



Energistyrelsen

Baggrundsrapport til  
**Basisfremskrivning  
2017**

**Baggrundsrapport til Basisfremskrivning 2017**

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

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

Design og produktion: Energistyrelsen

Spørgsmål angående metode og beregning kan rettes til Energistyrelsen

<b>1</b>	<b>INDLEDNING .....</b>	<b>3</b>
1.1	LÆSEVEJLEDNING .....	3
<b>2</b>	<b>TILGANG.....</b>	<b>5</b>
2.1	FROZEN POLICY .....	5
2.2	BEHANDLING AF USIKKERHEDER.....	8
2.3	MODELLER ANVENDT I BF OG DERES SAMMENSPIL.....	9
2.4	GENERELLE BAGGRUNDSPARAMETRE .....	10
<b>3</b>	<b>BRÆNDELS- OG CO<sub>2</sub>-KVOTEPRISER.....</b>	<b>11</b>
3.1	AFGRÆNSNING .....	11
3.2	HÅNDBTERING AF FROZEN POLICY.....	11
3.3	PRISER FOR FOSSILE BRÆNDSLER.....	12
3.4	PRISER FOR BIOMASSE.....	25
3.5	PRISER FOR CO <sub>2</sub> -KVOTER .....	35
3.6	LITTERATUR TIL BRÆNDELS-OG KVOTEPRISER .....	38
<b>4</b>	<b>EL OG FJERNVARME .....</b>	<b>40</b>
4.1	AFGRÆNSNING .....	41
4.2	HÅNDBTERING AF FROZEN POLICY.....	41
4.3	BEREGNINGSMETODE.....	43
4.4	METODEDISKUSSION, HERUNDER FREMTIDIGE FORBEDRINGER.....	48
4.5	FORUDSÆTNINGER FOR PRODUKTIONSKAPACITET I DANMARK.....	49
4.6	FORUDSÆTNINGER FOR PRODUKTIONSKAPACITET I UDLANDET .....	69
4.7	FORUDSÆTNINGER FOR ELTRANSMISSION.....	75
4.8	RESULTATER.....	78
4.9	FØLSOMHEDSANALYSER.....	87
<b>5</b>	<b>ALTERNATIVT FORLØB: ÆNDRET BRÆNDELSFORBRUG I DONG ENERGY.....</b>	<b>95</b>
5.1	METODE OG INPUT.....	96
5.2	RESULTATER.....	96
<b>6</b>	<b>ERHVERV OG HUSHOLDNINGER.....</b>	<b>101</b>
6.1	AFGRÆNSNING .....	102
6.2	HÅNDBTERING AF FROZEN POLICY.....	102
6.3	BEREGNINGSMETODE.....	102
6.4	METODE – EMMA-MODELLEN .....	103
6.5	HUSHOLDNINGERNES VARMEFORBRUG I TIMES-DK.....	108
6.6	METODEDISKUSSION, HERUNDER FREMTIDIGE FORBEDRINGER.....	116
6.7	INPUT .....	117
6.8	RESULTATER FOR ERHVERVSLIVETS ENERGIFORBRUG .....	125
6.9	RESULTATER FOR HUSHOLDNINGERNES ENERGIFORBRUG .....	138
<b>7</b>	<b>TRANSPORT.....</b>	<b>145</b>
7.1	AFGRÆNSNING .....	145
7.2	HÅNDBTERING AF FROZEN POLICY FOR TRANSPORTOMRÅDET .....	145

7.3	BEREGNINGSMETODE.....	146
7.4	METODEDISKUSSION, HERUNDER FREMTIDIGE FORBEDRINGER.....	159
7.5	RESULTATER.....	159
<b>8</b>	<b>NON-ENERGI .....</b>	<b>174</b>
8.1	AFGRÆNSNING .....	174
8.2	HÅNDBTERING AF FROZEN POLICY.....	175
8.3	BEREGNINGSMETODE.....	175
8.4	RESULTATER.....	188
8.5	FØLSOMHEDER .....	193
<b>9</b>	<b>OLIE- OG GASPRODUKTIONEN.....</b>	<b>196</b>
9.1	AFGRÆNSNING .....	196
9.2	HÅNDBTERING AF FROZEN POLICY.....	196
9.3	BEREGNINGSMETODE OG INPUT .....	197
9.4	METODEDISKUSSION, HERUNDER FREMTIDIGE FORBEDRINGER.....	197
9.5	RESULTATER.....	197
<b>10</b>	<b>DET SAMLEDE ENERGISYSTEM – ENERGIFORBRUG OG DRIVHUSGASEMISSIONER.....</b>	<b>200</b>
10.2	AFGRÆNSNING .....	201
10.3	BEREGNINGSMETODE OG INPUT .....	203
10.4	METODEDISKUSSION, HERUNDER FREMTIDIGE FORBEDRINGER.....	211
10.5	RESULTATER.....	211
<b>11</b>	<b>BILAG.....</b>	<b>232</b>
11.1	BRÆNDELS- OG CO2-KVOTEPRISER .....	233
11.2	EL OG FJERNVARME .....	237

## 1 Indledning

Denne baggrundsrapport beskriver input og metode bag Energistyrelsens Basisfremskrivning 2017 (herefter BF17). Herudover beskrives sektorspecifikke resultater, samt samlede resultater i flere detaljer end i hovedrapporten for BF17. Hovedrapporten kan findes [her](#).

I tidligere år har Energistyrelsen udgivet individuelle baggrundsrapporter for enkeltområder. Dette har ledt til en relativt omfattende liste af baggrundsrapporter til Basisfremskrivningen. For at sikre et bedre overblik, samt en bedre struktur af disse, er der i forbindelse med BF17 kun udgivet én baggrundsrapport – denne.

Ud over hovedrapporten og denne baggrundsrapport udgives som en del af BF17 også regnearket 'Tal bag figurer i BF17', som gengiver de faktiske tal anvendt bag figurerne i både hovedrapporten og denne baggrundsrapport. Dertil udgives to regneark med opgørelser energiforbrug fordelt på brændsler og fordelt på sektorer. Hovedrapporten, denne baggrundsrapport og regnearkene udgør de samlede publikationer i forbindelse med BF17. Regnearkene kan findes [her](#).

Ved siden af Basisfremskrivning 2017 udarbejdes en fremskrivning af PSO og et sæt af samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger. PSO-fremskrivningen og de samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger er ikke en del af basisfremskrivningen, men tager udgangspunkt i resultaterne fra basisfremskrivningen.

Basisfremskrivningen er de seneste gange udkommet i slutningen af året. I slutningen af 2016 var der en række uafsluttede politiske forhandlinger, hvis vedtagelse ville have væsentlig betydning for basisfremskrivningens resultater. Det blev derfor besluttet at vente med udgivelsen af basisfremskrivningen til disse forhandlinger var afsluttet. Dette er årsagen til, at der ikke udkom en BF16 i slutningen af 2016, men at der i stedet udkommer denne BF17. Det er forventningen, at basisfremskrivningen i fremtiden vil udkomme i første kvartal, som denne basisfremskrivning. Næste basisfremskrivning forventes således at blive udgivet i første kvartal 2018. Den endelige dato er dog ikke fastlagt.

### 1.1 Læsevejledning

Denne baggrundsrapport skal ses som dokumentationsrapport for BF17, og er tiltænkt læsere med specifik interesse for enkelte områder. Disse læsere kan her få en detaljeret indsigt i, hvordan fremskrivningerne helt konkret er lavet, og, i det omfang dette er muligt, også indblik i de bagvedliggende data. Baggrundsrapporten kan læses fra ende til anden, men intentionen er, at alle afsnit skal kunne læses individuelt, som det har været tilfælde med baggrundsrapporterne hørende til de tidligere basisfremskrivninger.

Baggrundsrapporten er bygget op som følger:

I kapitel 2 gives først en beskrivelse af den overordnede ramme for fremskrivningen, herunder definition af frozen policy samt overblik over selvstændige 'områder', typisk en sektor eller central parameter, som hver fremskrives med en selvstændig metodik. Herudover vises hvilke output fra et område, som anvendes som input i et andet.

I de efterfølgende kapitler 3 til 9, er hvert af disse områder beskrevet i forhold til afgrænsning, metode for fremskrivning, input anvendt til fremskrivningen og resultater. En undtagelse er dog afsnit 5 der omhandler et alternativt beregningsforløb, som er medtaget for at kunne illustrere den mulige betydning af DONGs udmelding om at være kulfri fra 2023.

Denne gennemgang danner baggrund for, at der i kapitel 10 kan præsenteres de samlede energiforbrug og drivhusgasemissioner for alle sektorer. Herudover indeholder kapitlet en beskrivelse af fremskrivningen af biogasproduktion og –anvendelse.

Endelig er der sidst i rapporten placeret en række bilag.

## 2 Tilgang

I følgende kapitel præsenteres den overordnede tilgang. I efterfølgende gennemgang af sektorerne (se kapitel 3 – 9) præsenteres modeller og metoder, som er anvendt indenfor de enkelte sektorer.

### 2.1 Frozen policy

BF17 angiver en fremskrivning af Danmarks energiforbrug og klimaudslip frem til 2030. Der er en lang række faktorer, som kan influere på, hvordan dette forbrug og udslip kan blive. Dette gælder særligt, når der er tale om fremskrivninger, der går relativt langt frem i tid, som denne. En af de faktorer, som har en stor betydning for Danmarks energiforbrug og klimaudslip frem til 2030, er omfanget af besluttede nationale politikker på klima- og energiområdet.

BF17 er baseret på en 'frozen policy' tilgang på energi- og klimaområdet, hvilket betyder, at kun allerede besluttede nationale politikker på området er medtaget. Denne tilgang er valgt, fordi hovedformålet med BF17 er, at beskrive et udgangspunkt, hvorpå effekten af nye politikker på energi- og klimaområdet kan vurderes. Når der ikke i BF17 er medtaget nye politikker på energi- og klimaområdet bliver det væsentlig enklere at isolere betydningen af nye politikker på området.

For at kunne vurdere effekten af nye energi- og klimapolitikker, er det centralt, at der på alle andre områder end de energi- og klimarelaterede, tillades en fortsat politikudvikling, da effekten af energi- og klimarelaterede politikker vil afhænge af at udviklingen i det øvrige samfund fortsætter. Denne politikudvikling på øvrige områder antages ikke eksplicit, men antages blot at sikre en udvikling af de øvrige områder, som følger et 'bedste bud', f.eks. baseret på den historiske trend. Denne politikudvikling benævnes her 'expected policy'.

Et eksempel på 'expected policy' medtaget i BF17 er fortsat udbygning af veje. Der tages i BF17 ikke eksplicit stilling til hvilke veje, som udbygges, men det antages blot, at udbygningen af vejnettet i fremskrivningsperioden følger den historiske trend med en vækst i trafikken og trafikens energiforbrug til følge.

Et andet eksempel på 'expected policy' medtaget i BF17 er fortsat nedrivning af boliger samt nybyggeri, som også i et vist omfang kan kræve politiske beslutninger. Her antages udviklingen at følge et 'bedste bud'. Nedrivning af bygninger og nybyggeri har betydning for bygningsmassens energiforbrug, og udviklingen af denne er derfor væsentlig for at kunne vurdere effekten af energipolitik for boliger, fx energibesparelser.

Det betyder i forhold til medtagne politikker, at fremskrivningen medtager:

- vedtagne politikker i Danmark på klima- og energiområdet
- vedtagne afgifter og tilskud generelt
- politikudvikling som følger et 'bedste bud', f.eks. baseret på den historiske trend, på alle andre områder, herunder også politikudvikling i udlandet.

Politikker på klima og energiområdet er defineret som de politikker, som har som formål at regulere energi- og klimaforhold. Det kan på denne baggrund bemærkes, at BF17 således er et værktøj til at vurdere

betydningen af energi- og klimapolitiske tiltag, men at det ikke er hensigtsmæssigt at foretage f.eks. transportrelaterede disponeringer på baggrund af BF, selvom transport indgår.

Af ovenstående definition fremgår det også, at der i basisfremskrivningen indgår, hvad markedsagenter forventes at gøre under denne hypotetiske fremtid. Se mere omkring kravene for at medtage markedsagenteres udmeldinger i kapitel 5, som omhandler DONG Energys udmelding om at udfase kul til fordel for biomasse.

Herudover er det også i tråd med ovenstående principper at medtage den forventede teknologiske udvikling, som ikke er drevet af nye politikker på klima- og energiområdet. Dette indgår således også i basisfremskrivningen. Et eksempel herpå er den medtagne udvikling i elbilernes pris, som følge af teknologiudvikling.

I nogle få tilfælde har det ikke været muligt at følge ovenstående frozen policy principper. Herudover er frozen policy tilgangen anvendt mere konsekvent i denne basisfremskrivning end i tidligere versioner. Nedenfor er angivet undtagelser fra ovenstående principper, såvel som væsentlige ændringer i anvendelsen af frozen policy tilgangen fra tidligere BF udgivelser.

