende anlæg, og tallene vil normalt ikke kunne anvendes for nye anlæg. I konkrete projekter bør man vælge enten projekterede emissionsfaktorer eller Energistyrelsens teknologikataloger¹, hvis der ikke kan indhentes dokumentation for emissionerne fra de konkrete nye enheder. CO₂-emissionsfaktorerne er dog gældende for alle anlæg.

Kvotefattede CO₂-udledninger, CO₂-udledninger uden for kvotesystemet samt øvrige drivhusgasudledninger værdisættes med priserne, der er vist i afsnit 6.1. Disse priser skal ligesom brændselspriserne ganges med nettoafgiftsfaktoren for at blive angivet i forbrugerpriser jf. *Vejledning i samfundsøkonomiske analyser på energiområdet, Energistyrelsen, juli 2018*. Nettoafgiftsfaktoren opdateres løbende. Den gældende nettoafgiftsfaktor kan ses i nøgletalskataloget på [Finansministeriets hjemmeside](#). Værdien af CO₂-udledninger fra elproduktion er allerede medregnet i elpriserne i denne publikation.

Øvrige udledninger værdisættes med de skadesomkostninger, der angives i afsnit 6.2².

2.4 Afgifter og tilskud

I selskabsøkonomiske beregninger indgår afgifter som en udgift og tilskud som en indtægt. Samfundsøkonomisk set er skattebetaling og tilskud derimod blot en omfordeling af ressourcer, som i sig selv hverken gør samfundet rigere eller fattigere. Ændringer i afgiftsbetalinger og tilskud medfører dog typisk et forvriddningstab, som skal medregnes i de samfundsøkonomiske omkostninger, jf. *Vejledning i samfundsøkonomiske analyser på energiområdet, Energistyrelsen, juli 2018*. Der henvises til de enkelte lovtekster eller Skatteministeriets hjemmeside for oplysninger om gældende skatte- og afgiftssatser.

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

2.5 Følsomhedsanalyser

Følsomhedsanalyser er en væsentlig del af en samfundsøkonomisk analyse, idet analyserne tester beregningernes robusthed overfor større eller mindre ændringer i centrale, usikre forudsætninger.

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

Det bør altid overvejes, hvilke forudsætninger der er særligt usikre eller særligt kritiske for beregningens udfald. Det kan for eksempel være prisen på det primære brændsel ved oprettelse af ny produktionskapacitet.

Som minimum bør der foretages følsomhedsberegninger med højere henholdsvis lavere bud på:

- Investerings- og driftsomkostninger
- Priser på brændsler
- Priser på el
- Priser på CO₂-kvoter

¹ Teknologikataloget findes her: <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/teknologikataloger>

² Skadesomkostningerne er opgjort i forbrugerpriser som uddybet i afsnit 6.2, og de skal derfor ikke ganges med nettoafgiftsfaktoren.

- Priser på CO₂-udledninger uden for kvotesektoren

Der er generelt stor usikkerhed omkring kvoteprisen, og det er relevant at gennemføre følsomhedsberegninger for kvoteprisen, hvis kvoteprisen vurderes kritisk for projektet. For priser på CO₂-udledninger uden for kvotesektoren kan fx anvendes et lavt skøn opgjort som kvoteprisen (tabel 15) og et højt skøn på 1.000 kr./ton.

Alle følsomhedsberegninger bør foretages dels særskilt for hver relevant parameter, og dels ved relevante sammenfald af ændringer for to eller flere parametre. Man bør samtidig være opmærksom på sammenhænge mellem variationsmulighederne for forskellige parametre, fx at højere oliepriser normalt forplanter sig i varierende grad til andre brændselspriser.

På baggrund af resultaterne af følsomhedsanalyserne vurderes det, om analysens resultater er robuste.

2.6 Brændværdier, dollarkurs og inflationsantagelser

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

Kursen mellem danske kroner og amerikanske dollar er en vigtig parameter ved fastlæggelsen af de danske brændselspriser, da blandt andet olie typisk afregnes i amerikanske dollar (USD) på det internationale marked. Den anvendte dollarkursforudsætning, der ses i tabel 1b, er baseret på *Konvergensprogram 2019*. Det samme gælder inflationsantagelserne, som er anført i form af BVT-deflatoren (deflatoren for bruttoværditilvæksten) i tabel 1c.

Tabel 1a: Brændværdier.

Brændsel	Brændværdi	
Råolie	5,74	GJ/tønde
Råolie (ton)	43,00	GJ/ton
Ledningsgas* (nedre brændværdi)	39,66	GJ/1000Nm ³
Elværkskul	24,33	GJ/ton
Fuelolie	40,65	GJ/ton
Gas-/Dieselolie	42,70	GJ/ton
Biodiesel	37,50	GJ/ton
Benzin	43,80	GJ/ton
Bioethanol	26,70	GJ/ton
JP1	43,50	GJ/ton
Halm (15 % vandindhold)	14,50	GJ/ton
Træflis (Nåletræ, 45 % vandindhold)	9,30	GJ/ton
Træpiller (7 % vandindhold)	17,50	GJ/ton
Energipil (50 % vandindhold)	8,00	GJ/ton
Affald	10,60	GJ/ton

*Se afsnit 4.2 for forklaring på udtrykket

Tabel 1b: Dollarkurs.

År	Kr./USD
2019	6,38
2020	6,36
2021	6,34
2022	6,32
2023	6,29
2024	6,27
2025 og frem	6,25

Tabel 1c: Inflationsantagelser, Danmark

Generel inflation (BVT-deflatoren)	Prisindeks 2019 = 1	Stigning i %
2019	1,000	1,84%
2020	1,023	2,25%
2021	1,037	1,38%
2022	1,055	1,74%
2023	1,072	1,60%
2024	1,087	1,42%
2025	1,103	1,47%
2026	1,123	1,85%
2027	1,144	1,84%
2028	1,165	1,87%
2029	1,187	1,84%
2030	1,209	1,90%
2031	1,233	2,00%
2032	1,258	2,02%
2033	1,283	1,99%
2034	1,309	2,00%
2035	1,335	1,97%
2036	1,361	1,99%
2037	1,388	1,96%
2038	1,416	1,98%
2039	1,443	1,96%
2040	1,472	1,97%

3. Brændselspriser

I dette kapitel præsenteres prisforløb for fossile og biomassebaserede brændsler.

Brændselspriserne er faktorpriser, og er således opgjort ekskl. afgifter, tilskud og moms. Faktorpriser skal ganges med nettoafgiftsfaktoren i forbindelse med samfundsøkonomiske konsekvensberegninger jf. *Vejledning i samfundsøkonomiske analyser på energiområdet, Energistyrelsen, juli 2018*. Nettoafgiftsfaktoren opdateres løbende. Den gældende nettoafgiftsfaktor kan ses i nøgletalskataloget på [Finansministeriets hjemmeside](#).

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

Priserne er samfundsøkonomiske priser og vil i nogen udstrækning afvige fra de faktisk observerede markedspriser. Det skyldes primært, at priserne er opgjort ekskl. afgifter, tilskud og moms, samt at visse omkostninger vurderes at være *sunk costs* (se afsnit 2.2) og derfor ikke medregnes i de samfundsøkonomiske priser. Afvigelser kan også skyldes lokale variationer i priserne.

3.1 Importpriser og priser ab producent

Kul, olie og naturgas³

De samfundsøkonomiske priser for kul, olie og naturgas er opstillet med udgangspunkt i Det Internationale Energiagenturs (IEA's) prisantagelser fra *World Energy Outlook 2018* fra november 2018. Der sondres mellem fossil, bio- og ledningsgas til beskrivelse af de samfundsøkonomiske priser. Ledningsgas er udtrykt som den gas der fremkommer i nettet. Dvs. en blanding af naturgas og opgraderet biogas. Se mere i afsnit 4.2.

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

Energistyrelsens fremskrivning af kul-, olie-, og naturgaspriser tager udgangspunkt i *New Policies*-scenariet fra IEA⁴ og Finansministeriets olieprisskøn, som også er baseret på *New Policies*-scenariet. Herefter er prisforløbene omregnet til danske niveauer. IEA's brændselspriser er vist i tabel 2 nedenfor.

Tabel 2: IEA's brændselsprisantagelser, *New Policies*-scenariet, *World Energy Outlook 2018*

2019-priser, DKK/GJ	2017	2025	2030	2040
Kul	23,6	22,1	23,1	23,7
Råolie	61,3	103,1	113,3	132,3

³ Ved naturgas forstås gas, som handles på det internationale marked i modsætning til eksempelvis biogas. I kapitel 4 forklares begrebet ledningsført gas.

⁴ *New Policies*-scenariet er IEA's centrale scenarie for udviklingen i bl.a. priser på fossile brændsler og CO₂-kvoter. Scenariet indeholder politikker, der allerede er indført, og tager også hensyn til de politiske mål og planer, der er blevet annonceret af lande over hele verden, bl.a. til at reducere drivhusgasudledningerne og sikre energiforsyningsikkerheden, selv om konkrete tiltag til gennemførelse af disse forpligtelser endnu ikke er identificeret.

Naturgas, Europa	41,1	55,0	58,2	64,0
------------------	------	------	------	------

Note: IEA angiver naturgasprisen ift. øvre brændværdi, men i tabellen er prisen angivet ift. nedre brændværdi.

