



Samfundsøkonomiske
beregningsforudsætninger for energipriser
og emissioner, oktober 2018

Samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger for energipriser og emissioner, oktober 2018 – revideret udgave pr. 20. november 2018

Udgivet i oktober 2018 af Energistyrelsen, Amaliegade 44, 1256 København K.
Telefon: 33 92 67 00, Fax: 33 11 47 43, E-mail: ens@ens.dk, Internet: <http://www.ens.dk>
Design og produktion: Energistyrelsen
Spørgsmål angående metode og beregning kan rettes til Energistyrelsen

Indhold

1. Indledning	3
2. Generelle forudsætninger	4
2.1 Anvendelse af beregningsforudsætningerne	4
2.2 Princip for fastsættelse af sunk costs og faste omkostninger	4
2.3 Emissioner	5
2.4 Afgifter og tilskud	5
2.5 Følsomhedsanalyser	5
2.6 Brændværdier, dollarkurs og inflationsantagelser	6
3. Brændselspriser	8
3.1 Importpriser og priser af producent	8
3.2 Brændselspriser an forbrugssted	11
4. Priser på el, gas og fjernvarme	14
4.1 El	14
4.2 Ledningsgas	20
4.3 Fjernvarme	23
5. Beregning af emissioner	23
5.1 Emissioner fra brændsler	23
5.2 Emissioner fra el	25
6. Værdisætning af emissioner	26
6.1 Værdisætning af drivhusgasudledninger	26
6.2 Værdisætning af øvrige udledninger	29

1. Indledning

I dette notat 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](#).

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

Beregningsforudsætningerne bygger bl.a. på *Danmarks energi- og klimafremskrivning 2018*, Energistyrelsen, april 2018 (Basisfremskrivningen), samt arbejdet med Analyseforudsætningerne 2018 til Energinet.

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 dette notat retter sig udelukkende mod de samfundsøkonomiske analyser.

Næste udgivelse af de samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger forventes at blive i juni 2019.

2. Generelle forudsætninger

Alle priser i notatet er udtrykt i faste 2018-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 rapporten er baseret på almindeligt anerkendte kilder, og de anvendte metoder til fremskrivninger og konvergens mellem datasæt er valgt for at sikre gennemsigtighed og konsistens mellem scenarier, antagelser og data. Derfor varierer metoderne i mindre grad fra år til år for at sikre, at de præsenterede beregningsforudsætninger er anvendelige og forståelige.

Samtlige forudsætninger i dette notat skal opfattes som generelle beregningsforudsætninger. I tilfælde af konkrete projektvurderinger – for eksempel efter varmforsyningslovens projektbekendtgørelse – kan der være mulighed for at anvende mere projektspecifikke tal, hvis det kan dokumenteres, at der gælder andre forhold lokalt, fx gennem en bindende aftale. 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 rapport 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. Det beskrives nærmere i afsnit 4.2, hvordan der for leverance af gas skelnes mellem forbrugsafhængige omkostninger og sunk costs i denne udvidede forstand.

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. Værdien af CO₂-udledninger fra elproduktion er allerede medregnet i elpriserne i dette notat.

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 lovttekster 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 er tænkt 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
- Priser på CO₂-udledninger uden for kvotesektoren

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.

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 14) 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 *Grundforløbet til Finanslovsforslaget 2018 (LOFT21)*. Det samme gælder inflationsantagelserne, som er anført i form af BVT-deflatoren (deflatoren for bruttoværditilvæksten) i tabel 1c.

Tabel 1a: Brændværdier

Brændsel	Brændværdi	
Råolie	5,84	GJ/tønde
Råolie (ton)	43,00	GJ/ton
Ledningsgas* (nedre brændværdi)	39,63	GJ/1000Nm ³
Elværkskul	24,29	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
2017	6,63
2018	6,89
2019	6,80
2020 og frem	6,70

Tabel 1c: Inflationsantagelser, Danmark

Generel inflation (BVT-deflatoren)	Prisindeks 2018 = 1	Stigning i %
2017	0,985	1,21%
2018	1,000	1,53%
2019	1,013	1,29%
2020	1,031	1,81%
2021	1,044	1,20%
2022	1,060	1,54%
2023	1,079	1,84%
2024	1,099	1,82%
2025	1,119	1,83%
2026	1,138	1,70%
2027	1,160	1,96%
2028	1,183	1,93%
2029	1,206	1,94%
2030	1,228	1,88%
2031	1,252	1,97%
2032	1,277	1,93%
2033	1,302	1,96%
2034	1,327	1,93%
2035	1,352	1,93%
2036	1,378	1,92%
2037	1,405	1,93%
2038	1,432	1,91%
2039	1,459	1,92%
2040	1,487	1,87%

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*.

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

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

3.1 Importpriser og priser af producent

*Kul, olie og naturgas*³

De samfundsøkonomiske priser for kul, olie og naturgas er opstillet med udgangspunkt i Det Internationale Energiagenturs (IEA's) prisantagelser fra *World Energy Outlook 2017* fra november 2017. 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 2017*

2018-priser, DKK/GJ	2016	2025	2030	2040
Kul	17,9	21,6	22,6	23,3
Råolie	48,6	97,0	110,5	131,4
Naturgas, Europa	35,5	56,5	61,8	69,5

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

³ Ved naturgas forstås gas, som handles på det internationale marked i modsætning til eks. 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. Dette scenarie tager hensyn til de politiske forpligtelser og planer, der er blevet annonceret af lande over hele verden, bl.a. til at reducere drivhusgasudledningerne og sikre energiforsyningssikkerheden, selv om konkrete tiltag til gennemførelse af disse forpligtelser endnu ikke er identificeret eller annonceret.