### **2.1.1 Undtagelser fra frozen policy principper**

Der er en række tilfælde i BF17, hvor ovenstående principper indenfor de forskellige fremskrivningsområder fortolkes mindre strengt. Typisk skyldes disse tilfælde, at der i fremskrivningerne anvendes fremskrivninger lavet i andre sammenhænge. At der anlægges andre tolkninger er typisk af marginal betydning.

Et tilfælde drejer sig om fremskrivningen af non-energi drivhusgasser, som i forhold til landbrugets udledninger baserer sig på den såkaldte landbrugsfremskrivning. Heri medtages vedtagne ændringer i de politiske rammevilkår omkring landbrugsproduktionen, herunder bl.a. fødevare- og landbrugspakken, med de konsekvenser den forventes at få frem mod 2021. Der er ikke antaget yderligere politiske beslutninger på området. Da andre områder end energi og klima i BF17 bør følge 'bedste bud', ligger landbrugsfremskrivningens frozen policy-tilgang uden for principperne.

Et andet tilfælde drejer sig om anvendelsen af Finansministeriets fremskrivninger af den økonomiske vækst i BF17, som ligeledes er baseret på et princip om tilnærmet frozen policy. Dette princip er i fremskrivningen af den økonomiske vækst ikke kun anvendt på energi- og klimaområdet, men på samtlige områder. BF17's anvendelse af fremskrivningen af den økonomiske vækst er derfor en undtagelse fra principperne om frozen policy, da politikudviklingen i BF på alle andre områder end energi- og klimaområdet bør være 'expected policy'.

### **2.1.2 Ændringer i frozen policy tilgang i forhold til Basisfremskrivning 2015**

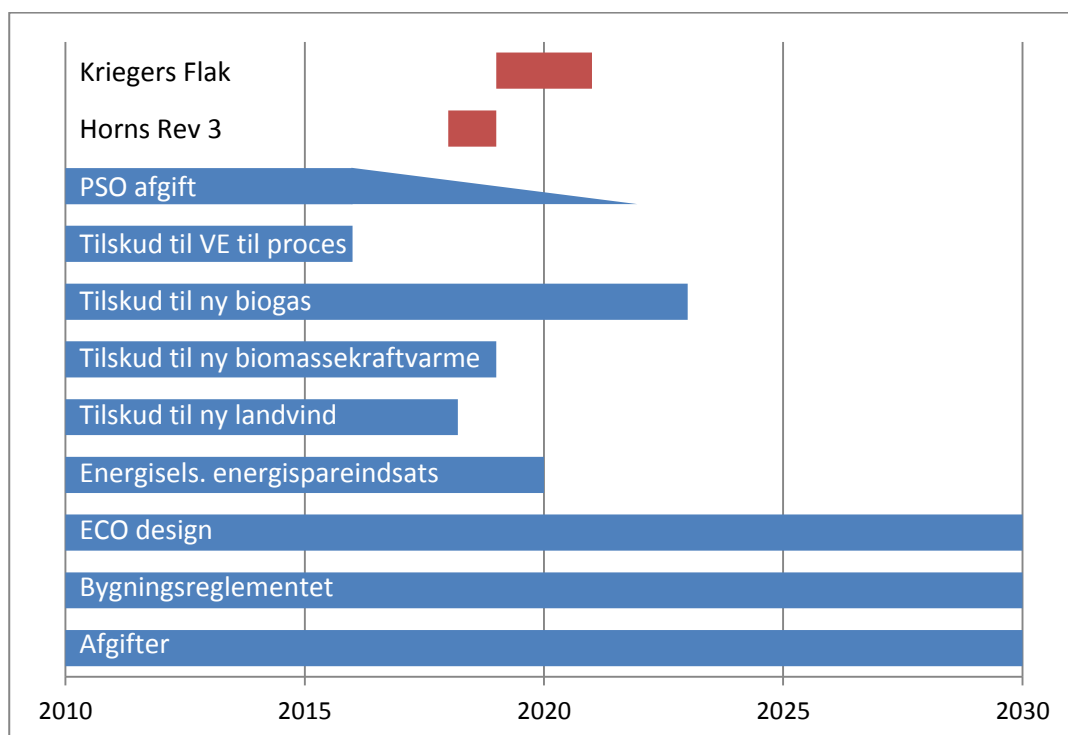
Som nævnt ovenfor, er principperne om frozen policy på visse områder overholdt mere stringent i denne basisfremskrivning end i tidligere fremskrivninger. Fremskrivningen løber frem til 2030 og har for perioden efter 2020 skærpet tilgangen med kun at indeholde vedtaget politik (frozen policy). Fremskrivningen giver dermed et solidt grundlag for de politiske drøftelser om hvilken energi- og klimapolitik, der skal føres på den anden side af 2020.



Den skærpede frozen policy-tilgang kombineret med, at fremskrivningen i år går helt frem til 2030, betyder at effekten af, at der ikke indregnes ny politik bliver endnu mere tydelig end i tidligere fremskrivninger. Den skærpede frozen policy-tilgang betyder følgende ændringer i tilgang sammenlignet med fremskrivningen fra 2015:

- Energiselskabernes energispareindsats er kun aftalt frem til 2020, og er derfor ikke indregnet efter 2020<sup>1</sup>.
- EU's godkendelse af tilskud til landvind, biomassekraftvarme og biogas efter reglerne om statsstøtte udløber i hhv. 2018, 2019 og 2023, og det vil kræve ny politisk stillingstagen, hvis der fortsat skal være tilskud til disse teknologier. Der er derfor ikke indregnet tilskud til ny kapacitet på disse områder efter de pågældende årstal, men de *eksisterende* anlæg får fortsat støtte efter de samme regler, der var gældende før udløb af støtteordningen.

Udover ændringen i fokus er der i forhold til sidste fremskrivning også en række andre ændringer i forudsætninger, såsom opdateret energistatistik, opdaterede brændselspriser, ny politik (fx udfasningen af PSO og stop for tilskudspuljen til VE til procesformål). Udviklingen i de politisk baserede forhold er skitseret i nedenstående figur 1. Mindre væsentlige afvigelser fra frozen policy tilgangen gennemgås i gennemgangen af de enkelte sektorer (se kapitel 3 til 9).



**Figur 1: Frozen policy-tilgangen medfører, at afgifter fastholdes i fremskrivningen, men at fx tilskud strækker sig indtil det kræver nye politiske vedtagelser, hvis der fortsat skal være tilskud.**

<sup>1</sup> EU forpligtelsen til årligt at opnå 1,5 pct. nye energibesparelser gælder i det eksisterende energieffektiviseringsdirektiv kun frem til 2020. Kommissionen har fremsat forslag om, at det skal gælde frem til 2030. Dette forslag er ikke indarbejdet i frozen policy tilgangen.

## 2.2 Behandling af usikkerheder

Det er en grundantagelse i disse fremskrivninger, at usikkerheden stiger desto større tidsmæssig afstand der er fra i dag til fremskrivningstidspunktet. Årsagen er, at det vurderes, at de parametre, som fremskrivningerne er afhængige af, vil have et gradvist større sandsynligt udfaldsrum, jo længere frem i fremskrivningsperioden vi kommer. Dertil kommer, at den afvigelse i resultaterne, som en afvigelse i parametrene afstedkommer, typisk vil akkumuleres over tid.

BF17 indeholder kun ét centralt estimat for udviklingen i energiforbrug, CO2 udledning mm. Samtidig er fremskrivningsperioden i BF17 længere end i Basisfremskrivning 2015, hvor der med 3 forskellige sandsynlige fremskrivninger var udspændt et udfaldsrum for resultaterne. BF17 har således på trods af et større sandsynligt udfaldsrum, kun dette ene centrale forløb.

For at sikre, at usikkerheden bliver afspejlet i resultaterne, opstilles der for hver sektor en række parametre, som er vigtige for sektorens resultater. Disse parametre varieres indenfor, hvad der vurderes at være et sandsynligt udfaldsrum for hver parameter, og de maksimale afvigelser, som kommer af denne variation, angives som den sandsynlige variation i sektorens resultater. I flere sektors resultater anvendes variation i den økonomiske vækst. Her skal det understreges, at der ikke foreligger en vurdering af udfaldsrummet for den økonomiske vækst, og der er således ikke vurderet, om den indlagte variation for den økonomiske vækst ( $\pm 0,25$  %/år) kan betragtes som sandsynlig.

I visse modeller, som knytter sig til de forskellige sektorer, er der et relativt stort antal parametre, som kan varieres. Variation i alle parametre mod et maksimalt eller minimalt resultat i en model med mange frie parametre vil almindeligvis være mindre sandsynligt end et tilsvarende resultat for en sektor med få parametre. I modeller med større antal parametre er parametrene derfor ikke alle varieret mod et maksimalt eller minimalt resultat. Det er herigennem tilstræbt, at det konfidensinterval, som udfaldsrummet udspænder for hver sektor, er nogenlunde sammenligneligt.

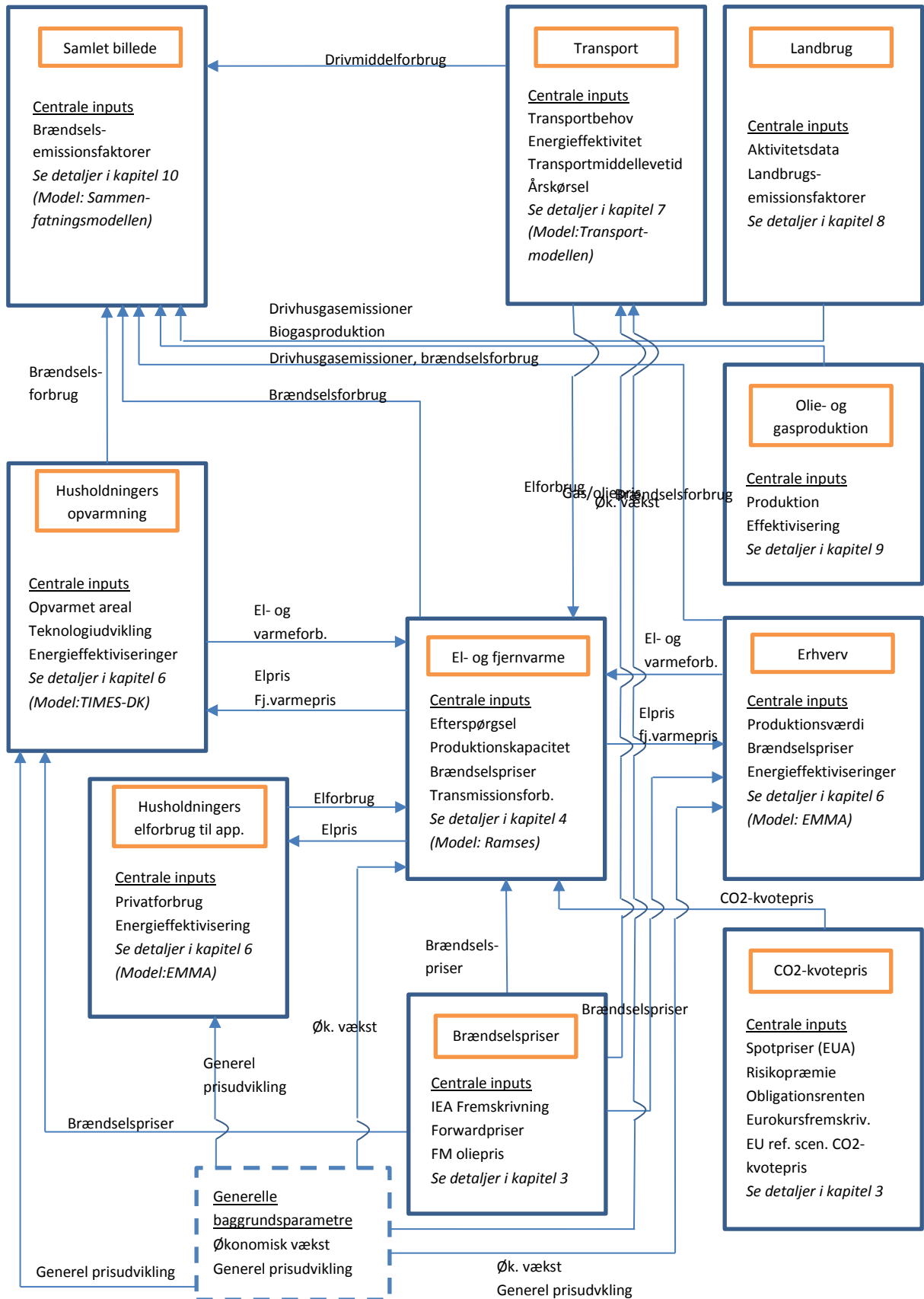
I gennemgangen af hver sektor er der beskrevet hvilke parametre, som er varieret, og hvordan disse er varieret i resultaterne.