Metoden til fremskrivning af de danske CIF-priser for kul og naturgas består af to 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.

Trin 1 sammenligner danske basispriser med IEA-priser i perioden 2002-2016 for at identificere den prisforskel, der skal tillægges 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. Fra 2019 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.

Som en konsekvens af den anvendte metode, vil de danske importpriser på kul og naturgas 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 sammenejder 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.

Omregningen fra råoliepris til importpriser (CIF-priser) for benzin, gasolie, diesel, fyringsolie, fuelolie og flybrændstof (JP1) sker ved at lægge tillæg for raffinaderiomkostninger samt en raffineringsmargen og en produktpræmie oven i råolieprisen. Disse pristillæg, som forudsættes konstante gennem perioden, fremgår af tabel 3.

Tabel 3: Raffinaderiomkostninger.

2019-priser kr./GJ	Raffinaderiomkostning	Raffinaderimargin	Produktpræmie	Samlet raffinaderiomkostning
Benzin	8,5	5,5	7,8	21,7
Disel/gasolie/fyringsolie	8,5	5,5	5,6	19,5
Fuelolie	8,5	5,5	-28,2	-14,2
JP1	8,5	5,5	3,0	17,0

Metoden til omregning fra IEA's brændselspriser til danske importpriser og priser an forbrugssted beskrives mere detaljeret i *Forudsætningsnotat til Basisfremskrivning 2018* samt *Baggrundrapport til Basisfremskrivning 2017*, som kan findes på [Energistyrelsens hjemmeside](#). De endelige importpriser er præsenteret i tabel 4 nedenfor.

Fast biomasse (træflis, træpiller og halm)

Priser for fast biomasse er fremskrevet ud fra en metode udarbejdet af Ea Energianalyse i 2013 og 2014.⁵ Fremskrivningen er baseret på langsigtede ligevægtspriser frem til 2050 for træflis, træpiller og halm. Ligevægtspriserne repræsenterer importpriser (CIF-priser) for træflis og træpiller leveret ved en dansk havn og priser an forbrugssted for halm og indenlandsk produceret træflis. Derefter kan de langsigtede ligevægtspriser omregnes til priser an forbrugssted (an kraftværk, an værk og an forbruger) gennem skøn for pristillæg.

I 2016 blev der lavet en opdatering af metoden til fremskrivning af priser på fast biomasse an forbrugssted, som indeholdt en række forbedringer af den oprindelige metode, herunder tilføjelse af et konvergensforløb mellem forwardpriser og langsigtede ligevægtspriser på træpiller, idet det vurderes, at markederne for træpiller nu er velfungerende nok til, at forwardpriserne er relativt pålidelige.

Metoden beskrives mere detaljeret i Baggrundsrapport til Basisfremskrivning 2018.

Resulterende importpriser og producentpriser

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

⁵ Rapporten kan findes på [Energistyrelsens hjemmeside](#) under Supplerende materiale.

Tabel 4: Forventede fremtidige importpriser (CIF-priser) på råolie, naturgas, kul, olieprodukter, træpiller og træflis samt priser ab dansk producent for træflis.

2019-priser kr. / GJ	Importpriser (CIF-priser)											Ab DK producent
	Råolie	Naturgas	Kul	Fuelolie	Gasolie	Diesel	Benzin	JP1	Træpiller (industri)	Træpiller (konsum)	Træflis	Træflis
2019	73,9	53,9	23,4	59,7	93,4	93,4	95,6	90,8	65,8	76,1	48,1	43,4
2020	75,9	48,0	22,3	61,7	95,5	95,5	97,6	92,9	65,0	75,2	48,5	43,7
2021	77,7	40,6	22,4	63,5	97,2	97,2	99,4	94,7	64,8	75,0	49,0	43,9
2022	79,3	40,3	22,0	65,1	98,8	98,8	101,0	96,2	64,7	74,8	49,5	44,2
2023	81,0	41,3	21,3	66,8	100,6	100,6	102,7	98,0	64,6	74,7	50,0	44,5
2024	82,7	42,4	20,9	68,5	102,3	102,3	104,4	99,7	64,5	74,6	50,5	44,8
2025	84,1	43,4	20,8	69,8	103,6	103,6	105,8	101,0	64,5	74,5	51,1	45,0
2026	86,7	44,6	21,0	72,4	106,2	106,2	108,4	103,6	64,7	74,8	51,4	45,3
2027	88,2	45,8	21,2	74,0	107,7	107,7	109,9	105,1	65,0	75,1	51,7	45,5
2028	89,6	47,0	21,4	75,4	109,1	109,1	111,3	106,5	65,2	75,4	52,0	45,8
2029	90,9	48,0	21,5	76,7	110,5	110,5	112,6	107,9	65,4	75,7	52,3	46,0
2030	92,1	49,1	21,7	77,9	111,7	111,7	113,8	109,1	65,7	75,9	52,6	46,3
2031	93,7	50,2	21,8	79,5	113,2	113,2	115,4	110,6	65,9	76,2	52,9	46,4
2032	95,6	51,3	21,8	81,3	115,1	115,1	117,3	112,5	66,1	76,4	53,1	46,6
2033	97,3	52,4	21,9	83,1	116,9	116,9	119,0	114,3	66,3	76,6	53,4	46,7
2034	99,0	53,4	21,9	84,8	118,5	118,5	120,7	116,0	66,5	76,8	53,7	46,9
2035	100,6	54,4	22,0	86,4	120,1	120,1	122,3	117,5	66,7	77,1	53,9	47,0
2036	102,1	56,0	22,0	87,9	121,6	121,6	123,8	119,0	66,8	77,3	54,2	47,2
2037	103,5	56,6	22,1	89,3	123,1	123,1	125,2	120,5	67,0	77,4	54,4	47,3
2038	104,9	57,2	22,2	90,6	124,4	124,4	126,6	121,8	67,2	77,6	54,7	47,5
2039	106,1	57,7	22,2	91,9	125,7	125,7	127,8	123,1	67,3	77,8	54,9	47,6
2040	107,3	58,2	22,2	93,1	126,8	126,8	129,0	124,3	67,5	78,0	55,2	47,8

Note 1: Der angives ikke en importpris for halm, da halm betragtes som en lokal ressource.

Note 2: Prisen for træpiller er angivet både for industri (værker og kraftværker) og konsum (forbrugere).

3.2 Brændselspriser an forbrugssted

For at nå frem til de samfundsøkonomiske brændselspriser på forbrugsstedet, dvs. an kraftværk, an værk og an forbruger, benyttes skøn over omkostninger til transport, lager og avancer. Disse tillæg, der er vist i tabel 5, er opgjort således, at de sammen med importprisen/prisen ab producent så vidt muligt når op på markedsprisen ekskl. afgifter i de tilfælde, hvor markedsprisen er observerbar. Spændet angivet for træflis skyldes, at træflis både importeres og produceres i Danmark. Den lave del af spændet angiver omkostninger til transport, lager og avancer for importeret træflis, mens den høje del angiver omkostninger for indenlandsk produceret træflis. Det påpeges, at omkostninger for træpiller, træflis og halm ikke er konstante, men udvikler sig over tid. Denne udvikling er inkluderet i de samfundsøkonomiske brændselspriser an forbrugssted angivet i tabel 6.

Tabel 5: Omkostninger til transport, lager og avancer for kul, olieprodukter og biomasse.

2019-priser, kr./GJ	An kraftværk	An værk	An forbruger
Kul	1,3	-	-
Fuelolie	2,3	-	-
Gasolie	2,3	8,8	24,7
Dieselolie	-	-	24,7
Benzin	-	-	28,0
JP1	-	-	2,2
Træflis	2,5 – 7,2	1,6 – 6,3	-
Træpiller	2,2	6,8	31,9

De samfundsøkonomiske brændselspriser på forbrugsstedet er vist i tabel 6. De beregnes ud fra importpriserne i tabel 4 tillagt omkostninger for transport, lager og avancer i tabel 5. I afsnit 4.2 forklares tillæggene til gas, og de resulterende samfundsøkonomiske brændselspriser for gas kan ses i tabel 11.

Der er stor usikkerhed omkring fremskrivning af brændselspriser på lang sigt. I projekter hvor brændselspriserne har stor betydning for resultatet, bør der derfor gennemføres følsomhedsanalyser med højere og lavere skøn, se afsnit 2.5

Tabel 6: Samfundsøkonomiske brændselspriser an forbrugssted.