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 2001-2015 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 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.

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 sammenvæjer 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

2018-priser kr./GJ	Raffinaderi- omkostning	Raffinaderimargin	Produktpræmie	Samlet raffinaderiomkostning
Benzin	9,2	4,3	6,8	20,3
Disel/gasolie/fyringsolie	9,2	4,3	5,9	19,4
Fuelolie	9,2	4,3	-29,3	-15,8
JP1	9,2	4,3	3,9	17,4

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 af Ea Energianalyse i 2017.⁵ 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 de samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger, som indeholdte 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.

2018-priser kr. / GJ	Importpriser (CIF-priser)											Ab DK producent
	Råolie	Naturgas	Kul	Fuelolie	Gasolie	Diesel	Benzin	JP1	Træpiller (industri)	Træpiller (konsum)	Træflis	Træflis
2018	68,6	42,8	24,2	52,9	88,0	88,0	88,9	86,0	66,4	64,6	48,1	42,3
2019	69,4	40,3	22,3	53,6	88,8	88,8	89,7	86,8	66,0	67,6	48,5	42,5
2020	70,3	36,0	20,5	54,5	89,7	89,7	90,6	87,7	65,2	69,9	48,9	42,8
2021	72,1	36,9	20,4	56,3	91,5	91,5	92,4	89,5	65,5	74,7	49,4	43,0
2022	73,9	38,3	20,2	58,1	93,3	93,3	94,2	91,3	65,7	75,2	49,9	43,3
2023	75,6	39,5	19,9	59,8	95,0	95,0	95,8	93,0	65,9	75,6	50,4	43,6
2024	77,3	40,8	20,1	61,5	96,7	96,7	97,6	94,7	66,1	76,1	50,9	43,8
2025	78,9	41,9	20,2	63,1	98,3	98,3	99,2	96,3	66,3	76,5	51,4	44,1
2026	81,6	43,5	20,5	65,8	101,0	101,0	101,8	99,0	66,6	76,9	51,7	44,3
2027	83,7	44,9	20,7	67,9	103,1	103,1	104,0	101,1	66,9	77,4	52,1	44,6
2028	85,7	46,2	20,8	69,9	105,1	105,1	106,0	103,1	67,2	77,8	52,4	44,8
2029	87,6	47,5	21,0	71,9	107,0	107,0	107,9	105,0	67,5	78,2	52,8	45,1
2030	89,5	48,7	21,1	73,7	108,9	108,9	109,8	106,9	67,8	78,7	53,1	45,3
2031	91,3	49,9	21,2	75,5	110,7	110,7	111,6	108,7	68,0	78,9	53,4	45,5
2032	93,2	51,0	21,3	77,4	112,6	112,6	113,5	110,6	68,3	79,1	53,6	45,6
2033	94,9	52,1	21,3	79,2	114,3	114,3	115,2	112,3	68,5	79,3	53,9	45,8
2034	96,6	53,1	21,4	80,8	116,0	116,0	116,9	114,0	68,7	79,5	54,2	45,9
2035	98,2	54,1	21,4	82,4	117,6	117,6	118,4	115,5	68,9	79,7	54,4	46,1
2036	99,8	55,3	21,5	84,0	119,2	119,2	120,1	117,2	69,1	79,9	54,7	46,2
2037	101,5	56,0	21,6	85,7	120,9	120,9	121,8	118,9	69,2	80,1	55,0	46,4
2038	103,1	56,7	21,7	87,3	122,5	122,5	123,4	120,5	69,4	80,2	55,2	46,5
2039	104,6	57,4	21,7	88,8	124,0	124,0	124,9	122,0	69,6	80,4	55,5	46,6
2040	106,0	58,0	21,8	90,3	125,4	125,4	126,3	123,4	69,8	80,6	55,7	46,8

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 for importeret træflis, mens den høje del angiver

omkostninger for indenlandsk produceret træflis⁶. Det påpeges, at omkostninger for træpiller og træflis 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

2018-priser, kr./GJ	An kraftværk	An værk	An forbruger
Kul	1,3	-	-
Fuelolie	2,2	-	-
Gasolie	2,2	14,3	24,2
Dieselolie	-	-	24,2
Benzin	-	-	27,5
JP1	-	-	2,2
Træflis	2,5-8	1,4-7	-
Træpiller	2,2	6,7	47,8

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.

⁶ Råvareprisen på danskproduceret træflis er højere end på importeret, og det højere tillæg afspejler netop dette. Lager og transportomkostninger er lavere for danskproduceret træflis, men grundet den højere produktionspris er det samlede tillæg højere. Avancer er ens for importeret og danskproduceret. Således skal den lave ende af intervallet altså anvendes ved importeret træflis, mens den høje ende skal anvendes ved danskproduceret.

Tabel 6: Samfundsøkonomiske brændselspriser an forbrugssted.