I de samlede resultater fremkommer minimum og maksimum for hele energisystemet ved at anvende hhv. minimum- og maksimumresultaterne for hver sektor. Det skal i denne sammenhæng understreges, at på trods af, at flere af de samme parametre går igen i flere af modellerne, er det ikke tilstræbt, at variationen i en parameter værdi er den samme i alle sektors maksimum eller minimumsresultater. Det er således muligt, at en parameter varieres til minimumværdien for at give et maksimumresultat i en sektor, men at samme parameter samtidig varieres til maksimumværdien for at give et maksimumresultat i en anden sektor. Dette betyder med andre ord, at der i de samlede resultater ikke er sikret at alle parametre varierer konsistent i modellerne for sektorerne. Grunden til at denne potentielle inkonsistens er accepteret er, at maksimum og minimumsresultaterne for en sektor ikke her forstås som et specifikt scenarie med bestemte værdier for de underliggende parametre, men snarere som et udtryk for en sandsynlig variation i sektorens resultater, uden hensyntagen til hvilke parametre som forårsager denne variation.

Tilgangen til behandling af usikkerheder er relativt simpel. Beskrivelsen af usikkerheder er et område, som der vil blive arbejdet videre med i kommende fremskrivninger.

## 2.3

## Modeller anvendt i BF og deres sammenspil



Figuren ovenfor viser samspil mellem områder omfattet af en eller flere modeller. Figuren viser således, hvor forskellige parametre bliver genererede, og i hvilke områder de anvendes. Herudover ses for hvert område, hvilke centrale udefrakommende inputs som anvendes.

Som vist i figuren, er den overordnede tilgang, at hvert område direkte eller indirekte leder til et ressourceforbrug. Dette ressourceforbrug samles i Sammenfatningsmodellen (se boksen 'Samlet billede' i figuren), hvorudfra der på baggrund af brændselsemissionsfaktorer kan udregnes en drivhusgasemission og energiforbrug fordelt på sektorer. Se kapitel 10 for mere information om Sammenfatningsmodellen.

I de følgende kapitler vil beregningerne foretaget i samtlige områder i ovenstående figur blive gennemgået.

## 2.4 Generelle baggrundsparmetre

Som det kan ses i figuren i afsnit 2.3, anvendes der i mange forskellige områder fremskrivninger af den økonomiske vækst og den generelle prisudvikling. Disse to fremskrivninger er ikke foretaget af Energistyrelsen, men kan ses som eksterne fremskrivninger anvendt direkte i Energistyrelsens modeller.

Forudsætningerne om økonomisk vækst, privat forbrug og prisudvikling, der er anvendt i BF17, er baseret på den strukturelle økonomiske fremskrivning fra Finansministeriets i forbindelse med fremlæggelsen af Finanslovsforslag 2017. Det skal bemærkes, at den økonomiske fremskrivning er foretaget før den store revision af BNP, som blev offentliggjort i november 2016, der væsentligt opjusterede den økonomiske vækst i en række historiske år.

I forhold til den gennemsnitlige årlige vækst i BNP forventes det, at den bliver 1,6 pct. frem mod 2020, mens den årlige vækst forventes på 1,1-1,4 pct. efter 2020. I BF17 beregnes erhvervenes energiforbrug på baggrund af erhvervenes underliggende produktion udtrykt ved de underliggende produktionsværdier, mens det er BVT deflatoren, der anvendes som indikator for prisudviklingen. For husholdningerne er det udviklingen i privatforbruget rensset for udgifter til boligbenyttelsen, der bruges som indikator for apparatforbruget.

Gennemsnitlig årlig vækst, pct.	2015-2020	2020-2025	2025-2030
BNP	1,6	1,4	1,1
Privat forbrug*	2,3	1,7	1,5
BVT deflator	1,8	2,0	2,0

**Tabel 1: Udvikling i økonomiske nøgletal. Finansministeriets lange fremskrivning, FFL17. \*Privat forbrug er ekskl. boligydelse.**

### 3 Brændsels- og CO<sub>2</sub>-kvotepriser

Dette kapitel præsenterer de brændsels- og CO<sub>2</sub>-kvotepriser, der anvendes i Basisfremskrivning 2017, og hvordan disse er fremkommet. Brændselspriserne anvendes i alle øvrige sektorer beregnet i Basisfremskrivningen. Kvotepriserne anvendes udelukkende i el- og fjernvarmesektoren, samt i erhvervenes brændselspriser til at bestemme erhvervslivets energiforbrug.

Brændsels- og kvotepriserne er i rapporten inddelt i tre kategorier:

- Priser på fossile brændsler (kul, olie og naturgas)
- Biomassepriser (halm, træflis og træpiller)
- CO<sub>2</sub>-kvotepriser for EU-ETS.

For hver kategori gennemgås metode, inputs og resultater. Udover det centrale forløb er der for hvert brændsel beregnet høje og lave niveauer for prisen. Disse forløb indgår i følsomhedsanalyser i husholdninger og erhverv og el- og fjernvarme.

#### 3.1 Afgrænsning

Denne baggrundsrapport omfatter skøn og fremskrivning af brændselspriser og kvotepriser fra 2016 til 2030.

Priserne fastsættes an forbrugssted, det vil sige an kraftværk, an værk og an forbruger. Der fremskrives priser for både fossile brændsler og for fast biomasse (træpiller, træflis og halm).

Desuden skønnes priser for CO<sub>2</sub>-kvoter fra 2016-2030.

#### 3.2 Håndtering af frozen policy

Der er generelt få konflikter med frozen policy for brændselspriser og CO<sub>2</sub>-kvotepriser. Der er dog to mulige problematiske områder:

Fremskrivningen af de fossile brændselspriser tager udgangspunkt i IEA's New Policies-scenarie. Det bryder med antagelsen om frozen policy for national politik, da New Policies-scenariet antager, at verden, og herunder også Danmark, følger politiske forpligtelser og planer, som er annonceret men endnu ikke implementeret. Det er dog et ret ubetydeligt brud med antagelsen om frozen policy, som ikke vurderes at have praktisk betydning, idet indflydelsen fra Danmarks nationale politik på resten af verden (fx markedspriser på olie) er meget lille.

Til brug for følsomhedsanalyser af basisfremskrivningens resultater, anvendes både høje og lave niveauer for brændsels- og kvotepriser. Det høje prisniveau for CO<sub>2</sub>-kvotepriserne er fra EU's referencescenarie 2016. Det er ikke undersøgt, om antagelser og politikker lagt ind i EU's referencescenarie bryder med antagelsen om frozen policy for dansk national politik.

Herudover skal det nævnes, at den danske basispris på naturgas historisk set ligger noget lavere end det europæiske gennemsnit. Dette skyldes, at den danske pris på naturgas ofte bestemmes af den indenlandske produktion. Danmark vurderes dog at blive pristager på naturgas, efterhånden som naturgasproduktionen i Nordsøen reduceres, og Danmark ikke længere vil være nettoeksportør af gas.

Danmark skønnes at være nettoeksportør af gas til efter 2035, hvis både de teknologiske ressourcer og efterforskningsressourcerne medregnes. Derfor er det valgt at udfase prisforskellen for naturgas over tid, sådan at den danske importpris på naturgas antages lig det europæiske gennemsnit i 2035. Dette er ikke et brud med antagelsen om frozen policy, idet udfasningen af prisforskellen ikke er resultat af en bestemt politik, men derimod bunder i en vurdering af markedets fremtidige udvikling.

### 3.3 Priser for fossile brændsler

Oliemarkedet har de seneste år været præget af store prisudsving. Efter at have nået et rekordhøjt niveau på 132 \$/tønne i juli 2008, lige før finanskrisen, faldt prisen drastisk i forbindelse med krisen, men genvandt hurtigt sit høje niveau. I perioden 2011 til medio 2014 observeredes der priser på et niveau over 100 \$/tønne, mens priserne fra anden halvdel af 2014 faldt til ca. 60 \$/tønne. Dette niveau er dog ikke lavt, hvis det sammenlignes med prisniveauet fra midt-1980'erne til 2000. Olieprisen blev på et relativt lavt niveau på 40-70 \$/tønne i hele 2015. I starten af 2016 kom olieprisen ned på 30 \$/tønne, og kravlede op til ca. 55 \$/tønne i slutningen af året.<sup>2</sup>

Faldet i olieprisen i 2014 skyldes, at olieudbuddet var større end efterspørgslen. Udbuddet var højt på grund af den ekstraordinære stigning i skiferolieudvinding i USA samt på grund af OPEC-landenes beslutning om ikke længere at begrænse deres olieproduktion. Overudbuddet har betydet et fald i investeringer i opstrømsprojekter for olie og gas. Investeringer, der allerede er under opførelse, vil blive koblet til nettet i løbet af de næste fem år, men projekter med et længere sigte er blevet beskåret. De lavere oliepriser, som følger af overudbuddet, har været medvirkende til den største stigning i den globale efterspørgsel efter olie, som man har set de seneste fem år.<sup>3</sup>

På naturgasmarkedet findes der ikke en global markedspris, som der for eksempel gør for olie. Prisen på naturgas bestemmes i stedet af regionale forhold, og derfor kan der også observeres store forskelle i priserne mellem USA, Europa og Asien. Det manglende globale marked skyldes, at gas langt overvejende transporteres via rørledninger, og i høj grad handles på langtidskontrakter og dermed ikke på et spotmarked. Sammen med høje omkostninger og lange tidshorisoner for at bygge ny infrastruktur medfører det, at der er en vis træghed i at skabe en global pris på naturgas. Der sker dog en konvergens mellem de regionale markeder, som skyldes en større tilgængelighed af LNG, der kan handles mellem regionale markeder.<sup>4</sup>

Væksten i det globale naturgasforbrug er faldet markant i de senere år. I både EU og Asien har naturgas svært ved at vinde fodfæste over for kul og vedvarende energi. De regionale priser på naturgas er faldet i hele verden som følge af robuste LNG-forsyninger, aftagende vækst i efterspørgslen, lave oliepriser og en stor tilgængelighed af skifergas i Nordamerika. Der er dog kun få tegn på, at de lavere priser udløser en øget efterspørgsel i Europa og Asien, enten fordi naturgas stadig ikke er konkurrencedygtig i forhold til andre brændsler, eller på grund af manglende markeder og infrastruktur. I Nordamerika har de lave gaspriser dog resulteret i en ny runde af skift fra kul til gas i elsektoren. For første gang blev der i USA i 2015 produceret lige så meget elektricitet fra gas som fra kul. I Europa forventes det, at priserne på gas vil være nogenlunde uændrede frem mod 2020, hvorefter de vil stige svagt frem mod 2040.<sup>5</sup>

---

<sup>2</sup> EIA (2017).

<sup>3</sup> IEA (2016).

<sup>4</sup> Energistyrelsen (2015).

<sup>5</sup> IEA (2016).

Kulmarkedet består ligesom gasmarkedet af flere regionale markeder, og der findes således heller ikke en global markedspris for kul. De regionale kulpriser er generelt under pres og har været faldende de sidste fire år. Kulpriserne er dog steget lidt igen siden starten af 2016, primært på grund af nedskæringer af kapaciteten i Kina. De faldende kulpriser er dog gået hårdt ud over kulindustrien i både Kina og USA, og der findes stadig overskudskapacitet i disse lande. I 2015 faldt den globale efterspørgsel på kul for første gang siden slutningen af 1990'erne. Kinas kulforbrug fladede ud i 2014, og forventes at være faldet med 3 pct. i 2015. Fremtiden for kul som et vigtigt brændsel er stadig mere usikker i kølvandet på COP21 i Paris på grund af mange landes annonceringer om at føre en strengere klimapolitik. Selvom landenes ambitionsniveau varierer, så er det vanskeligt at opnå de langsigtede målsætninger i Paris-aftalen om at begrænse den globale temperaturstigning uden at reducere brugen af kul.<sup>6</sup>

### 3.3.1 Overordnet metode

Metoden til fremskrivning af de danske priser for fossile brændsler an forbrugssted er udviklet af Ea Energianalyse i 2013.<sup>7</sup> I foråret 2016 var der en proces mellem Finansministeriet, Skatteministeriet og Energistyrelsen, hvor man blev enige om en række tilpasninger til metoden fra Ea Energianalyse.

Metoden, der anvendes til fremskrivning af de danske priser for fossile brændsler an forbrugssted til basisfremskrivningen 2016, består af tre trin:

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

Trin 1 tager udgangspunkt i to prisforløb:

- Internationale IEA-priser: historiske priser for 1990-2015 og fremskrevne priser fra IEA's World Energy Outlook New Policies-scenarie for 2016-2040.<sup>8</sup>
- Danske basispriser: historiske basispriser<sup>9</sup> for 1990-2014.