2019-priser kr./GJ	An kraftværk						An værk				An forbruger						
	Kul	Fuelolie	Gasolie	Halm	Træflis	Træpiller (industri)	Gasolie	Halm	Træflis	Træpiller (industri)	Gasolie	Diesel	Diesel (7 % bio-diesel)	Benzin	Benzin (5 % bioethanol)	JP1	Træpiller (konsum)
2019	24,7	61,9	95,7	43,4	50,7	68,0	102,2	41,6	49,8	72,6	118,1	118,1	123,2	123,6	127,6	93,1	104,8
2020	23,7	64,0	97,7	43,7	51,1	67,3	104,3	42,0	50,1	71,9	120,1	120,1	125,3	125,7	129,7	95,1	105,7
2021	23,7	65,7	99,5	44,1	51,6	67,1	106,0	42,4	50,4	71,7	121,9	121,9	127,1	127,4	131,5	96,9	108,0
2022	23,3	67,3	101,1	44,6	52,1	66,9	107,6	42,8	50,7	71,6	123,5	123,5	128,6	129,0	133,1	98,5	107,3
2023	22,6	69,0	102,8	45,0	52,6	66,8	109,4	43,2	51,1	71,5	125,2	125,2	130,4	130,8	134,8	100,2	107,3
2024	22,2	70,7	104,5	45,4	53,1	66,8	111,1	43,6	51,4	71,5	126,9	126,9	132,1	132,4	136,5	101,9	107,3
2025	22,1	72,1	105,8	45,9	53,6	66,7	112,4	44,0	51,8	71,5	128,2	128,2	133,4	133,8	137,8	103,2	107,4
2026	22,3	74,7	108,5	46,1	53,9	66,9	115,0	44,3	52,0	71,7	130,9	130,9	136,0	136,4	140,4	105,9	107,6
2027	22,5	76,2	110,0	46,4	54,2	67,2	116,5	44,6	52,3	72,0	132,4	132,4	137,5	137,9	142,0	107,4	107,7
2028	22,7	77,6	111,4	46,7	54,5	67,4	117,9	44,8	52,6	72,3	133,8	133,8	138,9	139,3	143,4	108,8	108,1
2029	22,9	79,0	112,7	47,0	54,9	67,7	119,3	45,1	52,8	72,5	135,1	135,1	140,3	140,7	144,7	110,1	108,5
2030	23,0	80,2	113,9	47,2	55,2	67,9	120,5	45,3	53,1	72,8	136,3	136,3	141,5	141,9	145,9	111,3	108,8
2031	23,1	81,7	115,5	47,4	55,4	68,1	122,0	45,5	53,3	73,0	137,9	137,9	143,1	143,4	147,5	112,9	109,2
2032	23,2	83,6	117,4	47,7	55,7	68,3	123,9	45,8	53,5	73,2	139,7	139,7	144,9	145,3	149,3	114,7	109,6
2033	23,2	85,4	119,1	47,9	56,0	68,5	125,7	45,9	53,7	73,4	141,5	141,5	146,7	147,1	151,1	116,5	109,9
2034	23,3	87,0	120,8	48,1	56,2	68,7	127,3	46,1	53,8	73,6	143,2	143,2	148,4	148,7	152,8	118,2	110,2
2035	23,3	88,6	122,4	48,4	56,5	68,9	128,9	46,2	54,0	73,8	144,8	144,8	150,0	150,3	154,4	119,8	110,5
2036	23,4	90,1	123,9	48,6	56,7	69,0	130,4	46,4	54,2	74,0	146,3	146,3	151,4	151,8	155,9	121,3	110,8
2037	23,4	91,6	125,3	48,8	57,0	69,2	131,9	46,5	54,4	74,1	147,7	147,7	152,9	153,3	157,3	122,7	111,1
2038	23,5	92,9	126,7	49,0	57,2	69,4	133,2	46,7	54,5	74,3	149,1	149,1	154,2	154,6	158,6	124,1	111,4
2039	23,5	94,2	127,9	49,2	57,5	69,5	134,5	46,8	54,7	74,5	150,3	150,3	155,5	155,9	159,9	125,3	111,7
2040	23,6	95,3	129,1	49,4	57,7	69,7	135,6	47,0	54,9	74,7	151,5	151,5	156,7	157,0	161,1	126,5	111,9

Note 1: Priserne for træpiller bygger på værdierne for hhv. industri (værker og kraftværker) og konsum (forbrugere) fra tabel 4.

Note 2: Priser for el og gas findes i afsnit 4

4. Priser på el, gas og fjernvarme

I dette kapitel præsenteres prisforløbene for el og gas, mens fjernvarmepriser ikke længere indgår i de samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger.

4.1 El

Som udtryk for den samfundsøkonomiske elpris frem mod 2030 anvendes elprisen fra RAMSES-modellen baseret på de samme prisforudsætninger, som anvendes til Basisfremskrivningen og Analyseforudsætninger til Energinet, samt på den forventede udvikling af et elsystem, hvor den danske VE-elproduktion mindst tilsvarende det danske elforbrug i 2030. Fra 2030 til 2040 vælges en jævn udvikling i elprisen for ikke at overvurdere prisudsving i enkelte år. Udviklingen svarer til elprisen fra Analyseforudsætninger til Energinet 2019 set over en samlet periode.

Skønnet for den samfundsøkonomiske pris for el er usikker i hele perioden frem mod 2040, og derfor bør der gennemføres følsomhedsanalyser med højere og lavere skøn i projekter, hvor elprisen har stor betydning for resultatet. Se afsnit 2.5.

Tabel 7 viser den rå samfundsøkonomiske pris for el samt prisen ved to forbrugssteder: an virksomhed og an husholdning. Forskellen på den første og de to øvrige kolonner er tillægget af nettab (6 pct.), tariffer, mv⁶. Tarifferne er valgt som gennemsnitstariffer fratrukket faste betalinger⁷ fra *El-forsyningsens nettatariffer og priser* fra Dansk Energi (juni 2018) for de relevante forbrugssteder, og udgør 119 kr./MWh for virksomheder og 303 kr./MWh for husholdninger i 2019-prisniveau.

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

Tabel 7: Samfundsøkonomiske priser på el.

2019-priser kr./MWh	Rå samfundsøkonomisk pris på el	An virksomhed* (> 15 MWh)	An husholdning* (< 15 MWh)
2019	350	491	675
2020	370	512	696
2021	360	502	686
2022	360	502	686
2023	380	523	707
2024	390	533	718
2025	400	544	728
2026	390	533	718
2027	390	533	718
2028	390	534	718
2029	380	523	707
2030	380	523	707

⁶ Omkostninger til balanceydelse, forsyningsikkerhed osv., men ikke direkte støtte til VE, forskning og udvikling eller andre tilskudsordninger.

⁷ Abonnement, som dermed ikke er en del af tillægget.

2031	380	523	707
2032	380	523	707
2033	370	512	697
2034	380	523	707
2035	370	512	697
2036	380	523	707
2037	380	523	707
2038	380	523	707
2039	380	523	707
2040	380	523	707

**Inkl. nettab på 6 pct. For fleksible enheder som varmepumper, elpatroner og kraftvarmeanlæg, der driftes efter elprisen, bør der korrigeres for årsvariationerne i elprisen som beskrevet nedenfor.*

Note 1: Ved "virksomhed" forstås alle typer kunder med et årligt elforbrug på mere end 15 MWh.

Note 2: Elpriserne er afrundet til hele ører pr. kWh, svarende til hele tiere pr. MWh.

De samfundsøkonomiske priser på el er faktorpriser, og er således opgjort ekskl. afgifter, tilskud og moms. Faktorpriserne skal ganges med nettoafgiftsfaktoren i forbindelse med samfundsøkonomiske konsekvensberegninger jf. *Vejledning i samfundsøkonomiske analyser på energiområdet, Energistyrelsen, juli 2018*. Nettoafgiftsfaktoren opdateres løbende. Den gældende nettoafgiftsfaktor kan ses i nøgletalskataloget på [Finansministeriets hjemmeside](#).