2018-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)
2018	25,6	55,1	90,3	43,4	50,7	68,6	102,3	41,6	49,4	73,1	112,3	112,3	120,2	116,4	122,5	88,3	108,2
2019	23,6	55,8	91,0	43,7	51,1	68,2	103,1	42,0	49,7	72,7	113,0	113,0	121,0	117,2	123,2	89,0	108,0
2020	21,9	56,8	91,9	44,0	51,5	67,4	104,0	42,3	50,0	72,0	113,9	113,9	121,9	118,1	124,1	89,9	107,3
2021	21,7	58,6	93,7	44,5	52,0	67,7	105,8	42,7	50,3	72,3	115,7	115,7	123,7	119,9	125,9	91,7	107,8
2022	21,5	60,4	95,5	44,9	52,4	67,9	107,6	43,1	50,6	72,6	117,5	117,5	125,5	121,7	127,7	93,5	108,3
2023	21,2	62,0	97,2	45,3	52,9	68,1	109,2	43,5	51,0	72,8	119,2	119,2	127,1	123,4	129,4	95,2	108,8
2024	21,4	63,7	98,9	45,7	53,4	68,4	111,0	43,9	51,3	73,1	120,9	120,9	128,9	125,1	131,1	96,9	109,2
2025	21,5	65,3	100,5	46,1	53,9	68,6	112,6	44,2	51,6	73,3	122,5	122,5	130,5	126,7	132,7	98,5	109,6
2026	21,8	68,0	103,2	46,4	54,3	68,9	115,2	44,4	51,9	73,6	125,2	125,2	133,1	129,4	135,4	101,2	110,1
2027	22,0	70,1	105,3	46,7	54,6	69,2	117,4	44,7	52,2	74,0	127,3	127,3	135,3	131,5	137,5	103,3	110,6
2028	22,1	72,2	107,3	47,0	55,0	69,5	119,4	44,9	52,5	74,3	129,3	129,3	137,3	133,5	139,6	105,3	111,0
2029	22,3	74,1	109,3	47,3	55,3	69,8	121,3	45,2	52,8	74,6	131,2	131,2	139,2	135,4	141,5	107,2	111,5
2030	22,4	76,0	111,1	47,6	55,7	70,1	123,2	45,4	53,1	74,9	133,1	133,1	141,1	137,3	143,3	109,1	111,9
2031	22,5	77,8	112,9	47,9	55,9	70,3	125,0	45,6	53,2	75,1	134,9	134,9	142,9	139,1	145,2	110,9	112,3
2032	22,6	79,6	114,8	48,1	56,2	70,5	126,9	45,7	53,4	75,3	136,8	136,8	144,8	141,0	147,0	112,8	112,6
2033	22,7	81,4	116,6	48,3	56,5	70,7	128,6	45,9	53,6	75,6	138,5	138,5	146,5	142,7	148,8	114,5	112,9
2034	22,7	83,1	118,2	48,6	56,7	70,9	130,3	46,0	53,8	75,8	140,2	140,2	148,2	144,4	150,4	116,2	113,3
2035	22,8	84,6	119,8	48,8	57,0	71,1	131,8	46,2	54,0	76,0	141,8	141,8	149,7	146,0	152,0	117,8	113,6
2036	22,9	86,3	121,4	49,0	57,3	71,3	133,5	46,3	54,1	76,2	143,4	143,4	151,4	147,6	153,7	119,4	113,9
2037	22,9	87,9	123,1	49,2	57,5	71,4	135,2	46,5	54,3	76,4	145,1	145,1	153,1	149,3	155,3	121,1	114,2
2038	23,0	89,5	124,7	49,5	57,8	71,6	136,8	46,6	54,5	76,6	146,7	146,7	154,7	150,9	156,9	122,7	114,5
2039	23,1	91,0	126,2	49,7	58,0	71,8	138,2	46,8	54,7	76,8	148,2	148,2	156,1	152,4	158,4	124,2	114,8
2040	23,1	92,5	127,7	49,9	58,3	72,0	139,7	46,9	54,8	77,0	149,6	149,6	157,6	153,8	159,9	125,6	115,1

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 kapital præsenteres prisforløbet for el og gas, mens fjernvarmepriser ikke længere indgår i de samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger.

4.1 El

De anslåede samfundsøkonomiske omkostninger ved elproduktion nedenfor fra 2018-2040 er beregnet ved at antage en glidende overgang fra omkostningerne ved elproduktion på kort sigt til langt sigt:

1. Omkostningerne knyttet til ekstra elforbrug på kort sigt er de variable omkostninger ved at producere el på den eksisterende kapacitet
2. Omkostningerne knyttet til ekstra elforbrug på langt sigt er derimod de samlede omkostninger knyttet til at opføre ny kapacitet, dvs. både omkostninger til investeringer, drift og vedligehold.

Som udtryk for omkostningerne på kort sigt anvendes elprisen fra RAMSES-modellen baseret på Basisfremskrivningen (april, 2018), da denne er udtryk for et frozen-policy-scenarie indeholdende den eksisterende kapacitet, og som udfases i takt med at den ikke længere er økonomisk rentabel uden yderligere tiltag og udbygning af ny kapacitet.

Beregningerne af de langsigtede gennemsnitlige elproduktionsomkostninger i 2040 er baseret på Energistyrelsens Teknologikatalog for el- og fjernvarmeproduktion med data for år 2030⁷ ud fra den antagelse, at de elproducerende enheder i 2040 bedst beregnes på baggrund af data for de nye anlæg der etableres i den mellemliggende periode frem til 2040, hvormed 2030 anvendes som en proxy. Der indgår fem teknologier i beregningen af elproduktionsomkostningerne: Landvind, havvind, solceller og kraftvarme baseret på henholdsvis biomasse og gas – det sidste i form af spidslastenheder. De beregnede og forudsatte langsigtede gennemsnitlige elproduktionsomkostninger for hver enkelt teknologi kan ses i tabel 7. Der beregnes et middelskøn for elproduktionsomkostningerne på baggrund af en umiddelbar og grov antagelse om andelen for de femteknologier i 2040.