Danske basispriser sammenlignes med internationale IEA-priser i perioden 2000-2014. Den gennemsnitlige forskel mellem de to priser for hele perioden lægges til den fremskrevne IEA-pris for det enkelte år for at opnå et langsigtet forløb for danske importpriser.

---

<sup>6</sup> IEA (2016).

<sup>7</sup> Metoden beskrives mere detaljeret i Ea Energianalyse (2014a) og Ea Energianalyse (2014b).

<sup>8</sup> Til og med 2010 er priserne fra IEA Energy Prices and Statistics. Priser efter 2010 er fra IEA's World Energy Outlook for henholdsvis 2012, 2013, 2014, 2015 og 2016.

<sup>9</sup> Basispriser er markedspriser fratrukket produktskatter som moms og punktafgifter og tillagt produktsubsidier.

Trin 2 fastlægger et konvergensforløb mellem forwardpriser og langsigtede danske importpriser for at opnå en bedre sammenhæng mellem aktuelle markedsforventninger på kort til mellemlangt sigt og prisudviklingen på længere sigt.

Trin 3 beregner eller estimerer pristillæg og -fradrag, fx i form af transportomkostninger, produktionsomkostninger og avanceelementer. Disse tillæg skal lægges til den danske importpris for at få den danske brændselspris an forbrugssted.

For at priser og tillæg kan være så opdaterede som muligt, genberegner Energistyrelsen hvert år værdier baseret på historiske tal og statistik, det vil sige punkt 1 og dele af punkt 3 ovenfor. Værdier baseret på omkostninger, estimerer osv. baseres på Ea Energianalyses beregninger fra 2013, men fremskrives til dette års prisniveau.

Nedenfor gennemgås de enkelte inputs mere detaljeret.

### 3.3.2 Input

#### 3.3.2.1 *Langsigtede verdensmarkedspriser*

De fossile brændselspriser tager udgangspunkt i prisantagelser fra Det Internationale Energiagenturs (IEA's) World Energy Outlook fra november 2016. I World Energy Outlook (WEO) opstiller IEA forventninger til priser på kul, råolie og naturgas i 2020, 2030 og 2040 i forskellige policy scenarier, som anvender forskellige antagelser om verdens forbrug af fossile brændsler.

Energistyrelsens prognoser for kul, olie- og naturgaspriser tager udgangspunkt i New Policies-scenariet fra IEA og i Finansministeriets olieprisskøn, som også er baseret på New Policies-scenariet.

New Policies-scenariet er IEA's centrale scenarie for udviklingen i bl.a. priser på fossile brændsler og CO<sub>2</sub>-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.

Faste priser (USD 2015)	Enhed	2015	2020	2030	2040
Kul, OECD steam coal imports	USD/ton	57	63	74	77
Råolie, IEA crude oil imports	USD/tønne	51	79	111	124
Naturgas, Europe imports*	USD/Mbtu	7,7	7,8	11,4	12,7

**Tabel 2: Priser på fossile brændsler i IEA's New Policies-scenarie<sup>10</sup>. \* IEA angiver naturgasprisen ift. øvre brændværdi, men i tabellen er naturgasprisen angivet ift. nedre brændværdi, svarende til 11 kWh/Nm, da dette er standard i Danmark.<sup>3</sup>**

IEA-priserne i tabellen ovenfor omregnes til et forløb for hele fremskrivningsperioden (2016-2040) gennem følgende trin:

- De faste priser i USD for 2015, 2020, 2030 og 2040 omregnes til løbende priser ved at anvende IMF's inflationsforventninger til de gennemsnitlige forbrugerpriser for USA til og med 2021. Efter 2021

<sup>10</sup> IEA (2016).



anvendes en inflationsforventning på 2 pct., svarende til Federal Reserves mål for inflationen på mellemlangt sigt.<sup>11</sup>

- Der veksles til priser i danske kroner ved brug af dollarkursen fra grundforløbet til 2025-planen.
- De forskellige enheder (pr. ton, tønne og MBtu) omregnes til GJ.<sup>12</sup>
- For at få en fremskrevet pris for hvert enkelt år, anvendes lineær interpolation mellem priserne i 2015, 2020, 2030 og 2040.
- Til sidst omregnes de løbende priser til faste 2016-priser.

Disse forløb beregnes udelukkende for priser på kul og naturgas. Prisen på råolie følger Finansministeriets metode, som forklares nærmere i et separat afsnit nedenfor.

### 3.3.2.2 *Historiske danske basispriser og historiske IEA-priser for kul og naturgas*

Forløbene for IEA-priserne angiver verdensmarkedspriser på kul og naturgas. For at få den danske importpris (CIF-pris<sup>13</sup>) på brændslerne, skal der lægges et tillæg til verdensmarkedsprisen, som dækker transport frem til den danske grænse. Et estimat for dette tillæg findes ved at sammenligne historiske danske basispriser på energi med historiske IEA-priser. Prisforskellen må udtrykke et rimeligt estimat for dette tillæg.

De historiske danske basispriser for brændsler for 2000-2014 beregnes på baggrund af energiregnskabet fra Danmarks Statistik.<sup>14</sup> Basispriserne afspejler de faktiske pengestrømme knyttet til forbrug af brændsler i den danske økonomi i et givent år. Den gennemsnitlige forskel mellem danske basispriser og IEA-priser for 2000-2014 er angivet i tabellen nedenfor. Denne prisforskel lægges til verdensmarkedspriserne fra IEA for at få den danske importpris for brændslerne.

2016 DKK/GJ	Prisforskel til IEA-priser
Kul	0,3
Naturgas	-13,2 <sup>15</sup>

**Table 3: Gennemsnitlig prisforskel for 2000-2014 mellem danske basispriser og IEA-priser for kul og naturgas.**

Historisk set ligger den danske basispris for kul generelt lidt højere end IEA-prisen. Den danske basispris for gas ligger til gengæld noget lavere end IEA-prisen. Dette peger på, at prisniveauet for naturgas i Danmark generelt er lavere end det europæiske gennemsnit, hvilket skyldes at prisen ofte bestemmes af den indenlandske produktion. Det er vurderet, at denne prisforskel gradvist bør udfases frem mod 2035 i

<sup>11</sup> IMF (2016) og Federal Reserve (2016).

<sup>12</sup> Se de anvendte omregningsfaktorer i bilag 3.

<sup>13</sup> Cost, insurance and freight – pris for varer leveret til destinationshavnen.

<sup>14</sup> Energiregnskabet er baseret på de samme definitioner og klassifikationer som nationalregnskabet, og knytter derved energidata sammen med nationalregnskabet. Energiregnskabet opgøres både i mængder og priser. Ved at dele de faktiske pengestrømme knyttet til et brændsel med forbruget af dette brændsel, fås basisprisen for brændslet.

<sup>15</sup> I modelberegningerne bag Basisfremskrivningen 2016 anvendes prisforskellen -11,6 DKK/GJ for naturgas som resultat af foreløbige beregninger med unøjagtigheder. Der er så lille effekt på importpriser og priser an forbrugssted (< 2 pct.), at forskellen ikke vurderes at have betydning for basisfremskrivningens resultater.

fremskrivningen af brændselspriserne, således at den danske importpris på gas bliver lig IEA-prisen i 2035. Dette skyldes, at Danmark vurderes at blive pristager på naturgas, efterhånden som naturgasproduktionen i Nordsøen reduceres, og Danmark ikke længere vil være nettoeksportør af gas.

### 3.3.2.3 *Forwardpriser og priser for 2016 for kul og naturgas*

Forwardpriserne anvendes for at opnå bedre sammenhæng mellem aktuelle markedsforventninger og prisudviklingen på længere sigt. Der anvendes forwardpriser for kul og naturgas indhentet den 23. november 2016 fra montel.no. Forwardpriser findes for kul til og med 2022 og for naturgas til og med 2020. Efter disse årstal vokser den seneste forwardpris med samme udviklingstakt som den danske inflation fra grundforløbet for 2025-planen.<sup>16</sup>

Priser for 2016 er et vægtet gennemsnit mellem realiserede og estimerede priser. Den realiserede pris for kul angives pr. måned. Kulprisen for 2016 består af et gennemsnit af realiserede priser for januar til og med oktober (vægt 10/12) plus et gennemsnit af de seneste tre måneders priser (vægt 2/12).<sup>17</sup> Prisen for naturgas angives pr. dag. Naturgasprisen for 2016 består af et gennemsnit af realiserede priser til og med 20. oktober (vægt 328/365) plus et gennemsnit af de seneste ti dages priser (vægt 37/365).<sup>18</sup>

Forwardpriser	Enhed	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Kul	USD/ton	64,6	67,7	61,0	60,0	60,3	60,6	60,8
Naturgas*	EUR/MWh	15,6	18,4	18,8	19,0	19,1	-	-

**Tabel 4: Forwardpriser for kul og naturgas for 2016-2020/2022. Angivet i løbende priser. Kilde: montel.no. \* Naturgasprisen er angivet ift. nedre brændværdi, svarende til 11 kWh/Nm, da dette er standard i Danmark.**

Forwardpriserne omregnes til den fælles enhed, som anvendes for brændselspriserne, som er faste 2016-kroner pr. GJ.

### 3.3.2.4 *Konvergensforløb for kul og naturgas*

Forwardpriserne og de langsigtede priser for kul og naturgas sammenvejes ved brug af en metode fastlagt af Finansministeriet. Fra 2016 til 2020 er forløbet et vægtet gennemsnit mellem forwardpriser og IEA-priser med stigende vægt til IEA-prisen. Fra 2021 og frem anvendes samme udviklingstakt som i IEA's priser, men med udgangspunkt i den vægtede pris for 2020.

Vægtning af IEA-priser	2016	2017	2018	2019	2020
Kul og naturgas	0 %	0 %	0 %	25 %	50 %

**Tabel 5: Vægtning mellem IEA-priser og forwardpriser i konvergensforløbet. Tabellen angiver vægtningen af IEA's priser.**

### 3.3.2.5 *Pris på råolie*

Til basisfremskrivningen 2016 anvendes Finansministeriets olieprisskøn fra november 2016.<sup>19</sup>

<sup>16</sup> Se den anvendte deflator i bilag 3.

<sup>17</sup> Kilde til realiserede priser er McCloskey's Coal Report nævnt i Verein der Kohlenimporteure (2016).

<sup>18</sup> Kilde til realiserede priser er daglige referencepriser for naturgas på Gaspool, tilgængelig på NetConnect Germanys hjemmeside.

<sup>19</sup> Metoden beskrives nærmere i bilag 2.

I beregningen af olieprisen anvendes udelukkende forwardpriserne de første ca. fire måneder. Derefter beregnes en vægtet pris mellem forwardpriserne og 2020-skønnet fra IEA's New Policies-scenarie frem til og med 2020, hvor de to priser tillægges lige stor vægt (50 pct.). Fra 2020 vokser den resulterende oliepris i 2020 med vækstraterne fra IEA's New Policies-scenarie frem til 2040.

Finansministeriets skøn for olieprisen ses i Tabel 6 nedenfor.

### 3.3.2.6 *Yderligere pristillæg for at opnå prisen an forbrugssted*

Ovenfor blev de langsigtede forløb for danske importpriser for kul, naturgas og råolie bestemt. For at opnå priser an forbrugssted, skal lægges yderligere en række faktorer til importpriserne. Der tages udgangspunkt i observerede priser i hele leverandørkæden for at kvalificere forskellen mellem de estimerede danske importpriser og de observerede danske priser an forbrugssted gennem skøn over omkostninger til transport, lager og avancer. De observerede priser findes i energiregnskabet fra Danmarks Statistik for 2000-2014. Nedenfor gennemgås kort de tillæg, der er identificeret og estimeret for henholdsvis kul, råolie og naturgas.

Importprisen på kul skal tillægges omkostninger for transport fra importhavnen og hen til det enkelte kraftværk i Danmark.

Råolie kan omdannes til en række olieprodukter, fx benzin, diesel og fyringsolie. Råolien skal først raffineres, så derfor skal importprisen på råolie tillægges omkostninger til raffinering og en raffineringsmargen. Disse to faktorer er ens for alle olieprodukter. Dernæst er der tillæg i form af produktpræmier, distributionsomkostninger og salgsmargener. Disse tre faktorer varierer for de forskellige olieprodukter. Endelig er der et tillæg til biobrændstof.

Importprisen på naturgas skal tillægges omkostninger til transmission og distribution, så naturgassen kan nå ud til slutbrugeren. Desuden skal prisen for husholdninger og værker tillægges en salgsmargen. Kraftværker kan købe gas direkte på engrosmarkedet og pådrager sig derfor ikke salgsmargener fra detaileddet.