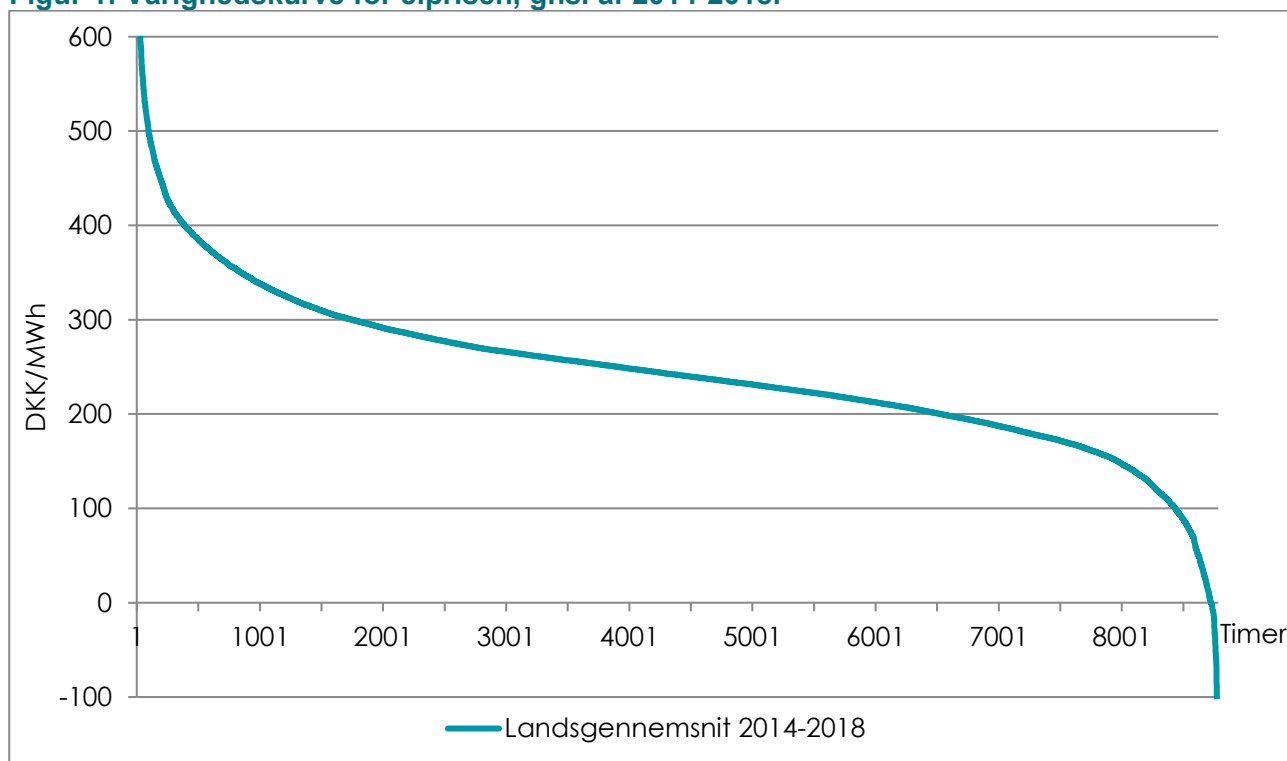
Variable elpriser

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

Elforbrugende eller -producerende enheder handler normalt el på spotmarkedet, hvor priserne inden for de seneste fem år har varieret fra over 1.100 kr./MWh til under -400 kr./MWh. Derfor giver det et mere retvisende billede af den samfundsøkonomiske rentabilitet at benytte priserne i de perioder, hvor enhederne forventes at køre, frem for at anvende de gennemsnitspriser for året, som er angivet i tabel 7. Energistyrelsens metode til anvendelse af variable elpriser, som er beskrevet her, skal gøre det muligt at tilskrive elproducerende og elforbrugende anlæg en mere retvisende elpris i forhold til deres produktions- hhv. forbrugstid i forbindelse med samfundsøkonomiske analyser efter varmeforsyningslovens projektbekendtgørelse.

Figuren nedenfor viser alle elpriser (gennemsnit for årene 2014 - 2018) for et års 8.760 timer, sorteret fra den dyreste til den billigste, så der fremkommer en såkaldt varighedskurve. Hvis fx et gasfyret kraftvarmeanlæg supplerer andre og billigere enheder på et kraftvarmeverk og generelt kører (og producerer el) i de dyreste timer i løbet af året, bør den mængde el, der produceres på anlægget, tildeles en højere elpris end den årsgennemsnitlige. Der skal således benyttes et gennemsnit for timerne længst til venstre på kurven, som beskrevet nærmere nedenfor. Tilsvarende gælder, at en fleksibel *elforbrugende* enhed tilskrives en lavere elpris end årsgennemsnittet ved at tage udgangspunkt i priser for timerne længst til højre i figuren.

Figur 1: Varighedskurve for elprisen, gns. af 2014-2018.



Der skelnes imellem to tilfælde i forhold til beregning af den variable elpris:

1. Nye enheder eller enheder, hvor der ikke sker produktionsændringer i forbindelse med projektet, og hvor den gennemsnitlige elpris derfor ikke ændrer sig (fx ved beregning af referencescenariet).
2. Ændringer i eksisterende enheders produktion eller forbrug af el i forbindelse med projektet (marginal ændring), og hvor der derfor kun skal tages højde for de ændrede timer.

For begge tilfælde gælder det, at anvendelsen af variable elpriser skal bygge på en selskabsøkonomisk simulering af driften af enhederne i det pågældende fjernvarmesystem: Baseret på antallet af fuldlasttimer tildeles en gennemsnitlig spotpris til enten alle den fleksible enheds fuldlasttimer (jf. nr. 1 ovenfor) eller til de timer, som udgør en ændring (jf. nr. 2 ovenfor). Den gennemsnitlige spotpris beregnes ud fra en række relative afvigelser fra årsgennemsnittet baseret på, hvor stor en del af de *tilgængelige timer*, den pågældende enhed kører.

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

Der kan altså være tilfælde, hvor værket har sådanne billige produktionsenheder, som overtager hele værket drift i perioder (typisk om sommeren), så der ikke er plads til den fleksible enhed. I

disse tilfælde beregnes det i hvor mange af årets timer, de billige enheder leverer hele produktionen. Disse timer fratrækkes årets 8760 timer, og resultatet er de tilgængelige timer på året.⁸

Beregning af tilfælde 1 – nye enheder eller ingen driftsændring (fx referencescenarier):

Den procentvise driftstid for den fleksible enhed beregnes som enhedens fuldlasttimer i forhold til det samlede tilgængelige antal driftstimer ud fra nedenstående formel:

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

Eksempel: På et decentralt kraftvarmeværk, hvor et solvarmeanlæg dækker hele varmebehovet i 2.000 timer om året, opnår et gasfyret kraftvarmeanlæg 500 driftstimer baseret på den selskabsøkonomiske optimering. Da solvarmen optager 2.000 timer svarer kraftvarmeanlæggets drift til 7 pct. af årets ledige timer ($500/(8.760-2.000) = 7 \text{ pct.}$).

Når den gennemsnitlige procentvise driftstid for en fleksibel enhed er beregnet, findes denne i første søjle i Tabel 9, der viser en række intervaller, som enhedernes driftstid kan falde indenfor. Kører en gasmotor på et kraftvarmeværk for eksempel 14 pct. af de tilgængelige timer, vælges intervallet med de 10–15 pct. dyreste timer. Den tildelte gennemsnitspris beregnes således som gennemsnittet af de 15 pct. af årets timer, der har de højeste elpriser. Den tilsvarende faktor i søjle 3 skal ganges på den rå elpris i tabel 8.

Hvis der regnes på en elforbrugende enhed, omregnes til priser an forbrugssted ved at korrigere for et gennemsnitligt nettab på 6 pct. og til slut tillægges udgifter til transport på 119 kr./MWh for virksomheder og 303 kr./MWh for husholdninger. Det er altså kun den rå elpris, der varierer over året, ikke udgifterne til transport.

Eksempel: I eksemplet ovenfor blev det beregnet, at kraftvarmeanlæggets drift svarer til 7 pct. af årets ledige timer, når et solvarmeanlæg dækker hele varmebehovet i 2.000 timer om året og det gasfyrede kraftvarmeanlæg opnår 500 driftstimer. I tabel 8 vælges derfor intervallet 5-10 pct. For at finde kraftvarmeanlæggets samfundsøkonomiske elpris ganges de rene elpriser i tabel 7 (320 kr./MWh i 2019) med 1,70, som er aflæst i tabel 8, hvilket resulterer i en gennemsnitspris for 2019 på: $320 \text{ kr./MWh} \cdot 1,70 = 544 \text{ kr./MWh}$.

Elproduktionen fra den fleksible produktionsenhed tilskrives dermed en samfundsøkonomisk værdi på 544 kr./MWh.

Beregning af tilfælde 2 – ændring i drift:

Elprisen ved en fleksibel enheds marginale ændring beregnes ud fra driftstiderne i procent for hhv. referencen og for casen med den ændrede driftstid. Begge beregnes ved at anvende ligningen ovenfor og giver tilsammen det spænd, som elprisen for den marginale ændring skal beregnes ud

⁸ Ovenstående metode bygger på en tilnærmelse om, at der ikke er væsentlige årsvariationer i spotpriserne, og at ekstreme priser er fordelt ligeligt over året. Dermed er det ikke væsentligt i hvilke perioder, enhederne kører, men kun hvor længe.

fra. De to driftstider sammenlignes nu med intervallerne i første søjle i tabel 8. Hvis de ligger i det samme interval (fx. en ændring fra 11 pct. til 14 pct., som begge ligger i intervallet 10-15) anvendes den relevante faktor i søjle 3 eller 5 til at beregne elprisen for ændring i driftstiden. Ligesom i tilfælde 1 ovenfor ganges faktoren på den rå elpris fra tabel 7, der korrigeres for nettab og tillægges relevante udgifter til transport. Disse priser anvendes kun til ændringen i driftstiden.

Ligger de to beregnede driftstider i procent derimod i forskellige intervaller i søjle 1 i tabel 8, beregnes faktoren for ændringen i driftstiden ved at tage et simpelt gennemsnit imellem de to relevante faktorer. Hvis for eksempel produktionen fra gasmotoren i eksemplet ovenfor øges for at kunne forsyne et nyt område, så den ikke længere kører i de 14 pct. dyreste timer, men i de 24 pct. dyreste timer, beregnes den marginale faktor som et gennemsnit mellem faktoren i intervallet 10-15 pct. og 20-25 pct.: $(1,35 + 1,19) / 2 = 1,27$.

Tabel 8: Faktorer til beregning af variable elpriser.