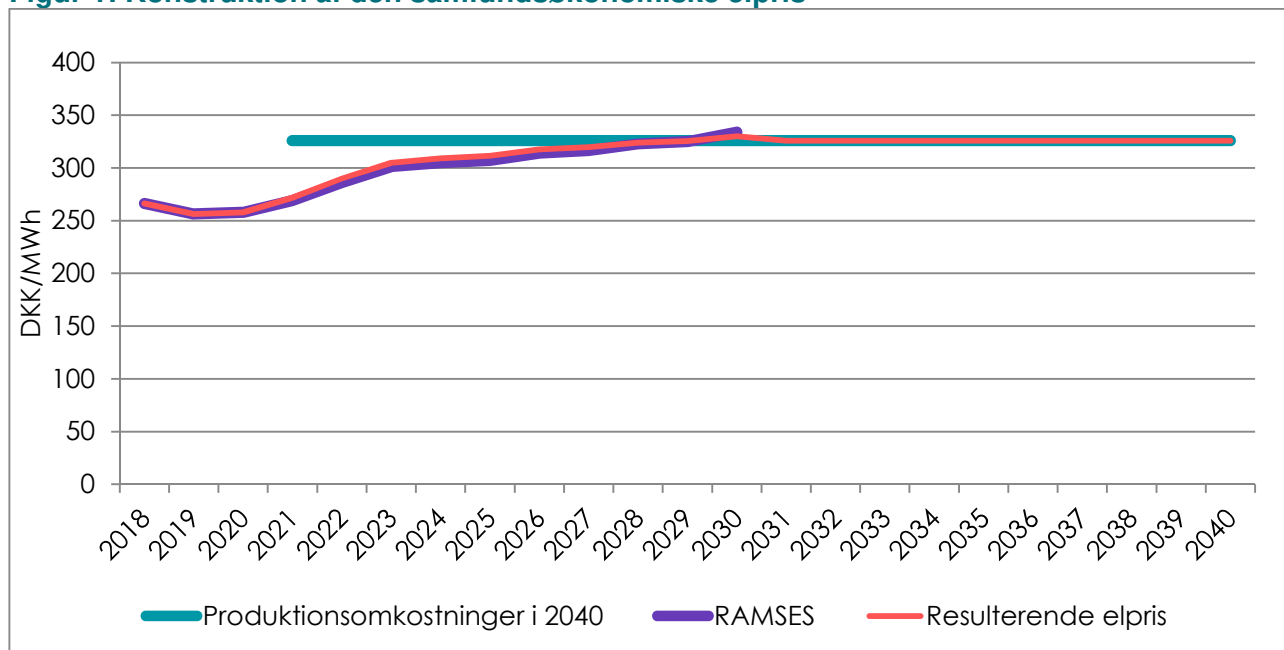
Tabel 7: De langsigtede produktionsomkostninger og vægtning til beregning af elprisen

	Landvind	Havvind	Solceller	Gas KV	Biomasse KV	Gns./Total
Produktionsomkostninger. 2018-kr./MWh	250	287	282	611	900	326
Grov vægtning af teknologierne	20%	55%	15%	5%	5%	100%

⁷ Teknologikataloget indeholder data for landvind fra 2016, data for havvind fra 2017 og data for solceller fra oktober 2017.

I figur 1 er illustreret hvordan den samfundsøkonomiske elpris er konstrueret: Frem til 2020 er den identisk med modelberegningerne i RAMSES. Fra 2021 til 2040 er den en vægtning imellem modelberegningerne i RAMSES og de antagede langsigtede produktionsomkostninger i 2040 (givet ved elproduktionsomkostningerne i 2030 og det antagede energimix i 2040, jf. tabel 7).⁸

Figur 1: Konstruktion af den samfundsøkonomiske elpris



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

Tabel 8 viser den rå samfundsøkonomiske beregningspris 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 mv⁹. Tarifferne er valgt som gennemsnitstariffer fratrukket faste betalinger¹⁰ fra *Elforsyningens nettariffer og priser* fra Dansk Energi (juni 2018) for de relevante forbrugssteder, og udgør 171 kr./MWh for virksomheder og 298 kr./MWh for husholdninger i 2018-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. Såfremt sådanne lokale priser ikke kan fremskaffes, anvendes tallene i tabel 8.

⁸ Vægtningen er foretaget, så det i 2020 alene er RAMSES-elprisen der slå igennem, og i 2040 er det alene de langsigtede produktionsomkostninger, der er anvendt, mens der fx midt i perioden (i 2030) er anvendt et simpelt gennemsnit mellem disse. Basisfremskrivningen har kun elpriser frem til 2030. Herefter er det antaget, at elprisen er konstant (i faste priser).

⁹ Omkostninger til balanceydelse, forsyningsikkerhed osv., men ikke direkte støtte til VE, forskning og udvikling eller andre tilskudsordninger.

¹⁰ Abonnement, som dermed ikke er en del af tillægget.

Tabel 8: Samfundsøkonomiske beregningspriser på el.