## 3.3.3 **Resultater**

### 3.3.3.1 *Fremskrevne importpriser*

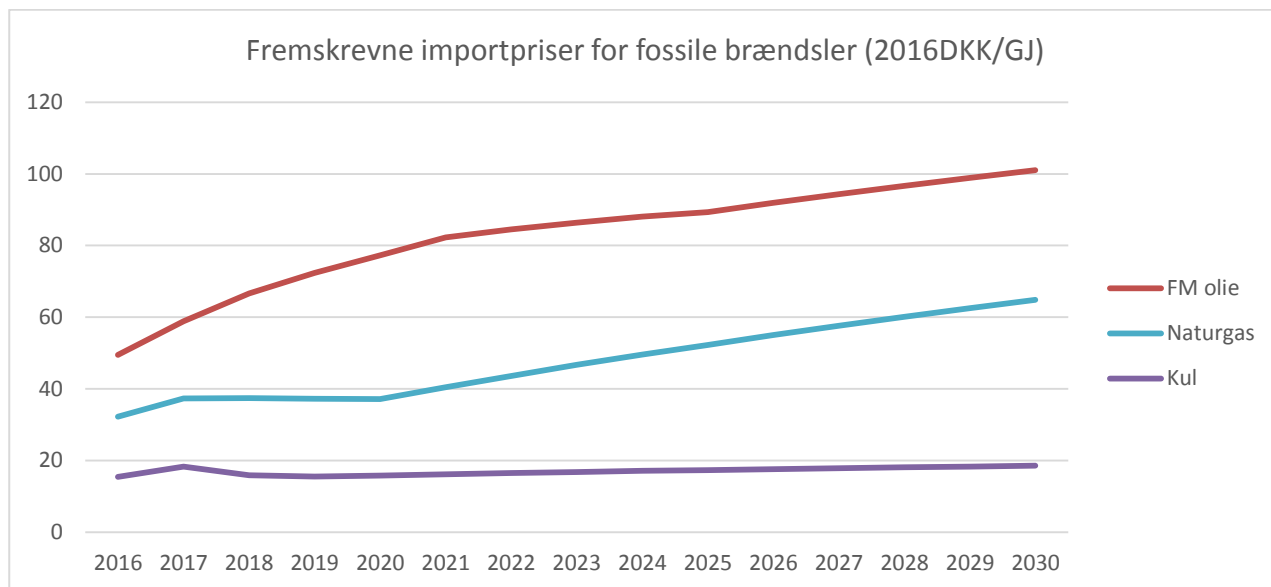
2016 DKK/GJ	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
FM olie	49,5	58,9	66,6	72,3	77,3	82,3	84,5	86,4	88,1	89,3	91,9	94,4	96,7	98,9	101,0
Kul	15,4	18,3	15,9	15,5	15,8	16,1	16,5	16,8	17,1	17,3	17,6	17,9	18,1	18,3	18,5
Naturgas <sup>20</sup>	32,2	37,3	37,4	37,3	37,1	40,4	43,6	46,7	49,6	52,3	55,0	57,6	60,1	62,5	64,9

**Tabel 6: Fremskrevne importpriser for kul, råolie og naturgas for perioden 2016-2030, angivet i 2016-kroner pr. GJ.**

<sup>20</sup> Importpriserne for naturgas angivet i tabellen afviger en smule fra importpriserne anvendt i Basisfremskrivningen 2016 på grund af en foreløbig beregning med unøjagtigheder (se Tabel 2). Importpriser for naturgas anvendt i Basisfremskrivningen 2016 ses i Tabel 6.

2016 DKK/GJ	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Naturgas	32,2	37,3	37,4	37,6	37,8	40,9	44,0	46,9	49,7	52,3	54,9	57,3	59,7	62,0	64,3

Tabel 7: Fremskrevne importpriser for naturgas anvendt i Basisfremskrivningen 2017.



Figur 2: Fremskrevne importpriser for kul, råolie og naturgas for perioden 2016-2030, angivet i 2016-kroner pr. GJ.

### 3.3.3.2 Tillæg til de danske importpriser

Tabellen nedenfor viser en oversigt over de estimerede tillæg til de danske importpriser. Alle tillæg holdes konstante i hele fremskrivningsperioden.

DKK2016/GJ		Transportomkostninger						Tillæg i alt
<b>Kul</b>	an kraftværk	0,35						<b>0,35</b>
<b>Olieprodukter</b>		Raffinerings- omkostninger	Raffinerings- margen	Produktpræmie	Distributions- omkostninger	Salgsmargen	Tillæg ifm. biobrændsler	<b>Tillæg i alt</b>
Benzin	an forbruger	8,5	4,2	5,7	16,4	20,1	3,3	<b>58,2</b>
Diesel	an forbruger	8,5	4,2	7,4	15,1	14,6	3,8	<b>53,7</b>
Fyringsolie	an forbruger	8,5	4,2	7,4	5,1	24,6	-	<b>49,8</b>
Gasolie	an værk	8,5	4,2	7,4	3,3	11,1	-	<b>34,6</b>
Gasolie	an kraftværk	8,5	4,2	7,4	2,2	-	-	<b>22,3</b>
Fuelolie	an kraftværk	8,5	4,2	-30,1	2,2	-	-	<b>-15,2</b>
JP1	an lufthavn	8,5	4,2	3,2	2,2	-	-	<b>18,1</b>
<b>Naturgas</b>		Transmissionstarif		Distributionstarif		Salgsmargen		<b>Tillæg i alt</b>
	an forbruger	2,5		22,4		10,3		<b>35,2</b>
	an værk	2,6		5,9		0,8		<b>9,3</b>
	an kraftværk	2,6		-		-		<b>2,6</b>

Tablet 8: Oversigt over tillæg til importpriserne.

### 3.3.3.3 Fossile brændselspriser an forbrugssted i basisfremskrivningen 2017

Tabellen viser en oversigt over de fossile brændselspriser an forbrugssted.

Kr./GJ (faste 2016-priser)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<b>An kraftværk</b>															
Kul	15,8	18,7	16,2	15,9	16,1	16,5	16,8	17,2	17,4	17,7	18,0	18,2	18,4	18,7	18,9
Fuelolie	34,3	43,7	51,4	57,1	62,1	67,1	69,3	71,2	72,9	74,1	76,7	79,2	81,5	83,7	85,8
Gasolie	71,8	81,2	89,0	94,6	99,6	104,6	106,8	108,7	110,4	111,7	114,3	116,7	119,0	121,2	123,3
Naturgas*	34,8	39,9	39,9	39,8	39,7	43,0	46,2	49,2	52,1	54,8	57,6	60,2	62,7	65,1	67,5
<b>An fjernvarmeværk</b>															
Gasolie	84,0	93,4	101,2	106,9	111,8	116,8	119,1	121,0	122,6	123,9	126,5	128,9	131,2	133,5	135,6
Naturgas*	41,5	46,6	46,6	46,5	46,4	49,7	52,9	55,9	58,8	61,5	64,3	66,9	69,4	71,8	74,2
<b>An forbruger</b>															
Benzin	107,7	117,1	124,8	130,5	135,5	140,5	142,7	144,6	146,3	147,5	150,1	152,6	154,9	157,1	159,2
Diesel	103,1	112,5	120,3	126,0	130,9	135,9	138,1	140,1	141,7	143,0	145,6	148,0	150,3	152,6	154,7
Fyringsolie	99,3	108,7	116,5	122,1	127,1	132,1	134,3	136,2	137,9	139,2	141,8	144,2	146,5	148,7	150,8
JP1	67,6	77,0	84,7	90,4	95,4	100,4	102,6	104,5	106,2	107,5	110,0	112,5	114,8	117,0	119,1
Naturgas*	67,4	72,5	72,6	72,5	72,4	75,6	78,8	81,9	84,8	87,5	90,2	92,8	95,3	97,7	100,1

**Tabel 9: Oversigt over priser på fossile brændsler an forbrugssted. \*Priserne an forbrugssted for naturgas angivet i tabellen afviger en smule fra naturgaspriserne an forbrugssted anvendt i Basisfremskrivningen 2017 på grund af en foreløbig beregning med unøjagtigheder (se Tabel 2). Naturgaspriser an forbrugssted anvendt i Basisfremskrivningen 2017 ses i Tabel 9.**

Kr./GJ (faste 2016-priser)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<b>An kraftværk</b>															
Naturgas	34,8	39,9	39,9	40,2	40,3	43,5	46,5	49,5	52,2	54,8	57,4	59,9	62,3	64,6	66,9
<b>An fjernvarmeværk</b>															
Naturgas	41,5	46,6	46,6	46,9	47,0	50,2	53,2	56,2	58,9	61,5	64,1	66,6	69,0	71,3	73,6
<b>An forbruger</b>															
Naturgas	67,4	72,5	72,6	72,8	73,0	76,1	79,2	82,1	84,9	87,5	90,1	92,6	94,9	97,3	99,5

Tabel 10: Priser an forbrugssted for naturgas anvendt i Basisfremskrivningen 2017.

### 3.3.3.4 Følsomhedsanalyse

For at undersøge følsomheden af basisfremskrivningens resultater i forhold til ændringer i priser på fossile brændsler, er der lavet to følsomheder med henholdsvis lavere og højere niveauer for importpriser på fossile brændsler.

Følsomheden med det lave prisniveau er udelukkende baseret på forwardpriser for kul, råolie og naturgas. Der findes forwardpriser frem til 2020 (naturgas) og 2022 (kul og råolie). Efter disse årstal vokser de seneste forwardpriser med samme udviklingstakt som den danske inflation.

Følsomheden med det høje prisniveau er baseret på priser for kul, råolie og naturgas fra IEA's Current Policies-scenarie fra WEO 2016.<sup>21</sup> I 2016 er følsomheden med de høje priser dog sat lig priserne for det centrale forløb for at have et fælles udgangspunkt.

Alle tillæg og prisforskelle til IEA-priser er fastholdt i fastlæggelsen af følsomhederne, således at det kun er importprisen for de fossile brændsler, som ændres i forhold til priserne fra det centrale forløb.

2016 DKK/GJ	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<b>Følsomhed Lave priser</b>															
Kul	15,4	18,3	15,9	15,0	14,4	14,2	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0
Råolie	49,7	58,3	59,0	58,2	57,1	57,4	57,7	57,7	57,7	57,7	57,7	57,7	57,7	57,7	57,7
Naturgas	32,2	37,3	37,4	37,1	36,3	36,3	36,3	36,3	36,3	36,3	36,3	36,3	36,3	36,3	36,3
<b>Følsomhed Høje priser</b>															
Kul	15,4	17,1	17,3	17,5	17,7	18,2	18,7	19,1	19,6	20,0	20,4	20,7	21,1	21,4	21,7
Råolie	49,5	78,7	84,8	90,5	95,9	102,0	107,9	113,5	118,8	123,7	128,6	133,2	137,6	141,8	145,8
Naturgas <sup>22</sup>	32,2	38,2	38,6	39,0	39,3	43,1	46,9	50,4	53,8	57,0	60,2	63,2	66,1	69,0	71,7

Tabel 11: Følsomheder med høje og lave prisniveauer for importpriser for fossile brændsler.

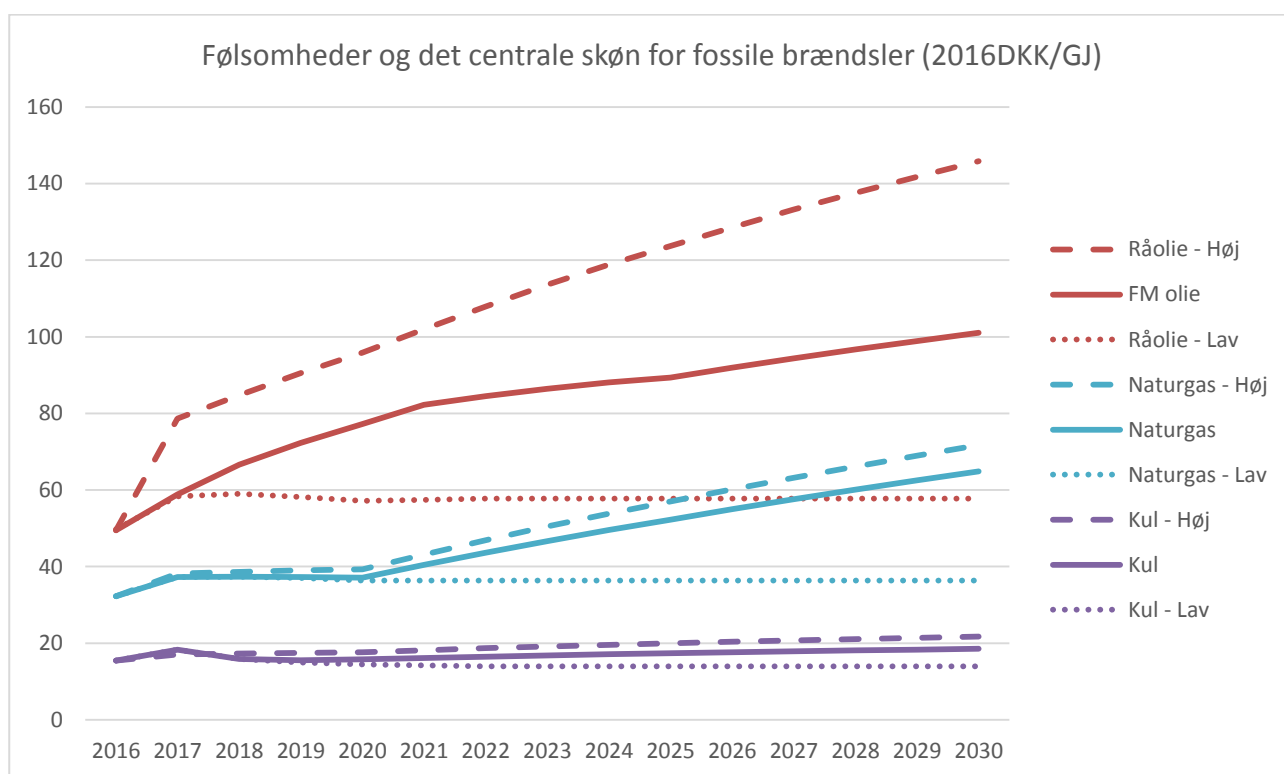
2016 DKK/GJ	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<b>Følsomhed Høje priser</b>															
Naturgas - Høj	32,2	39,6	40,0	40,3	40,5	44,3	47,9	51,4	54,7	57,8	60,9	63,9	66,7	69,5	72,1

Tabel 12: Følsomhed med højt prisniveau for importprisen på naturgas anvendt i Basisfremskrivningen 2017.