Driftstid, pct. af tilgængelige timer	Lave priser – Elforbrugende enheder: Varmepumper/elpatroner		Høje priser – Elproducerende enheder: Kraftvarmeeenheder	
	Faktor, der skal ganges på den rå elpris ved <u>ikke-marginale ændringer</u>	Faktor, der skal ganges på den rå elpris ved <u>marginale ændringer</u>	Faktor, der skal ganges på den rå elpris ved <u>ikke-marginale ændringer</u>	Faktor, der skal ganges på den rå elpris ved <u>marginale ændringer</u>
0-5 pct.	0,22	0,22	1,90	1,90
5-10 pct.	0,39	0,55	1,70	1,50
10-15 pct.	0,48	0,67	1,58	1,35
15-20 pct.	0,54	0,73	1,50	1,26
20-25 pct.	0,59	0,79	1,44	1,19
25-30 pct.	0,63	0,83	1,39	1,14
30-35 pct.	0,67	0,87	1,35	1,10
35-40 pct.	0,70	0,91	1,31	1,06
40-45 pct.	0,72	0,94	1,28	1,03
45-50 pct.	0,75	0,97	1,25	1,00
50-55 pct.	0,77	1,00	1,23	0,97
55-60 pct.	0,79	1,03	1,20	0,94
60-65 pct.	0,81	1,06	1,18	0,91
65-70 pct.	0,83	1,10	1,16	0,87
70-75 pct.	0,85	1,14	1,14	0,83
75-80 pct.	0,87	1,19	1,11	0,79
80-85 pct.	0,90	1,26	1,09	0,73
85-90 pct.	0,92	1,35	1,07	0,67
90-95 pct.	0,95	1,50	1,04	0,55
95-100 pct.	1,00	1,89	1,00	0,23

Note: Faktorerne skal benyttes sammen med de rå elpriser i tabel 7.

Eksempel: På et decentralt kraftvarmeværk, hvor et solvarmeanlæg dækker hele varmebehovet i 2.000 timer om året, opnår et gasfyret kraftvarmeanlæg 500 driftstimer baseret på den selskabsøkonomiske optimering. Produktionen fra kraftvarmeanlægget skal øges for at forsyne et nyt område, hvorfor driftstimerne stiger til 800. Gasmotoren går dermed fra at køre i 7 pct. af de tilgængelige timer til 12 pct. af de tilgængelige timer. Disse tider ligger i forskellige intervaller, og der skal derfor beregnes en gennemsnitlig faktor. I tabellen findes intervallerne for 7 (5-10 pct.) og 12 (10-15 pct.) i første søjle og der beregnes en gennemsnitlig faktor til ændringen af driftstimerne: $(1,50 + 1,35) / 2 = 1,425$. For at finde kraftvarmeanlæggets samfundsøkonomiske elpris for ændringen i driftstimer, ganges de rene elpriser i tabel 7 (320 kr./MWh i 2019) med 1,425, hvilket resulterer i en gennemsnitspris for 2019 på:

$$320 \text{ kr./MWh} \cdot 1,425 = 456 \text{ kr./MWh.}$$

Var driftstimerne for gasmotoren blot øget til 600 timer (fra 500) ville den marginale ændring ligge i de 7-9 pct. dyreste timer. Begge tider ligger indenfor det samme interval i søjle 1 i tabel 9, og den rå elpris i tabel 7 skulle derfor ganges med faktoren 1,50, som kan aflæses i tabel 8.

Elforbrugende enheder som fx kollektive eldrevne varmepumper⁹ og elpatroner vil have andre antal fuldlasttimer, men behandles på samme måde, bortset fra at afvigelserne og faktorerne, der skal ganges på den rå elpris, vælges fra søjlerne med de lave priser i tabel 8. Desuden skal det (i modsætning til eksemplerne ovenfor) huskes at inkludere nettab og transport, når der ses på elforbrugende enheder.

4.2 Ledningsgas

De samfundsøkonomiske priser på ledningsgas er faktorpriser og således opgjort ekskl. afgifter, tilskud og moms. Faktorpriserne skal ganges med nettoafgiftsfaktoren i forbindelse med samfundsøkonomiske konsekvensberegninger jf. *Vejledning i samfundsøkonomiske analyser på energiområdet, Energistyrelsen, juli 2018*. Nettoafgiftsfaktoren opdateres løbende. Den gældende nettoafgiftsfaktor kan ses i nøgletalskataloget på [Finansministeriets hjemmeside](#).

Den samfundsøkonomiske pris for gas i det danske gasnet fra 2019-2040 tager udgangspunkt i CIF-prisen på naturgas som præsenteret i afsnit 3.1. I tillæg hertil tages højde for mængden af VE-gasser i gasnettet, som forventes at øges over de kommende år. VE-gasser har en højere produktionspris end naturgas, som CIF-prisen repræsenterer, hvorfor den forventede samfundsøkonomiske pris for ledningsgas (blandingen af naturgas og VE-gasser i gasnettet) vil være højere end CIF-prisen.

Prisen for VE-gasser i gasnettet beregnes som produktionsprisen for biogas¹⁰ baseret på Energi styrelsens Teknologikatalog for el- og fjernvarmeproduktion med data for år 2030, og er på 142 kr./GJ i 2019 og faldende til 132 kr./GJ i 2030, hvorefter den fastholdes til 2040. Forventningerne til produktion af VE-gas tager på kort sigt højde for forventede anlægsprojekter og på længere sigt potentialet for og tilskud til produktion af VE-gasser. Det samlede gasforbrug forventes desuden at falde frem imod 2040 i takt med omstillingen af kraftvarmesektoren og indfasning af individuelle

⁹ Varmepumper til husholdninger har ikke et varmelager, og kører derfor efter varmebehovet snarere end efter elprisen. Varmepumper til husholdninger skal derfor anvende gennemsnitspriser for hele året fra tabel 8.

¹⁰ Biogas anvendes som proxy for alle VE-gasser, der i fremtiden vil blive opgraderet til gasnettet.

varmepumper i husholdningerne. Den forventede andel af VE-gas i gassystemet til brug for samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger er forudsat at være ca. 10 pct. i 2019 og stigende til omkring 23 pct. i 2023 og ca. 33 pct. i 2040.

Den samfundsøkonomiske pris for ledningsgas beregnes ud fra CIF-prisen, produktionsomkostningerne for biogas samt en forventning om en trinvis lineær forøgelse af mængden af VE-gasser frem mod 2040. Den resulterende pris for ledningsgassen er angivet i første søjle i tabel 10. Det er væsentligt at bemærke, at prisen ikke er en markedspris, og derfor ikke skal anvendes i selskabsøkonomiske beregninger.¹¹

For at nå frem til de samfundsøkonomiske gaspriser an forbrugssted tillægges et skøn for omkostningerne til transport, lager og avancer. Tillæggene er vist i tabel 9 og estimeret som et forbrugsafhængigt tillæg¹². Det er opgjort for i alt syv forbrugstrin: fem forbrugstrin for forbruget mellem 0-10 mio. m³, ét forbrugstrin for intervallet 10-35 mio. m³ og ét forbrugstrin for forbrug over 35 mio. m³. En andel af transmissionstariffen samt af distributionstariffen vurderes at være *sunk costs* (se afsnit 2.2 om sunk costs og faste omkostninger) og medregnes ikke i de samfundsøkonomiske priser.

Det forbrugsafhængige pristillæg omfatter:

- Transmissionstarif (ekskl. sunk cost i form af exitkapacitetstarif)
- Nødforsyningstarif
- Distributionstarif (ekskl. abonnement, energisparebidrag samt sunk costs som beskrevet i afsnit 2.2)
- Avance på salg af ledningsgas.

Avancen på salg af ledningsgas er estimeret som forskellen mellem gasspotprisen fra Gaspoint Nordic og forbrugerprisen fra Energistyrelsens gasprisstatistik for hvert forbrugsinterval. Gasprisstatistikken er baseret på indberetninger fra gasselskaber i Danmark og dækker virksomhedernes og husholdningernes gasmarkedspris eksklusive afgifter, moms, distributions- og transmissionstariffer. Den gennemsnitlige forbrugerpris på ledningsgas er beregnet på basis af de fem halvår, som Energistyrelsens gasprisstatistik pt. dækker: 2. halvår 2016, hele 2017 samt hele 2018.

Hidtil har der i Energistyrelsens brændselsprisfremskrivning været anvendt en antagelse om konstante distributionstariffer. Med brændselsprisfremskrivningen for 2019 blev denne antagelse revideret, sådan at tarifferne tager højde for gasdistributionselskabernes indfrielse af lån i distributionsnettet i perioden 2021-2023, samt en forventning om et aftagende fremtidigt gasforbrug.

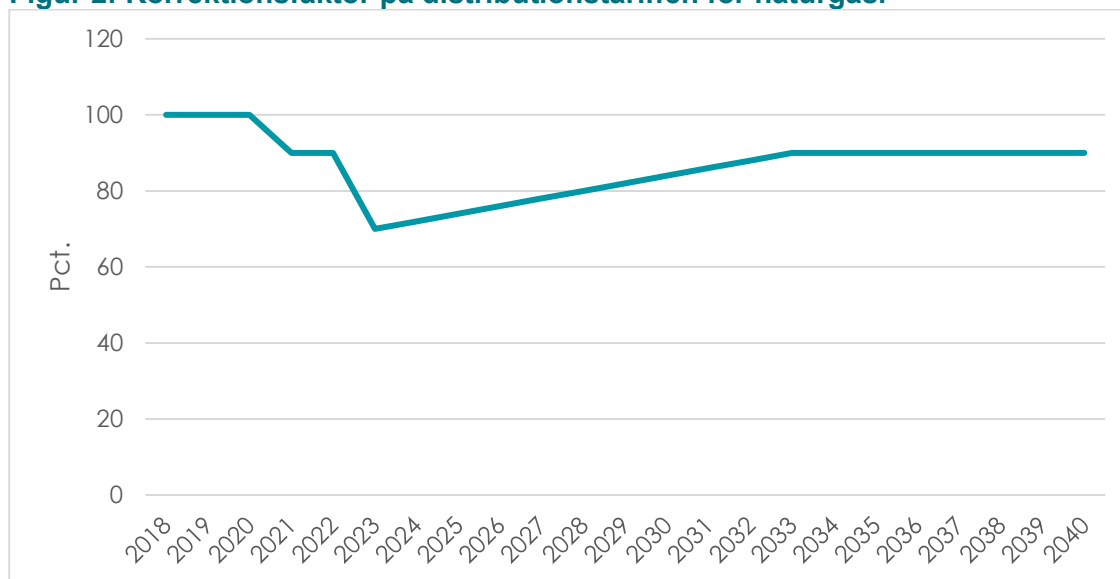
Indfrielse af lån på distributionsnettene forventes at resultere i lavere omkostninger for gasdistributionselskaberne, hvilket isoleret set antages at reducere distributionstariffen med 10 pct. i 2021-2022 og med 40 pct. i 2023 i forhold til niveauet i 2019. Omvendt forventes det aftagende fremtidige gasforbrug at få distributionstariffen til at stige løbende. Den samlede effekt på tariffen skønnes at være en reduktion på 30 pct. i 2023 og en reduktion på 10 pct. i 2033 i forhold til det nuværende niveau.