2018-priser kr./MWh	Rå samfundsøkonomisk beregningspris på el*	An virksomhed** (> 15 MWh)	An husholdning** (< 15 MWh)
2018	266	455	582
2019	256	444	571
2020	258	446	573
2021	272	461	588
2022	290	480	607
2023	305	496	623
2024	309	501	628
2025	312	503	630
2026	318	510	637
2027	320	512	639
2028	324	517	644
2029	325	518	645
2030	330	523	650
2031	326	519	646
2032	326	519	646
2033	326	519	646
2034	326	519	646
2035	326	519	646
2036	326	519	646
2037	326	519	646
2038	326	519	646
2039	326	519	646
2040	326	519	646

* Den rå samfundsøkonomiske beregningspris på el består af en fremskrivning af spotprisen til og med 2020, derefter en lineær overgang til de beregnede, langsigtede elproduktionsomkostninger i 2040.

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

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

Note 2: Bemærk, at prisen efter 2020 ikke er et udtryk for spotpriserne og derfor ikke bør benyttes til selskabsøkonomiske analyser.

De samfundsøkonomiske beregningspriser på el er i 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.*

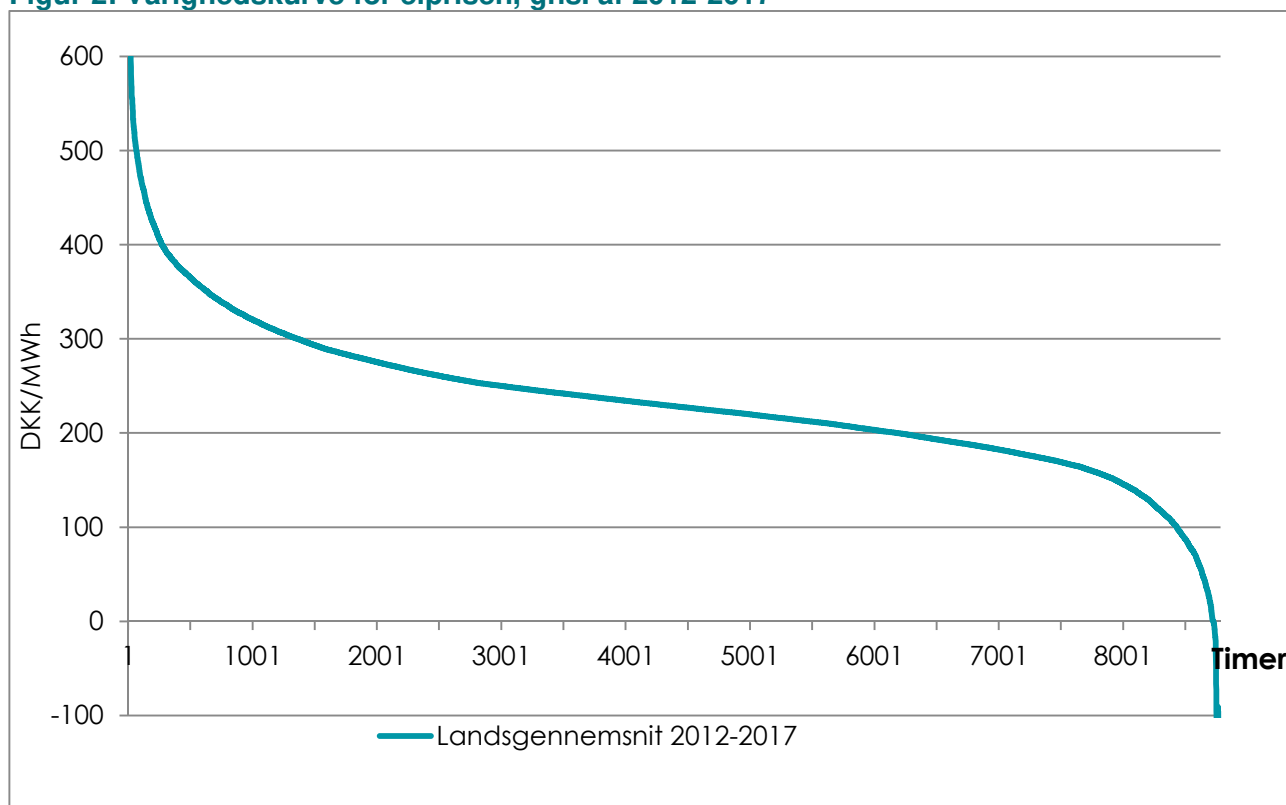
Variable elpriser

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 2.000 kr./MWh til under -500 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 8. 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 2012 - 2017) 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 kraftvarmeværk 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 2: Varighedskurve for elprisen, gns. af 2012-2017



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

1. Enheder, hvor der ikke er nogen produktionsændringer i forbindelse med projektet og hvor den gennemsnitlige elpris derfor ikke ændrer sig. Dette gælder også for 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 (jvf. nr. 1 ovenfor) eller til de timer som udgør en ændring (jvf. 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 værkets 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.¹¹

Beregning af tilfælde 1 – ingen driftsændring eller 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 171 kr./MWh for

¹¹ 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.

virksomheder og 298 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 9 vælges derfor intervallet 5-10 pct. For at finde kraftvarmeanlæggets samfundsøkonomiske elpris ganges de rene elpriser i tabel 8 (266 kr./MWh i 2018) med 1,72, som er aflæst i tabel 9, hvilket resulterer i en gennemsnitspris for 2018 på: $266 \text{ kr./MWh} \cdot 1,72 = 458 \text{ kr./MWh}$.

Elproduktionen fra den fleksible produktionsenhed tilskrives dermed en samfundsøkonomisk værdi på 458 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 fra. De to driftstider sammenlignes nu med intervallerne i første søjle i tabel 9. 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 8, 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 9, 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.: $(1,34+1,18)/2 = 1,26$.