<sup>21</sup> Current Policies-scenariet medtager kun de politikker, som allerede er vedtaget eller støttet af specifik implementering medio 2016. Scenariet beskriver en verden, hvor der ikke vedtages nogen nye politikker, og hvor implementeringen af nogle eksisterende politikker går trægt. Eksempelvis er mange af de lovede politikændringer i forbindelse med COP21 ikke medtaget. På den måde virker scenariet som et benchmark, som man kan bruge til at beregne effekten af ny politik. Af de tre scenarier i WEO indeholder Current policies-scenariet de højeste priser på kul, råolie og naturgas.

<sup>22</sup> Naturgaspriserne for det høje prisniveau angivet i tabellen afviger en smule fra følsomheden med det høje prisniveau for naturgas anvendt i Basisfremskrivningen 2017 på grund af en foreløbig beregning med unøjagtigheder (se Tabel 2). Følsomheden med det høje prisniveau for naturgas anvendt i Basisfremskrivningen 2017 ses i Tabel 10.





Figur 3: Følsomheder med høje og lave priser på fossile brændsler samt det centrale skøn.

### 3.3.3.5 Metodediskussion, herunder fremtidige forbedringer

I fremskrivningen af de fossile brændselspriser er taget en række metodiske valg. Herunder gennemgås nogle af de vigtigste valg.

Historisk er der observeret en prisforskel mellem danske basispriser og IEA-priser på naturgas, sådan at de danske basispriser er lavere end IEA-priserne. Ifølge metoden for fremskrivning af de fossile brændselspriser skal alle tillæg og prisforskelle fastholdes i hele fremskrivningsperioden. Det er dog valgt at udfase prisforskellen for naturgas over tid, sådan at den danske importpris på naturgas antages lig IEA-prisen. Dette skyldes, at Danmark vurderes at blive pristager på naturgas, efterhånden som naturgasproduktionen i Nordsøen reduceres, og Danmark ikke længere vil være nettoeksportør af gas. Danmark skønnes at være nettoeksportør af gas til efter 2035, hvis både de teknologiske ressourcer og efterforskningsressourcerne medregnes.<sup>23</sup> I fremskrivningen af de fossile brændselspriser er det derfor antaget, at den danske pris på naturgas bliver lig IEA-prisen i 2035.

Realiserede naturgaspriser for 2016 er baseret på et simpelt gennemsnit af daglige referencepriser for naturgas på Gaspool. Det ville dog give et mere korrekt billede af hvilken gennemsnitspris, der rent faktisk er blevet betalt i løbet af 2016, hvis den realiserede naturgaspris for 2016 i stedet var baseret på et volumenvægtet gennemsnit. Dette søges udbedret til næste års basisfremskrivning.

I fremskrivningen af de fossile brændselspriser anvendes et konvergensforløb mellem forwardpriser og langsigtede priser for at opnå en bedre sammenhæng mellem aktuelle markedsforventninger og

<sup>23</sup> Energistyrelsen (2016).

prisudviklingen på længere sigt. Længden af konvergensforløbet samt vægtene af de forskellige priser i det enkelte år kan altid diskuteres. Energistyrelsen har sammen med Finansministeriet og Skatteministeriet fastlagt en metode, som efter vores vurdering giver et godt billede af markedet på både kort og lang sigt.

I estimeringen af pristillæg, som skal lægges til den danske importpris for at opnå prisen an forbrugssted, er det ikke alle værdier, som opdateres hvert år. Værdier baseret på omkostninger, estimerer osv. baseres på Ea Energianalyses beregninger fra 2013, men fremskrives til dette års prisniveau. Der bør stræbes efter at udvikle en metode og et datagrundlag, sådan at alle værdier kan opdateres hvert år.

### 3.4 Priser for biomasse

Der er sket meget på markederne for biomasse inden for de seneste par år. Olie- og naturgaspriser er faldet betydeligt, som det er beskrevet ovenfor. Dette betyder lavere omkostninger til transport og forarbejdning af biomasse, og fragtpriiserne fastholder deres lave niveau. Det østlige USA har vist sig at have et overudbud af træfibre på grund af lukning af et stort antal papirmøller, samt at efterspørgslen efter træpillefyv vokser langsommere end forventet. Det resulterer i, at priser på biomasse fra USA falder relativt til biomassepriser fra Europa. Endelig forekommer forwardmarkederne for træpiller nu at være mere veludviklede, sådan at de efterhånden er likvide nok til at danne pålidelige priser.<sup>24</sup>

Forwardpriserne på træpiller er aktuelt lave på grund af højt udbud og lav efterspørgsel. Dette skyldes, at produktionskapaciteten allerede nu er tilpasset den forventede stigning i efterspørgsel. Desuden er store industrielle aftagere faldet bort, og nye biokonverteringsprojekter kan ikke udligne det reducerede aftag i industrien. Høj aktivitet i skovene og savværksindustrien sammen med begrænsede muligheder for afsætning af restprodukter resulterer i lavere råvarepriser. Endelig har der været en lavere efterspørgsel på konsumentmarkedet (mindre brændselsenheder til privat brug) på grund af flere milde vintre i træk. Det sidste forhold vil dog ændre sig, hvis der kommer en kold vinter. Det forventes ikke, at det nuværende lave niveau for forwardprisen vil vare ved, hvilket også afspejles i forwardmarkedet, hvor der er udsigt til stigende priser frem mod 2020.<sup>25</sup>

#### 3.4.1 Beregningsmetode

Priser for biomasse an forbrugssted er fremskrevet af Ea Energianalyse i 2016.<sup>26</sup> Fremskrivningen i 2016 er en opdatering af en metode udviklet af Ea Energianalyse i 2013 og 2014.

I 2013 udviklede Ea Energianalyse en metode til at udarbejde langsigtede ligevægtspriser frem til 2050 for træflis, træpiller og halm. Ligevægtspriserne repræsenterer importpriser (CIF-priser) for træflis og træpiller leveret ved en dansk havn og priser an forbrugssted for halm og indenlandsk produceret træflis.<sup>27</sup>

I 2014 udviklede Ea Energianalyse en metode til at omregne de langsigtede ligevægtspriser til priser an forbrugssted (an kraftværk, an værk og an forbruger).<sup>28</sup>

Opdateringen i 2016 indeholder en række forbedringer af den oprindelige metode, herunder tilføjelse af et konvergensforløb mellem forwardpriser og langsigtede ligevægtspriser på træpiller, idet det vurderes, at markederne for træpiller nu er velfungerende nok til, at forwardpriserne er pålidelige.

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

1. Fremskrivning af langsigtede ligevægtspriser for biomasse frem til 2050. Priser for træpiller og importeret træflis estimeres som danske importpriser, det vil sige priser leveret ved en dansk havn. Priser for halm og indenlandsk produceret træflis estimeres som priser an forbrugssted (værk og kraftværk).
2. Fastlæggelse af konvergensforløb mellem forwardpriser og danske importpriser for træpiller.

---

<sup>24</sup> Ea Energianalyse (2016).

<sup>25</sup> DONG Energy – Bioenergy and Thermal Power (2017).

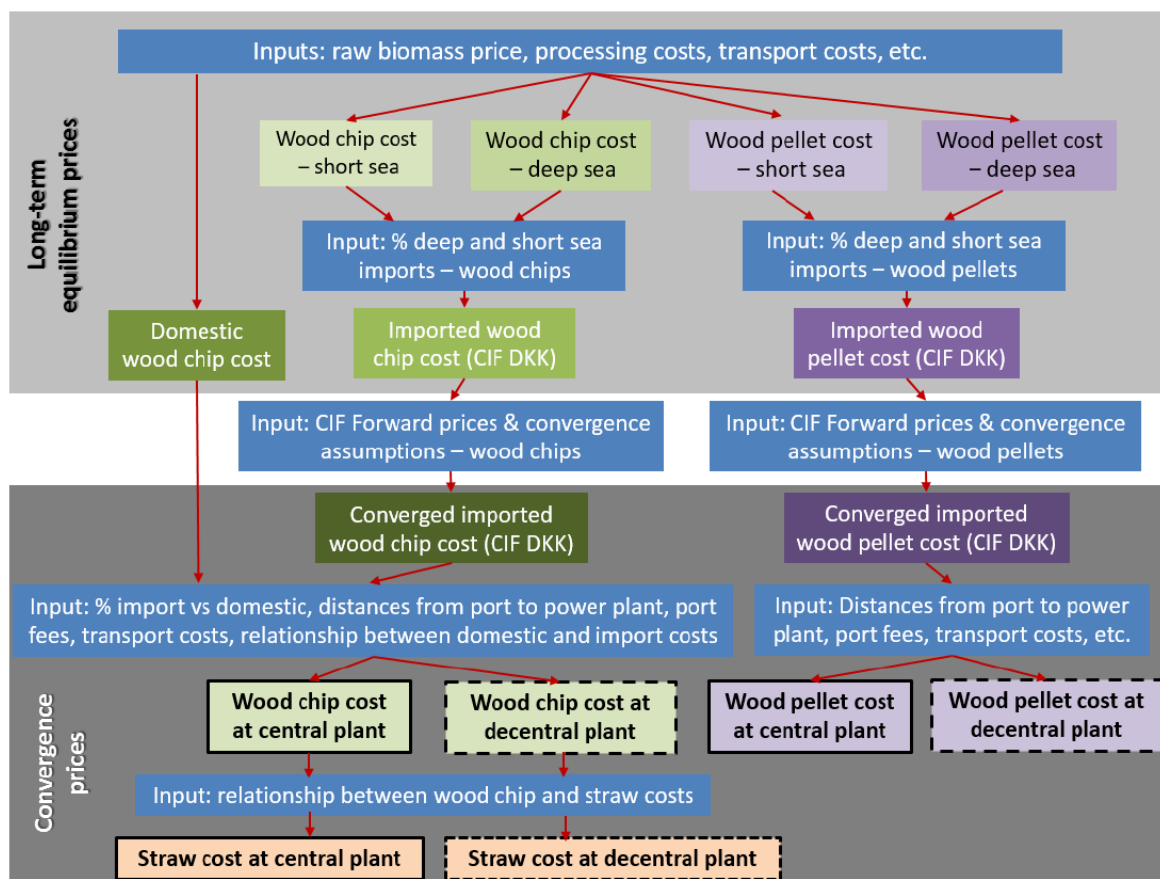
<sup>26</sup> Ea Energianalyse (2016).

<sup>27</sup> Metoden beskrives nærmere i Ea Energianalyse (2013).

<sup>28</sup> Metoden beskrives nærmere i Ea Energianalyse (2014c).

- Estimering af pristillæg, så der opnås en dansk pris an forbrugssted (an forbruger, an værk og an kraftværk).

Figur 4 viser en oversigt over metoden.



Figur 4. Metode til fremskrivning af danske priser for biomasse an forbrugssted. Ea Energianalyse (2016).