¹¹ Ved selskabsøkonomiske beregninger kan anvendes CIF-prisen i tabel 4 tillagt tillæg fra tabel 9 inkl. sunk costs.

¹² Tillægget er opgjort i kr./GJ og angivet for nedre brændværdi.

Udviklingen af den samlede korrektionsfaktor på distributionstariffen er vist i Figur 2. Effekten på tariffen er antaget at være ens på tværs af forbrugsgrupper.¹³

Figur 2: Korrektionsfaktor på distributionstariffen for naturgas.



De varierende gasdistributionstariffer indgår som en del af omkostninger til transport, lager og avancer i tabel 9 sammen med tariffer til transmission og nødforsyning samt avance på salg af ledningsgas. Sunk cost angivet i tabel 9 vedrører udelukkende distributions- og transmissionstariffen.

Tabel 9: Omkostninger til transport, lager og avancer for ledningsgas.

2019-priser kr./GJ	> 35 mio. m3		10-35 mio. m3		800.000 - 10 mio. m3		300.000 - 800.000 m3		75.000 - 300.000 m3		6.000 - 75.000 m3		< 6.000 m3	
	Excl. Sunk cost	Sunk cost	Excl. Sunk cost	Sunk cost	Excl. Sunk cost	Sunk cost	Excl. Sunk cost	Sunk cost	Excl. Sunk cost	Sunk cost	Excl. Sunk cost	Sunk cost	Excl. Sunk cost	Sunk cost
2019	2,1	1,3	5,5	5,7	6,5	6,4	7,4	9,4	12,3	14,7	14,8	20,3	16,9	20,7
2020	2,1	1,3	5,5	5,7	6,5	6,4	7,4	9,4	12,3	14,7	14,8	20,3	16,9	20,7
2021	2,1	1,3	5,4	5,3	6,4	5,9	7,3	8,6	12,0	13,4	14,5	18,4	16,6	18,8
2022	2,1	1,3	5,4	5,3	6,4	5,9	7,3	8,6	12,0	13,4	14,5	18,4	16,6	18,8
2023	2,1	1,3	5,3	4,4	6,3	4,8	7,0	6,9	11,6	10,6	13,8	14,6	15,9	14,8
2024	2,1	1,3	5,3	4,5	6,3	4,9	7,0	7,1	11,6	10,9	13,9	14,9	16,0	15,2
2025	2,1	1,3	5,3	4,5	6,3	5,0	7,0	7,2	11,6	11,2	14,0	15,3	16,0	15,6
2026	2,1	1,3	5,3	4,6	6,3	5,1	7,1	7,4	11,7	11,4	14,0	15,7	16,1	16,0
2027	2,1	1,3	5,3	4,7	6,3	5,2	7,1	7,6	11,7	11,7	14,1	16,1	16,2	16,4
2028	2,1	1,3	5,3	4,8	6,3	5,3	7,1	7,7	11,8	12,0	14,2	16,5	16,2	16,8
2029	2,1	1,3	5,3	4,9	6,4	5,4	7,2	7,9	11,8	12,3	14,2	16,9	16,3	17,2
2030	2,1	1,3	5,4	5,0	6,4	5,5	7,2	8,1	11,9	12,5	14,3	17,3	16,4	17,6

¹³ De samlede omkostninger for distributionsselskaberne efter indfrielse af lån estimeres ud fra Forsyningstilsynets *Indtægtsrammer for naturgasdistributionsselskaberne 2018-2021* (Forsyningstilsynet, 2017) Det forventede naturgasforbrug er fra Energistyrelsens Analyseforudsætninger til Energinet 2018 (Energistyrelsen, 2018).

2031	2,1	1,3	5,4	5,1	6,4	5,6	7,2	8,2	11,9	12,8	14,4	17,6	16,4	18,0
2032	2,1	1,3	5,4	5,2	6,4	5,7	7,3	8,4	12,0	13,1	14,4	18,0	16,5	18,4
2033	2,1	1,3	5,4	5,3	6,4	5,9	7,3	8,6	12,0	13,4	14,5	18,4	16,6	18,8
2034	2,1	1,3	5,4	5,3	6,4	5,9	7,3	8,6	12,0	13,4	14,5	18,4	16,6	18,8
2035	2,1	1,3	5,4	5,3	6,4	5,9	7,3	8,6	12,0	13,4	14,5	18,4	16,6	18,8
2036	2,1	1,3	5,4	5,3	6,4	5,9	7,3	8,6	12,0	13,4	14,5	18,4	16,6	18,8
2037	2,1	1,3	5,4	5,3	6,4	5,9	7,3	8,6	12,0	13,4	14,5	18,4	16,6	18,8
2038	2,1	1,3	5,4	5,3	6,4	5,9	7,3	8,6	12,0	13,4	14,5	18,4	16,6	18,8
2039	2,1	1,3	5,4	5,3	6,4	5,9	7,3	8,6	12,0	13,4	14,5	18,4	16,6	18,8
2040	2,1	1,3	5,4	5,3	6,4	5,9	7,3	8,6	12,0	13,4	14,5	18,4	16,6	18,8

Note: Det er kun distributionstarifferne, som ikke længere er antaget konstante. Centrale kraftværker benytter ikke distributionsnettet og betaler derfor ikke distributionstariffer. Værdier for forbrug over 35 mio. m³ er derfor ens i alle år.

De samfundsøkonomiske gaspriser an forbrugssted er vist i tabel 10. De beregnes ud fra prisen på ledningsgas i søjle 1 tillagt omkostninger for transport, lager og avancer som angivet i tabel 9. Sunk costs er ikke medregnet i tabel 10.

Tabel 10: Forventede fremtidige samfundsøkonomiske gaspriser i det danske ledningsnet og an forbrugssted.

2019-priser kr./GJ	Ledningsgas	> 35 mio. m ³	10-35 mio. m ³	800.000-10 mio. m ³	300.000-800.000 m ³	75.000-300.000 m ³	6.000-75.000 m ³	< 6.000 m ³
2019	62,5	64,6	68,0	69,0	69,9	74,8	77,3	79,4
2020	60,2	62,3	65,7	66,8	67,7	72,5	75,1	77,2
2021	57,0	59,2	62,5	63,5	64,3	69,1	71,6	73,6
2022	60,0	62,1	65,4	66,4	67,3	72,0	74,5	76,6
2023	63,9	66,0	69,2	70,2	70,9	75,5	77,8	79,8
2024	65,1	67,2	70,4	71,4	72,1	76,7	79,0	81,1
2025	66,2	68,3	71,5	72,5	73,3	77,9	80,2	82,2
2026	67,5	69,6	72,7	73,8	74,5	79,1	81,5	83,5
2027	68,6	70,7	73,9	75,0	75,7	80,4	82,7	84,8
2028	69,7	71,8	75,1	76,1	76,9	81,5	83,9	86,0
2029	70,8	72,9	76,2	77,2	78,0	82,7	85,0	87,1
2030	71,8	73,9	77,2	78,2	79,0	83,7	86,1	88,2
2031	73,1	75,2	78,5	79,5	80,3	85,0	87,5	89,6
2032	74,4	76,5	79,7	80,8	81,6	86,3	88,8	90,9
2033	75,6	77,7	81,0	82,0	82,8	87,6	90,1	92,1
2034	76,7	78,8	82,1	83,2	84,0	88,8	91,2	93,3
2035	77,9	80,0	83,3	84,3	85,1	89,9	92,4	94,4
2036	79,5	81,6	84,9	85,9	86,7	91,5	94,0	96,0
2037	80,3	82,4	85,7	86,8	87,6	92,3	94,8	96,9
2038	81,1	83,2	86,5	87,6	88,4	93,2	95,6	97,7

2039	81,9	84,0	87,3	88,4	89,2	93,9	96,4	98,5
2040	82,7	84,8	88,1	89,1	89,9	94,7	97,2	99,2

Note: Priserne for ledningsgas indeholder ikke sunk costs.