Tabel 9: faktorer til beregning af variable elpriser.

Driftstid, pct. af tilgængelige timer	Lave priser – Elforbrugende enheder: Varmepumper/elpatroner		Høje priser – Elproducerende enheder: Kraftvarmeanheder	
	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.	0,21	0,21	1,95	1,95
5-10 pct.	0,39	0,58	1,72	1,49
10-15 pct.	0,49	0,69	1,59	1,34
15-20 pct.	0,56	0,75	1,51	1,25
20-25 pct.	0,61	0,80	1,44	1,18
25-30 pct.	0,64	0,84	1,39	1,12
30-35 pct.	0,68	0,87	1,34	1,08
35-40 pct.	0,71	0,91	1,31	1,05

40-45 pct.	0,73	0,93	1,27	1,02
45-50 pct.	0,75	0,96	1,25	0,99
50-55 pct.	0,78	0,99	1,22	0,96
55-60 pct.	0,80	1,02	1,20	0,93
60-65 pct.	0,81	1,05	1,17	0,91
65-70 pct.	0,83	1,08	1,15	0,87
70-75 pct.	0,85	1,12	1,13	0,84
75-80 pct.	0,87	1,18	1,11	0,80
80-85 pct.	0,90	1,25	1,09	0,75
85-90 pct.	0,92	1,34	1,07	0,69
90-95 pct.	0,95	1,49	1,04	0,58
95-100 pct.	1,00	1,93	1,00	0,22

Note: Faktorerne skal benyttes sammen med de rå elpriser i tabel 8.

Eksempel: På et decentralt kraftvarmeværk, hvor et solvarmeanlæg dækker hele varmebehovet i 2000 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: $(1,49+1,34)/2 = 1,415$. For at finde kraftvarmeanlæggets samfundsøkonomiske elpris for ændringen i driftstimer, ganges de rene elpriser i tabel 8 (266 kr./MWh i 2018) med 1,415, hvilket resulterer i en gennemsnitspris for 2018 på:

$$266 \text{ kr./MWh} \cdot 1,415 = 376, \text{ kr./MWh.}$$

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 8 skulle derfor ganges med faktoren 1,49, som kan aflæses i tabel 9.

Elforbrugende enheder som fx kollektive eldrevne varmepumper¹² 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 kolonnerne med de lave priser i tabel 9. 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 beregningspriser 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.*

¹² 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.

Den samfundsøkonomiske pris for gas i det danske gasnet fra 2018-2040 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 biogas¹³ baseret på Energistyrelsens Teknologikatalog for el- og fjernvarmeproduktion med data for år 2030, og er på 140 kr./GJ i 2018 og faldende til 130 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 varmepumper i husholdningerne. Den forventede andel af VE-gas i gassystemet til brug for samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger er forudsat til at være på 8 pct. i 2018, 10 pct. i 2019 og stigende til omkring 30 pct. i 2040.

Den samfundsøkonomiske beregningspris for ledningsgas beregnes ud fra CIF-prisen, prisen for biogas samt en forventning om eksponentiel forøgelse af mængden af VE-gasser frem imod 2040 jf. ovenfor. Den resulterende pris for ledningsgassen er angivet i første søjle i tabel 11. Det er væsentligt at bemærke, at prisen ikke er en markedspris, og derfor ikke skal anvendes i selskabsøkonomiske beregninger¹⁴

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 10 og estimeret som et forbrugsafhængigt tillæg¹⁵. Det er opgjort for i alt syv forbrugstrin. Der anvendes fem forbrugstrin for forbrug mellem 0-10 mio. m³, der repræsenterer "an forbruger", og et forbrugstrin for intervallet 10-35 mio. m³, der repræsenterer "an værk". Forbrug over 35 mio. m³ repræsenterer "an kraftværk". 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 GPN og forbrugerprisen fra Energistyrelsens gasprisstatistik for hvert forbrugsinterval. Den gennemsnitlige forbrugerpris på ledningsgas er beregnet på basis af de tre halvår, som Energistyrelsens gasprisstatistik pt. dækker: 2. halvår 2016, 1. halvår 2017 samt 2. halvår 2017.

¹³ Biogas anvendes som proxy for alle VE-gasser, der i fremtiden vil blive opgraderet til gasnettet.

¹⁴ Ved selskabsøkonomiske beregninger kan anvendes CIF-prisen i tabel tillagt tillæg fra tabel 10 inkl. sunk costs.

¹⁵ Tillægget er opgjort i kr./GJ og angivet for nedre brændværdi.

Tabel 10: Omkostninger til transport, lager og avancer for ledningsgas

2018-priser, kr./GJ	m ³	Ekskl. sunk costs	Sunk costs (tillæg)
An forbruger	0-6.000	18,1	21,7
	6.000-75.000	15,1	21,2
	75.000-300.000	13,0	15,4
	300.000-800.000	7,5	9,8
	800.000-10. mio.	6,3	6,6
An værk	10-35 mio.	5,2	5,7
An kraftværk	> 35 mio.	1,1	1,2

De samfundsøkonomiske gaspriser an forbrugssted er vist i tabel 11. De beregnes ud fra prisen på ledningsgas i søjle 1 tillagt omkostninger for transport, lager og avancer som angivet i tabel 10. Sunk costs er ikke medregnet i tabel 11.