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

Priserne dannes på baggrund af en bottom-up model, der indeholder data for rå biomassepriser af skov i eksportlandet, profitmargen for biomasseproducenten, omkostninger til forarbejdning, transportomkostninger og omkostninger til fragt. Fragten kan både være relativt kort (fra Baltikum) og relativt lang (fra Nordamerika). Der dannes importpriser for træflis og træpiller fra begge eksportområder. Disse importpriser vægtes med andelen for, hvor meget biomasse Danmark importerer fra Baltikum og

Nordamerika, hvilket giver den gennemsnitlige importpris for henholdsvis træpiller og træflis leveret ved en dansk havn.<sup>29</sup>

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

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

Trin 2 fastlægger et forløb mellem forwardpriser og langsigtede priser for træpiller fra trin 1 for at opnå en bedre sammenhæng mellem aktuelle markedsforventninger på kort til mellemlang sigt og prisudviklingen på længere sigt.<sup>30</sup>

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

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

## 3.4.2 Input

### 3.4.2.1 *Langsigtede ligevægtspriser for rå biomasse*

De langsigtede ligevægtspriser for rå biomasse estimeres af Global Change Assessment Model (GCAM), som beregner en balancepris ved at optimere globalt langsigtet udbud og efterspørgsel på biomasse. Modellen indeholder en global database over arealanvendelse og fremskriver udviklingen i blandt andet det globale landbrug og skovbrug, samt i efterspørgsel efter skovprodukter, fødevarer, foder, osv. Der simuleres en række scenarier i GCAM, og herefter udvælges det scenarie, som på efterspørgselsiden bedst muligt kan sammenlignes med IEA's New Policies-scenarie fra WEO2012. De anvendte resultater fra GCAM er én samlet prisudvikling for en rå, ubehandlet biomasseresource af skov på et globalt marked.<sup>31</sup>

---

<sup>29</sup> For træpiller er det antaget, at 25 pct. af importen kommer fra Nordamerika i 2016, stigende lineært til 44 pct. i 2030. For træflis er det antaget, at al import kommer fra Baltikum frem til 2020. I 2021 påbegyndes import fra Nordamerika, som stiger langsomt til at udgøre 6 pct. i 2030.

<sup>30</sup> På denne måde kommer metoderne for fremskrivning af priser for biomasse og priser for fossile brændsler tættere på hinanden i forhold til tidligere. Desuden er især markederne for træpiller modnet i løbet af de sidste par år, hvilket betyder, at der nu findes tilgængelige forwardpriser, som ser ud til at afspejle aktuelle markedsforhold. Ea Energianalyse (2016), p. 6.

<sup>31</sup> Ea Energianalyse (2013).

### 3.4.2.2 *Forwardpriser for træpiller*

Det er kun forwardmarkedet for træpiller, som vurderes modent nok til at give pålidelige priser, så derfor anvendes kun forwardpriser for træpiller. For træflis anvendes udelukkende den langsigtede ligevægtspris beregnet i biomasseprismodellen.

Forwardpriser for træpiller er en vægtning mellem European Industrial wood pellets Baltic FOB (75 pct.) og European Industrial wood pellets CIF ARA<sup>32</sup> (25 pct.) fra Argus Biomass. Begge forwardpriser konverteres til danske CIF-priser ved at lægge omkostninger for yderligere transport frem til den danske grænse til forwardprisen. Der anvendes en vægtning af to forskellige forwardpriser, fordi Danmark historisk set har importeret hovedparten af træpiller fra Baltikum. Men det baltiske forwardmarked er mindre både i størrelse og likviditet end ARA-markedet, så det vurderes bedst ikke kun at basere forwardprisen på det baltiske marked.

Forwardpriserne er kommercielt indkøbte data fra Argus Biomass, og kan derfor ikke gengives i denne rapport.

### 3.4.2.3 *Konvergensforløb for træpiller*

Der anvendes et konvergensforløb svarende til konvergensforløbet for kul og naturgas fra metoden for fremskrivning af priser an forbrugssted for fossile brændsler. Forwardpriserne og de langsigtede priser for træpiller sammenvejes ved brug af en metode fastlagt af Finansministeriet. Frem mod 2020 er forløbet et vægtet gennemsnit mellem forwardpriser og de langsigtede ligevægtspriser med stigende vægt til de langsigtede ligevægtspriser. Fra 2021 og frem er forløbet lig den langsigtede ligevægtspris.

Vægtning af langsigtede ligevægtspriser	2016	2017	2018	2019	2020
Træpiller	0 %	0 %	0 %	25 %	50 %
Træflis	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %

**Tablet 13: Vægtning mellem langsigtede ligevægtspriser og forwardpriser i konvergensforløbet for biomassepriser. Tabellen angiver vægtningen af de langsigtede ligevægtspriser.**

### 3.4.2.4 *Pris på råolie*

Råolieprisen har betydning for prisen på fast biomasse gennem omkostninger for erhvervelse, produktion og transport af både rå biomasse og det færdige produkt. Fremskrivningen af råolieprisen anvendes derfor også i fremskrivningen af fast biomasse. Der anvendes den samme inputpris på råolie i fremskrivningen af biomassepriserne og af de fossile brændselspriser, nemlig IEA's pris for import af råolie fra WEO 2016 baseret på New Policy-scenariet.

### 3.4.2.5 *Yderligere pristillæg for at opnå prisen an forbrugssted*

Ovenfor blev de langsigtede forløb for danske importpriser for træpiller og træflis bestemt. For at opnå priser an forbrugssted skal der lægges yderligere en række faktorer til importpriserne, herunder omkostninger til håndtering (havnegebyr og losseomkostninger), transport, lager, osv. Nedenfor gennemgås kort de tillæg, der er identificeret for henholdsvis træpiller, træflis og halm.

Alle træpiller antages at være importerede. Tillægget til den danske importpris for træpiller an værk og an kraftværk består derfor af omkostninger til håndtering samt transport fra havn til værk.

<sup>32</sup> ARA: Amsterdam/Rotterdam/Antwerp.

For træpiller estimeres også en pris an husholdning. Her består tillæggene til den danske importpris af en forbrugerpræmie, omlastning, håndtering, lager og distribution i detailledet samt transport. Forbrugerpræmien estimeres til 15 pct. af den vægtede danske importpris for træpiller.<sup>33</sup> Der tillægges en variabel omkostning til landtransport i Danmark for at få træpillerne helt frem til husholdningen. Her antages en gennemsnitlig transportafstand på 75 km.

Forsyningen med træflis i Danmark er en blanding af import og indenlandsk produktion. Prisen på træflis fastsættes ud fra en antagelse om, at de centrale kraftværker udelukkende baserer deres forsyning med træflis på import. I hvilket omfang, de decentrale værker baserer forsyningen på import eller på lokal produktion, afhænger af den samlede balance mellem udbud og efterspørgsel for træflis i Danmark. Denne balance kan ikke beregnes i modellen, men det antages, at 10 pct. af træflisforbruget an værk er importeret. Denne importfaktor styrer, om lokal træflis eller importeret træflis er dominerende for prisdannelsen på decentrale værker. Priserne an værk er lavere grundet lavere gennemsnitlig transportafstand til de decentrale værker end til de centrale kraftværker. Der er dog i modellen indlagt en øvre grænse på forskellen mellem flispriserne an værk og an kraftværk. Grænsen betyder, at priserne an kræftværk maksimalt kan være 7,5 pct. højere end priserne an værk. Hvis prisforskellen bliver for høj, øges prisen an værk. Dette skyldes en antagelse om, at væsentligt højere priser an kraftværk vil betyde, at lokale leverandører begynder at foretrække at levere til centrale værker, selvom transportafstanden er længere, hvilket vil føre til en udjævning af priser mellem værker og kraftværker.

Den vægtede importpris på træflis tillægges havnegebyr og losseomkostninger for at komme til det centrale kraftværk. For at opnå prisen an værk tillægges omkostninger for transport fra havn og til det decentrale værk. Der er antaget en gennemsnitlig transportafstand på 40 km.

For indenlandsk produceret træflis er det udelukkende transportafstanden, som udgør prisforskellen mellem træflis an centralt og decentralt værk. Det antages, at indenlandsk produceret træflis til et centralt værk i gennemsnit skal transporteres 35 km., mens indenlandsk produceret træflis til et decentralt værk i gennemsnit skal transporteres 25 km.

Al halm antages at være indenlandsk produceret. Det er ikke forsøgt at estimere produktionsomkostninger for halm. I stedet er der fastlagt en direkte sammenhæng mellem priser på træflis an forbrugssted og priser på halm baseret på erfaringer fra danske værker. Halm til energiformål er et mere besværligt brændsel end træflis, og det er derfor antaget, at halm kan prissættes med udgangspunkt i – men lavere end – prisen på træflis. Baseret på prisstatistik antages, at prisen på halm an forbrugssted ligger 14 pct. under prisen for træflis henholdsvis an værk og an kraftværk. Halmprisen an værk er altid lidt lavere end halmprisen an kraftværk på grund af kortere transportafstande.

#### 3.4.2.6 *Deflator, valutakurs, mv.*

Ligesom for de fossile brændselspriser er biomassepriserne baseret på deflator og valutakurs fra grundforløbet til 2025-planen, samt på olieprisen fra IEA's New Policies-scenarie fra WEO 2016.

---

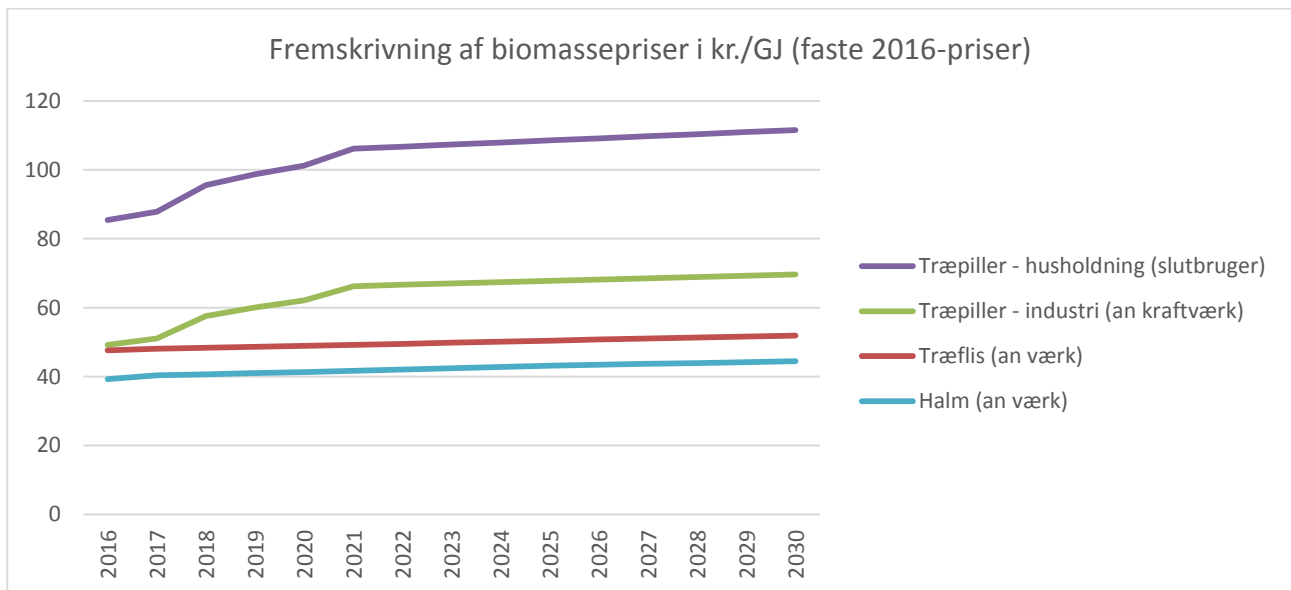
<sup>33</sup> Præmien er baseret på international prisstatistik (Argus) for CIF-priser i Nordvesteuropa, som indikerer en præmie på ca. 10-20 pct. mellem træpiller til industri og træpiller til husholdninger.

### 3.4.3 Resultater

Kr./GJ (faste 2016-priser)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<b>Træflis</b>															
CIF	45,4	46,6	47,0	47,4	47,8	48,2	48,7	49,1	49,6	50,0	50,4	50,8	51,2	51,6	52,0
Kraftværk	47,8	49,1	49,5	49,9	50,3	50,7	51,2	51,6	52,1	52,5	52,9	53,3	53,7	54,1	54,5
Decentralt værk	47,7	48,0	48,3	48,6	48,9	49,2	49,5	49,8	50,1	50,5	50,7	51,0	51,3	51,6	51,9
<b>Træpiller (industri)</b>															
CIF	47,1	48,9	55,4	57,9	59,9	64,1	64,4	64,8	65,2	65,6	66,0	66,3	66,7	67,1	67,4
Kraftværk	49,2	51,1	57,6	60,1	62,1	66,2	66,6	67,0	67,4	67,8	68,1	68,5	68,9	69,3	69,6
Decentralt værk	53,7	55,5	62,1	64,7	66,7	70,9	71,3	71,7	72,1	72,5	72,9	73,3	73,7	74,1	74,5
<b>Træpiller (husholdninger)</b>															
Slutbruger	85,5	87,8	95,5	98,7	101,2	106,1	106,7	107,3	107,9	108,5	109,1	109,7	110,3	110,9	111,5
<b>Halm</b>															
Kraftværk	40,9	42,0	42,4	42,7	43,0	43,4	43,8	44,2	44,6	45,0	45,3	45,6	46,0	46,3	46,7
Decentralt værk	39,3	40,3	40,7	41,0	41,3	41,7	42,0	42,4	42,8	43,2	43,4	43,7	43,9	44,2	44,5

Tabel 14: Oversigt over fremskrevne priser på biomasse, både CIF-priser og priser an forbrugssted.