Som for de øvrige brændselspriser og elprisen er også fremskrivningen af den samfundsøkonomiske gaspris forbundet med væsentlig usikkerhed. Der kan på kort sigt vise sig markante udsving i forhold til trenden på lang sigt. Dette understreger usikkerheden i de langsigtede priser samt vigtigheden af at gennemføre følsomhedsberegninger, hvor alternative beregningsforudsætninger anvendes. Se afsnit 2.5.

4.3 Fjernvarme

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

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

5. Beregning af emissioner

5.1 Emissioner fra brændsler

CO₂-emissionen ved forbrænding afhænger alene af brændselstypen, mens emissionerne af SO₂, NO_x, CH₄ (metan), N₂O (lattergas) og PM_{2,5} (partikler) også afhænger af den anvendte teknologi. Derfor skal udledningen af disse forurenende stoffer til luften beregnes med udgangspunkt i brændselsforbruget for de enkelte enheder og emissionskoefficienter, der angiver udledningen af et givet stof pr. indfyret brændselsmængde.

Emissionskoefficienter for typiske kombinationer af brændsler og teknologier i 2017 fremgår af tabel 11. Koefficienterne er standardværdier for eksisterende danske anlæg. Tallene kan derfor ikke anvendes for projekter med konkrete anlæg eller for nye anlæg, der typisk vil have lavere emissionskoefficienter. I konkrete projekter bør man vælge enten projekterede emissionsfaktorer eller Energistyrelsens teknologikataloger, hvis der ikke kan indhentes dokumentation for emissionerne fra de konkrete nye enheder. Dog kan emissionskoefficienterne for CO₂ anvendes for nye anlæg, da disse værdier ikke er teknologiafhængige.

Emissionskoefficienterne er baseret på det Nationale center for miljø og energis (DCE) opgørelser, hvoraf koefficienterne i tabel 11 kun er et udpluk. En mere detaljeret opdeling kan findes på DCE's hjemmeside (<http://dce.au.dk/>).

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

Tabel 11: Emissionskoefficienter (masse per energimængde indfyret brændsel) for typiske kombinationer af brændsel og teknologier 2017.

Brændsel	Anlægstype	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	SO ₂	NO _x	PM _{2,5}
		kg/GJ	g/GJ	g/GJ	g/GJ	g/GJ	g/GJ
Centrale kraftværker og kraftvarmeværker							
Ledningsgas	Dampturbine	Se tabel 12	1,0	1,0	0,4	28,0	0,1
Kul	Dampturbine	94,4	0,9	0,8	8,0	33,0	2,1
Fuelolie	Dampturbine	79,2	0,8	0,3	100,0	138,0	2,5
Halm*	Dampturbine	0,0	0,5	1,1	49,0	125,0	1,1
Træ*	Dampturbine	0,0	3,1	0,8	1,9	81,0	4,8
Decentrale kraftvarmeværker							
Ledningsgas	Gasturbine	Se tabel 12	1,7	1,0	0,4	48,0	0,05
Ledningsgas	Motor	Se tabel 12	481,0	0,6	0,5	135,0	0,16
Halm*	Dampturbine	0,0	0,5	1,1	49,0	125,0	1,11
Træ*	Dampturbine	0,0	3,1	0,8	1,9	81,0	4,82
Affald	Dampturbine	42,5	0,3	1,2	8,3	79,0	0,29
Biogas***	Motor	0,0	434,0	1,6	19,2	202,0	0,21
Ren varmeproduktion på decentrale værker og lignende**							
Ledningsgas		Se tabel 12	1,0	1,0	0,4	32,4	0,1
Halm		0,0	30,0	4,0	115,0	90,0	12,0
Træ		0,0	11,0	4,0	11,0	90,0	10,0
Biogas***		0,0	1,0	0,1	25,0	28,0	1,5
Husholdninger							
Ledningsgas		Se tabel 12	1,0	1,0	0,4	21,7	0,1
Gasolie		74,1	0,7	0,6	23,0	52,0	5,0
Træpilller		0,0	3,0	4,0	11,0	80,0	29,0
Brænde og andre træprodukter		0,0	127,0	4,0	11,0	76,0	457,0
Industri og lignende							
Ledningsgas	Industrielle kedler	Se tabel 12	1,0	1,0	0,4	32,4	0,1
Raffinaderigas	Raffinaderier	57,1	1,0	0,1	1,0	56,0	5,0

* Der er meget stor usikkerhed på PM_{2,5}-faktorerne, da de er baseret på målinger på ganske få anlæg.

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

***Emissioner for biogas anvendes ved værker, som får leveret biogas direkte fra biogasproducenten og er ikke det samme som biogas, der opgraderes til det almindelige gasnet.

Note: For biomasse og biogas er anvendt en CO₂-emissionsfaktor på 0.

I tabel 12 fremgår CO₂-emissionskoefficienter for ledningsgas. Her er der taget udgangspunkt i emissionskoefficienter fra det Nationale center for miljø og energis (DCE) opgørelse af fossil naturgas og indregnet en gradvis øget mængde biogas med en CO₂-emissionsfaktor på 0.

Tabel 12: CO₂-emissionskoefficienter for ledningsgas.

	kg/GJ		kg/GJ		kg/GJ
2019	51,4	2027	42,4	2035	39,8
2020	49,5	2028	42,1	2036	39,5
2021	47,6	2029	41,8	2037	39,2
2022	45,6	2030	41,4	2038	38,9
2023	43,7	2031	41,1	2039	38,5
2024	43,4	2032	40,8	2040	38,2
2025	43,1	2033	40,5		
2026	42,7	2034	40,2		

Kilde: CO₂-emissionskoefficient for naturgas fra det Nationale Center for Miljø og Energi, samt egne beregninger.

5.2 Emissioner fra el

Der findes ikke en entydig metode til at fastlægge udledningen af forurenende stoffer fra en kilowattime el. Én mulig metode er at anlægge en *gennemsnitsbetragtning*, hvor en kWh el tilskrives udledning af forurenende stoffer svarende til det vægtede gennemsnit af den produktion, der har frembragt elektriciteten.

En sådan gennemsnitsbetragtning er anvendt her, og de resulterende emissioner af CH₄, N₂O, SO₂, NO_x og PM_{2,5} ved produktion og forbrug¹⁴ er vist i tabel 13. Forskellen på tallene for produktion og forbrug udgøres af nettabet, der er sat til 6 pct. i beregningerne. Gennemsnitsbetragtningen er konsistent med de værdier for emissioner fra elproduktion, som oplyses af Energinet¹⁵, og som bl.a. anvendes i forbindelse med grønne regnskaber.

De aftagende udledninger som ses i tabel 13 afspejler en elproduktion på vej imod en VE-elproduktion, der mindst svarer til det danske elforbrug i 2030, jf. elprisen som beskrevet i afsnit 4.1.

Tabel 13: Emissioner af CO₂, CH₄, N₂O, SO₂, NO_x og PM_{2,5} fra produktion og forbrug af el.

	CO ₂		CH ₄		N ₂ O		SO ₂		NO _x		PM _{2,5}	
	kg/MWh		g/MWh		g/MWh		g/MWh		g/MWh		g/MWh	
	Pro- duk- tion	For- brug	Pro- duk- tion	For- brug	Pro- duk- tion	For- brug	Pro- duk- tion	For- brug	Pro- duk- tion	For- brug	Pro- duk- tion	For- brug
2019	157	167	96	102	3,1	3,3	85	91	214	227	0,9	1,0
2020	123	130	100	106	2,8	2,9	68	72	202	214	0,9	0,9
2021	84	89	102	108	2,4	2,5	58	61	187	198	0,8	0,8
2022	74	79	85	90	2,1	2,3	53	56	165	175	0,7	0,8
2023	66	71	76	80	2,0	2,1	49	52	167	177	0,7	0,7
2024	63	67	67	71	1,9	2,0	46	49	166	177	0,7	0,7
2025	62	66	60	64	1,8	2,0	44	47	159	169	0,6	0,7

¹⁴ Emissionerne ved elproduktion er baseret på modellen RAMSES, der estimerer det gennemsnitlige brændselsforbrug og de deraf følgende emissioner forbundet med den danske elproduktion.

¹⁵ Energinet oplyser to sæt af emissioner beregnet under antagelse af marginale virkningsgrader ved kraftvarmeproduktion på henholdsvis 125 pct. og 200 pct. Der er anvendt en marginal varmekoefficient på 125 pct. i Energistyrelsens beregninger.

2026	46	49	54	58	1,6	1,7	38	41	140	148	0,5	0,6
2027	42	44	51	54	1,5	1,6	37	39	133	141	0,5	0,5
2028	39	41	48	51	1,4	1,5	35	37	126	134	0,5	0,5
2029	17	18	47	50	1,2	1,3	29	31	118	125	0,4	0,4
2030	15	16	42	45	1,1	1,2	26	28	108	115	0,4	0,4
2031	15	15	40	43	0,9	1,0	25	27	93	99	0,3	0,3
2032	14	14	38	40	0,9	0,9	24	25	87	92	0,3	0,3
2033	13	14	35	37	0,8	0,9	22	24	81	86	0,3	0,3
2034	13	14	35	37	0,8	0,8	22	24	76	81	0,2	0,2
2035	12	13	34	36	0,7	0,8	21	23	73	78	0,2	0,2
2036	12	13	34	36	0,7	0,8	21	22	73	77	0,2	0,2
2037	12	13	33	35	0,7	0,8	20	22	71	75	0,2	0,2
2038	12	13	34	36	0,7	0,8	21	22	72	76	0,2	0,2
2039	12	13	33	35	0,7	0,7	20	21	69	73	0,2	0,2
2040	12	13	33	35	0,7	0,7	20	21	68	72	0,2	0,2

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

Note 2: Tallene for elforbrug indeholder et nettab på 6 pct.