Tabel 11: Forventede fremtidige samfundsøkonomiske gaspriser i det danske ledningsnet og an forbrugssted

2018-priser kr./GJ	Ledningsgas	An kraftværk	An værk	An forbruger				
		> 35 m ³	10-35 mio. m ³	< 6.000 m ³	6.000-75.000 m ³	75.000-300.000 m ³	300.000-800.000 m ³	800.000-10mio. m ³
2018	50,6	51,7	55,8	68,7	65,7	63,6	58,1	56,8
2019	50,1	51,2	55,3	68,3	65,3	63,1	57,7	56,4
2020	46,8	47,9	52,0	64,9	61,9	59,8	54,3	53,0
2021	48,1	49,2	53,3	66,2	63,2	61,1	55,6	54,3
2022	49,8	50,9	55,0	67,9	64,9	62,8	57,3	56,0
2023	51,4	52,5	56,6	69,5	66,5	64,4	58,9	57,7
2024	53,0	54,1	58,2	71,1	68,1	66,0	60,5	59,3
2025	54,6	55,7	59,8	72,7	69,7	67,6	62,1	60,8
2026	56,5	57,6	61,7	74,6	71,6	69,5	64,0	62,7
2027	58,2	59,3	63,4	76,3	73,3	71,2	65,7	64,5
2028	59,9	61,0	65,1	78,0	75,0	72,9	67,4	66,2
2029	61,6	62,7	66,8	79,7	76,7	74,6	69,1	67,8
2030	63,2	64,3	68,4	81,3	78,3	76,2	70,7	69,4
2031	64,9	66,0	70,1	83,0	80,0	77,9	72,4	71,2
2032	66,6	67,7	71,8	84,7	81,7	79,6	74,1	72,9
2033	68,3	69,4	73,5	86,4	83,4	81,3	75,8	74,5
2034	70,0	71,1	75,2	88,1	85,1	83,0	77,5	76,2
2035	71,6	72,7	76,8	89,7	86,8	84,6	79,1	77,9

2036	73,5	74,6	78,7	91,6	88,6	86,5	81,0	79,7
2037	75,0	76,1	80,2	93,1	90,1	88,0	82,5	81,3
2038	76,5	77,6	81,7	94,7	91,7	89,5	84,1	82,8
2039	78,1	79,2	83,3	96,2	93,2	91,1	85,6	84,3
2040	79,6	80,7	84,8	97,7	94,8	92,6	87,1	85,9

Note 1: 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.

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 brændsels sammensætning, bør der til beregninger i specifikke områder anvendes priser baseret på oplysninger fra det eller de lokale værker. For overordnede vurderinger af nationale tiltag, som påvirker fjernvarmeforbruget generelt, bør der anvendes gennemsnitspriser fra andre kilder.

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

5. Beregning af emissioner

5.1 Emissioner fra brændsler

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 2016 fremgår af tabel 12. 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 12 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 12: Emissionskoefficienter (masse per energimængde indfyret brændsel) for typiske kombinationer af brændsel og teknologier 2016

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 13	1,0	1,0	0,4	28,0	0,10
Kul	Dampturbine	95,0	0,9	0,8	8,0	28,0	2,10
Fuelolie	Dampturbine	79,3	0,8	0,3	100,0	138,0	2,50
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
Decentrale kraftvarmeværker							
Ledningsgas	Gasturbine	Se tabel 13	1,7	1,0	0,4	48,0	0,051
Ledningsgas	Motor	Se tabel 13	481,0	0,6	0,5	135,0	0,161
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	65,0	0,29
Biogas***	Motor	0,0	434,0	1,6	19,2	202,0	0,206
Fjernvarmeværker og lignende**							
Naturgas		Se tabel 13	1,0	1,0	0,4	32,7	0,10
Halm		0,0	30,0	4,0	115,0	90,0	12,00
Træ		0,0	11,0	4,0	11,0	90,0	10,00
Biogas***		0,0	1,0	0,1	25,0	28,0	1,50
Husholdninger							
Ledningsgas		Se tabel 13	1,0	1,0	0,4	23,0	0,10
Gasolie		74,1	0,7	0,4	23,0	52,0	5,00
Træpiller		0,0	3,0	4,0	11,0	80,0	29,00
Brænde og andre træprodukter		0,0	134,0	4,0	11,0	76,0	470,00
Industri og lignende							
Ledningsgas	Industrielle kedler	Se tabel 13	1,0	1,0	0,4	32,7	0,10
Raffinaderigas	Raffinaderier	57,3	1,0	0,1	1,0	56,0	5,00

* 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 13 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 13: CO₂-emissionskoefficienter for ledningsgas.

	kg/GJ		kg/GJ		kg/GJ
2018	52,4	2026	48,8	2034	44,5
2019	51,3	2027	48,3	2035	43,8
2020	51,0	2028	47,9	2036	43,1
2021	50,7	2029	47,4	2037	42,4
2022	50,3	2030	46,9	2038	41,6
2023	50,0	2031	46,3	2039	40,8
2024	49,6	2032	45,8	2040	39,9
2025	49,2	2033	45,1		

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 forbrug¹⁶ er vist i tabel 14. 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 Energinet¹⁷, og som bl.a. anvendes i forbindelse med grønne regnskaber.

De aftagende udledninger som ses i tabel 14 afspejler en elproduktion på vej imod en mere VE-baseret elproduktion jvf. elprisen som beskrevet i afsnit 4.1.

Tabel 14: 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
2018	154	165	110	118	3,2	3,4	117	125	237	253	1,4	1,5
2019	144	154	112	120	3,3	3,5	85	91	226	241	1,3	1,4
2020	135	144	108	115	3,7	4,0	77	82	210	224	1,2	1,3
2021	125	133	93	99	3,4	3,6	69	74	193	206	1,1	1,2

¹⁶ Emissionerne ved elproduktion er baseret på modellen RAMSES, der estimerer det gennemsnitlige brændselsforbrug og de deraf følgende emissioner forbundet med den danske elproduktion.

¹⁷ 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.

2022	119	126	87	93	3,3	3,5	68	72	189	201	1,1	1,1
2023	102	109	81	87	3,2	3,4	62	66	185	198	1,1	1,1
2024	99	106	77	82	3,1	3,4	62	66	182	194	1,1	1,1
2025	91	97	70	75	3,0	3,2	59	63	172	184	1,0	1,1
2026	86	91	63	67	2,8	3,0	56	60	160	170	1,0	1,0
2027	79	84	57	61	2,6	2,8	53	56	149	159	0,9	1,0
2028	73	78	52	55	2,5	2,7	50	53	140	149	0,9	0,9
2029	66	70	47	50	2,3	2,5	46	49	129	138	0,8	0,9
2030	21	22	44	47	1,9	2,1	34	36	111	118	0,7	0,8
2031	19	20	40	42	1,8	1,9	32	34	104	111	0,7	0,7
2032	18	19	36	39	1,7	1,9	30	33	99	105	0,7	0,7
2033	17	18	34	36	1,7	1,8	29	31	95	101	0,6	0,7
2034	16	17	31	33	1,6	1,7	28	30	89	95	0,6	0,6
2035	15	15	30	32	1,5	1,7	27	29	88	94	0,6	0,7
2036	12	13	30	32	1,4	1,5	26	28	76	81	0,4	0,4
2037	9	10	28	30	1,3	1,3	24	26	65	69	0,3	0,3
2038	9	9	27	29	1,2	1,3	23	25	62	66	0,3	0,3
2039	8	9	26	27	1,2	1,2	22	24	60	64	0,3	0,3
2040	8	9	25	27	1,1	1,2	22	24	59	63	0,3	0,3

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 8. 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-kvotehandelssystem, 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 kvotehandelssystemet anvendes kvoteprisskønnet fra tabel 15 til at værdisætte drivhusgasudledning. Prisen er fastsat af Finansministeriet vha. en simulationsmodel for kvotehandelssystemet før og efter Ministerrådet og Europa-Parlamentets reform af kvotehandelssystemet¹⁸. Der tages udgangspunkt i den skønnede strukturelle kvotepris i 2023, hvor den strukturelle ændring i kvotehandelssystemet sker. Prisen i 2023 tilbage- og fremskrives med en diskonteringsrente, der er fastlagt på baggrund af den 10-årige tyske statsobligation plus en risikopræmie på 3,5 pct.

Kvoteprisen skal i forbindelse med samfundsøkonomiske konsekvensberegninger ganges med nettoafgiftsfaktoren, jf. *Vejledning i samfundsøkonomiske analyser på energiområdet, Energistyrelsen, juli 2018*.

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 kvotehandelssystemet eksisterer der ikke en handelsværdi for CO₂-udledninger. Til og med 2020 anbefales det at benytte kvoteprisskønnet fra tabel 15, idet Danmark overopfylder sin reduktionsforpligtelse uden for kvotesektoren i 2020. For 2030 bør anvendes et skøn på 329 kr./ton¹⁹ 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 vidst i tabel 15.

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.

¹⁸ Reformen blev aftalt i november 2017 og vedtaget i februar 2018. Et centralt element er en reform af den markedsstabiliserende reserve (MSR), der introduceres på kvotemarkedet i 2019. Reformen medfører kort fortalt, at der vil blive optaget flere overskydende kvoter i MSR frem til og med 2023, hvorefter der vil optages kvoter i MSR relativt til efterspørgslen.

¹⁹ 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 2018-prisniveau sker ved at anvende en valutakurs på 7,45 DKK/EUR og regulere med forbrugerprisindekset.

Tabel 15: Skøn for priser på CO₂.

2018-priser (kr./ton)	Skøn for CO ₂ -kvotepris	Skøn for pris på CO ₂ -udledninger uden for kvotesektoren
2018	116	116
2019	119	119
2020	123	123
2021	127	220
2022	131	228
2023	137	237
2024	142	247
2025	149	258
2026	156	270
2027	163	283
2028	171	297
2029	180	313
2030	189	329
2031	199	329
2032	210	329
2033	221	329
2034	233	329
2035	245	329
2036	258	329
2037	271	329
2038	286	329
2039	301	329
2040	317	329

Kilder: Skøn for kvotepris: Finansministeriet, oktober 2018. 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.

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 16. 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 lat-tergas sammen med de relevante omregningsfaktorer. Omkostningerne ved udledning af CO₂ som følge af elproduktion er indeholdt i elpriserne og beregnes derfor ikke separat.

Tabel 16: Nationale omkostninger ved udledning af SO₂, NO_x og PM_{2,5} fra stationære anlæg.

2018-priser kr./kg	Sektor	SO ₂ /SO ₄	NO _x	PM _{2,5}
SNAP 1	Større forbrændingsanlæg, inkl. affaldsforbrændingsanlæg	20	15	46
SNAP 2	Forbrændingsanlæg i husholdninger mv.	57	49	170
SNAP 3	Industrielle forbrændingsanlæg	27	20	55

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