Note 3: Prisen på CO₂-kvoter er medregnet i elpriserne angivet i tabel 7. Derfor skal CO₂-emissioner fra elproduktion ikke værdisættes separat i det samfundsøkonomiske regnestykke.

6. Værdisætning af emissioner

Ideelt set bør alle miljøeffekter værdisættes og inddrages i samfundsøkonomiske analyser. I praksis er det dog meget vanskeligt, og de skøn man anvender, er behæftet med stor usikkerhed. Her beskrives alene skøn for drivhusgasser samt SO₂, NO_x og PM_{2,5}.

Værdisætning af miljøeffekter foretages som udgangspunkt ud fra de marginale skadesomkostninger, som danske udledninger medfører for personer i Danmark. Danske udledninger er grænseoverskridende, og det er således kun en del af de danske udledninger, der medregnes.

Hvor der er bindende målsætninger, kan det i stedet være relevant at benytte den marginale reduktionsomkostning som beregningspris. En forpligtende målsætning indebærer, at der er fastsat et loft for den samlede tilladte udledning. Et tiltag, der reducerer udledningen af et forurenende stof, vil derfor indebære, at der kan spares gennemførelse af et alternativt tiltag. Det modsatte gælder for tiltag, der øger udledningerne. Dermed kan værdien af en ændret udledning sættes lig reduktionsomkostningen for det marginale projekt, der sikrer opfyldelse af målsætningen.

Selv med en bindende målsætning kan det være relevant at benytte den marginale skadesomkostning, hvis den bindende målsætning er overopfyldt.

6.1 Værdisætning af drivhusgasudledninger

Danmarks klimaforpligtelse indebærer, at den anbefalede beregningspris for ændret CO₂-udledning vil være lig den marginale reduktionsomkostning for CO₂. Værdien af reduceret eller øget CO₂-udledning fra et givet tiltag kan dermed opgøres som sparede eller øgede omkostninger ved den marginale reduktionsomkostning. Værdien af en ændring i CO₂-udledning baseres således ikke på skadesomkostningen ved CO₂-udledning.

Ved opgørelse af CO₂-prisen skelnes der mellem, om udledningen er omfattet af EU's CO₂-kvotehandelssystem eller ej.

Fra og med 2005 har en stor del af det danske forbrug af fossile brændsler været omfattet af EU's CO₂-kvotehandelsystem, hvor der dannes en handelsværdi for CO₂-kvoter i EU. Det gælder for størstedelen af brændselsforbruget til produktion af el og fjernvarme samt en del tung industri. Den forventede fremtidige kvotepris udgør grundlaget for fastlæggelse af den samfundsøkonomiske omkostning ved ændret CO₂-udledning.

Inden for kvotehandelsystemet anvendes kvoteprisskønnet fra tabel 14 til at værdisætte drivhusgasudledning. Der tages udgangspunkt i den aktuelle markedspris på CO₂-kvoter, som fremskrives med en diskonteringsrente, der fastlægges som afkastet på et risikofrit aktiv (renten på 10-årige tyske statsobligationer) plus en risikopræmie (3,5 pct. årligt).

Kvotepriisen skal i forbindelse med samfundsøkonomiske konsekvensberegninger ganges med nettoafgiftsfaktoren, jf. *Vejledning i samfundsøkonomiske analyser på energiområdet, Energistyrelsen, juli 2018*. Nettoafgiftsfaktoren opdateres løbende. Den gældende nettoafgiftsfaktor kan ses i nøgletalskataloget på [Finansministeriets hjemmeside](#).

Der er stor usikkerhed omkring fremskrivning af kvoteprisen, og den viste kvotepris bør betragtes som et centralt skøn. Derfor er det vigtigt at gennemføre følsomhedsberegninger, hvor alternative beregningsforudsætninger anvendes, se afsnit 2.5.

Uden for kvotehandelsystemet eksisterer der ikke en handelsværdi for CO₂-udledninger. Til og med 2020 anbefales det at benytte kvoteprisskønnet fra tabel 14, idet Danmark overopfylder sin reduktionsforpligtelse uden for kvotesektoren i 2020. For 2030 bør anvendes et skøn på 331 kr./ton¹⁶ og fra 2021 til 2030 en tilbageskrivning af 2030-skønnet tilbageskrevet med samme vækst som CO₂-kvoteprisen. Fra 2030 og frem fastholdes prisen, indtil kvoteprisen når dette niveau, hvorefter priserne følges ad. Fremskrivningen er vist i tabel 14.

Der er stor usikkerhed omkring omkostningsniveauet for CO₂-udledning uden for kvotesektoren. Derfor er det vigtigt at gennemføre følsomhedsberegninger, hvor alternative beregningsforudsætninger anvendes, se afsnit 2.5.

¹⁶ I EU's Impact Assessment for 2030-pakken anvendes en CO₂-pris uden for kvotesektoren på 40 euro i 2030 angivet i 2010-prisniveau. Omregningen til danske kroner i 2019-prisniveau sker ved at anvende en valutakurs på 7,45 DKK/EUR og regulere med forbrugerprisindekset.

Tabel 14: Skøn for priser på CO₂.

2019-priser (kr./ton)	Skøn for CO ₂ -kvotepris	Skøn for pris på CO ₂ -udledninger uden for kvotesektoren
2019	196	196
2020	214	214
2021	221	254
2022	227	262
2023	234	270
2024	241	278
2025	248	286
2026	256	294
2027	263	303
2028	271	312
2029	279	321
2030	287	331
2031	296	331
2032	305	331
2033	314	331
2034	323	331
2035	333	333
2036	343	343
2037	353	353
2038	363	363
2039	374	374
2040	385	385

Kilder: Skøn for kvotepris: Finansministeriet, september 2019. Skøn for omkostninger for CO₂-udledning uden for kvotesektoren: EU's Impact Assessment for 2030-pakken (<http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014SC0015&from=EN>). Efter 2030 er omkostningen for CO₂-udledning uden for kvotesektoren fastholdt på samme niveau, indtil kvoteprisen når dette niveau.

Note 1: Alle prisskøn i denne tabel er angivet i faktorpriser, og skal derfor ganges med nettoafgiftsfaktoren for at blive angivet i forbrugerpriser.

Ligesom for udledninger inden for kvotesektoren, skal CO₂-udledningen uden for kvotesektoren ganges med nettoafgiftsfaktoren i forbindelse med samfundsøkonomiske konsekvensberegninger jf. *Vejledning i samfundsøkonomiske analyser på energiområdet, Energistyrelsen, juli 2018*. Nettoafgiftsfaktoren opdateres løbende. Den gældende nettoafgiftsfaktor kan ses i nøgletalskataloget på [Finansministeriets hjemmeside](#).

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

CH₄-udledning (metan) og N₂O-udledning (lattergas) værdisættes ud fra skønnet for omkostninger for CO₂-udledninger uden for kvotesektoren. Der omregnes til CO₂-ækvivalenter ved at multiplicere

CH₄-udledningerne med 25 og N₂O-udledningerne med 298 jf. de gældende retningslinjer i notatet *Nye global warming potential faktorer*, Energistyrelsen, 2013 (Kilde: IPCC Fourth Assessment Report: Climate Change 2007).

6.2 Værdisætning af øvrige udledninger

Det er valgt at værdisætte ændringer i udledningerne af SO₂, NO_x og PM_{2,5} ved de marginale skadesomkostninger, som danske udledninger medfører for danskere. Værdisætningen er baseret på *Miljø- og Fødevareministeriets miljøøkonomiske nøgletalskatalog*, 2018. Skadesomkostningerne i Danmark for SO₂, NO_x og PM_{2,5} fra stationære anlæg fordelt på SNAP-sektorer er vist i tabel 15. Skadesomkostningerne for SO₂, NO_x og PM_{2,5} er opgjort i forbrugerpriser, så de skal ikke multipliceres med nettoafgiftsfaktoren. For værdier for andre sektorer såsom særlige processer i industrien henvises til nøgletalskataloget.

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

Som beskrevet i afsnit 6.1 ovenfor anvendes skønnet for pris på CO₂-udledninger uden for kvote-sektoren ved beregning af den samfundsøkonomiske omkostning ved udledning af metan og lattergas sammen med de relevante omregningsfaktorer. Omkostningerne ved udledning af CO₂ som følge af elproduktion er indeholdt i elpriserne og beregnes derfor ikke separat.

Tabel 15: Nationale omkostninger ved udledning af SO₂, NO_x og PM_{2,5} fra stationære anlæg.

2019-priser kr./kg	Sektor	SO ₂ /SO ₄	NO _x	PM _{2,5}
SNAP 1	Større forbrændingsanlæg, inkl. affaldsforbrændingsanlæg	20	15	47
SNAP 2	Forbrændingsanlæg i husholdninger mv.	58	50	173
SNAP 3	Industrielle forbrændingsanlæg	28	20	56

Kilde: *Miljø- og Fødevareministeriets miljøøkonomiske nøgletalskatalog 2018*. For emissionsfaktorer fra andre processer henvises til kataloget.