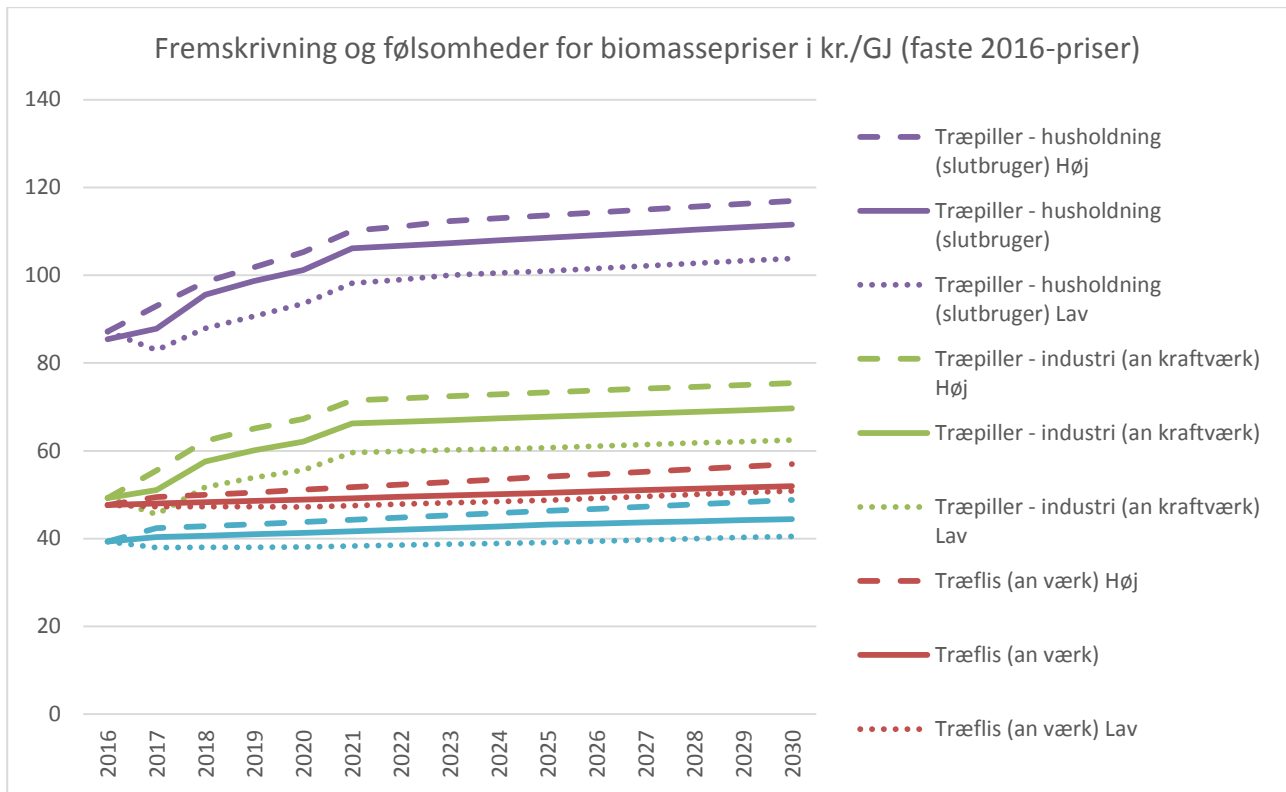




Figur 5: Fremskrevne priser for træflis, træpiller og halm for perioden 2016-2030, angivet i 2016-kroner pr. GJ.

### 3.4.3.1 Følsomhedsanalyse

Der er lavet tre fremskrevne forløb for biomassepriserne an forbrugssted: et centralt forløb samt to forløb med henholdsvis højere og lavere priser. Forskellen på de tre forløb er niveauet af efterspørgsel efter biomasse: jo højere efterspørgsel, jo sværere tilgængelige biomasseressourcer er man nødt til at anvende, og deraf følger højere produktionsomkostninger og dermed højere priser på biomasse. På samme måde resulterer en lavere efterspørgsel i lavere priser på biomasse.



Figur 6: Fremskrevne priser samt følsomheder for biomassepriser for perioden 2016-2030, angivet i 2016-kroner pr. GJ.

Kr./GJ (faste 2016-priser)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
<b>Følsomhed - Lave priser</b>															
<b>Træflis</b>															
Kraftværk	47,8	46,2	46,2	46,3	46,4	46,6	46,9	47,1	47,4	47,6	48,0	48,3	48,6	49,0	49,3
Decentralt værk	47,7	47,2	47,3	47,2	47,2	47,5	47,8	48,1	48,4	48,7	49,2	49,6	50,0	50,5	50,9
<b>Træpiller (industri)</b>															
Kraftværk	49,2	45,5	51,7	53,9	55,6	59,6	59,9	60,2	60,4	60,7	61,1	61,4	61,8	62,1	62,5
Decentralt værk	53,7	50,0	56,2	58,5	60,2	64,3	64,6	64,8	65,1	65,4	65,8	66,2	66,6	67,0	67,3
<b>Træpiller (husholdninger)</b>															
Slutbruger	87,2	83,0	87,9	90,7	93,6	98,2	99,0	100,0	100,5	101,0	101,6	102,1	102,7	103,3	103,8
<b>Halm</b>															
Kraftværk	40,9	39,5	39,6	39,6	39,7	39,9	40,1	40,3	40,6	40,8	41,1	41,3	41,6	41,9	42,2
Decentralt værk	39,3	37,9	38,0	38,1	38,1	38,3	38,5	38,7	38,9	39,1	39,4	39,7	40,0	40,3	40,5
<b>Følsomhed - Høje priser</b>															
<b>Træflis</b>															
Kraftværk	47,8	52,8	53,6	54,3	55,0	55,6	56,3	56,9	57,5	58,2	58,8	59,4	60,0	60,6	61,3
Decentralt værk	47,7	49,5	50,0	50,5	51,2	51,7	52,3	52,9	53,5	54,1	54,7	55,3	55,8	56,4	57,0
<b>Træpiller (industri)</b>															
Kraftværk	49,2	55,5	62,3	65,1	67,3	71,5	72,0	72,4	72,9	73,3	73,7	74,2	74,6	75,0	75,4
Decentralt værk	53,7	60,0	66,8	69,6	71,9	76,1	76,6	77,1	77,6	78,0	78,5	78,9	79,4	79,8	80,3
<b>Træpiller (husholdninger)</b>															
Slutbruger	87,2	93,0	98,5	101,9	105,3	110,1	111,1	112,3	113,0	113,7	114,3	115,0	115,6	116,3	116,9
<b>Halm</b>															
Kraftværk	40,9	45,2	45,8	46,5	47,1	47,6	48,2	48,7	49,2	49,8	50,3	50,8	51,4	51,9	52,5
Decentralt værk	39,3	42,4	42,8	43,2	43,8	44,3	44,8	45,3	45,8	46,3	46,8	47,3	47,8	48,3	48,8

Tabel 15: Oversigt over følsomhedsforløb med både lave og høje priser på biomasse an forbrugssted.

#### 3.4.3.2 *Metodediskussion, herunder fremtidige forbedringer*

Der eksisterer ikke en officiel statistik for priser på biomasse og dermed heller ikke en anerkendt metode til fastsættelse af biomassepriser. Den her anvendte metode tager udgangspunkt i og anvender så stor en del af virkeligheden, som muligt. Der er dog altid mulighed for forbedringer.

Når forwardmarkedet for træflis vurderes at være likvidt nok til at kunne danne pålidelige priser, vil vi anvende forwardpriser og et konvergensforløb mellem forwardpriser og langsigtede ligevægtspriser for træflis, ligesom det aktuelt gøres for træpiller.

For at opnå sammenlignelighed mellem priserne på fossile brændsler og på biomasse, stræbes der efter, at priserne kan dannes med så ens grundforudsætninger som muligt. Derfor er faktorer som konvergensforløbet for træpiller, råolieprisen, deflator, valutakurs osv. ens for de to typer af priser.

## 3.5 Priser for CO<sub>2</sub>-kvoter

Fremskrivning af den fremtidige pris for CO<sub>2</sub>-kvoter er afhængig af, hvordan EU's kvotehandelssystem (ETS) udvikler sig frem mod 2030. Prisen på kvoterne har været meget svingende siden indførelsen af ETS i 2005. Det skyldes først og fremmest udsving i den økonomiske aktivitet i EU-området, men også et historisk overskud af kvoter og tvivl om fremtiden for kvotehandelssystemet har haft indflydelse på prisen.<sup>34</sup> Der har opbygget sig et betydeligt overskud af kvoter i ETS siden 2009. Det skyldes hovedsageligt den økonomiske krise, som reducerede udledningerne mere end forventet, og stor import af internationale kreditter.<sup>35</sup> EU Kommissionen forventer, at dette overskud vil reduceres over de kommende år som følge af udsættelse af bortauktionering af kvoter (back-loading), det konstant faldende antal af tilgængelige kvoter samt markedsstabilitetsreservens ikrafttræden i 2019. Det faldende kvoteoverskud forventes at resultere i stigende kvotepriser.<sup>36</sup>

### 3.5.1 Beregningsmetode

CO<sub>2</sub>-kvoteprisen, som anvendes i basisfremskrivningen, beregnes efter en metode udviklet af Finansministeriet. Metoden består i først at estimere en kvotepris for 2016 og derefter fremskrive prisen til 2030.

Kvoteprisen for 2016 bestemmes som et vægtet gennemsnit af de realiserede spotpriser til og med 23. november 2016 og et estimat for spotpriserne for den resterende del af året. De realiserede spotpriser og estimatet vægtes med det antal handelsdage i året, som priserne repræsenterer (231/257 henholdsvis 26/257). Estimatet for spotpriserne for den resterende del af året baseres på et gennemsnit af de ti senest observerede spotpriser fremskrevet med virksomhedernes diskonteringsrente. Diskonteringsrenten tager udgangspunkt i renteprofilen for den 10-årige tyske statsobligation fra den seneste mellemfristede fremskrivning plus en risikopræmie på 3,5 procentpoint. Dermed fås en diskonteringsrente, der stiger fra 4 pct. i 2016 til 8 pct. i 2030. Den estimerede kvotepris er 40 kr./ton i 2016 i faste 2016-priser.

Derefter fremskrives den estimerede kvotepris i 2016 til 2030 ved brug af den ovennævnte diskonteringsrente og ender således på 76 kr./ton i faste 2016-priser i 2030.

#### 3.5.1.1 *Metodediskussion, herunder fremtidige forbedringer*

Eventuelle fremtidige ændringer i metoden vil blive foretaget af Finansministeriet på baggrund af Finansministeriets vurdering af behovet herfor. Generelt er det vanskeligt at fremskrive kvoteprisen, idet prisen afhænger af mange forskellige faktorer, herunder også fælleseuropæiske beslutninger om kvotemarkedet. Flere forskellige aktører fremskriver kvoteprisen og kommer frem til ret forskellige forløb afhængig af de valgte antagelser og forventninger til kvotemarkedets udvikling. IEA<sup>37</sup> har et kvoteprisforløb for hvert af de tre scenarier i WEO for 2020, 2030 og 2040, hvor priserne ligger relativt højt i alle tre scenarier. Point Carbon<sup>38</sup> tager udgangspunkt i det nuværende prisniveau for ETS og fremskriver kvotepriserne i et basisforløb og i forløb med forskellige muligheder for politiske stramninger frem til 2030, fx en større udtagningsrate for kvoter som en del af markedsstabilitetsreserven. Her ligger kvotepriserne i alle forløb noget under niveauet for IEA's fremskrivninger, men stadig over kvoteprisen bestemt efter

<sup>34</sup> Energistyrelsen (2015).

<sup>35</sup> EU Kommissionen (2017).

<sup>36</sup> EU Kommissionen (2016).

<sup>37</sup> IEA (2016)

<sup>38</sup> Thomson Reuters Point Carbon (2016).

Finansministeriets metode. EU Kommissionen<sup>39</sup> fremskriver også kvoteprisen frem til 2050 som en del af EU's referencescenarie for 2016. Referencescenariet ligger nogenlunde på niveau med kvoteprisforløbet fra IEA's New Policies Scenarie frem til 2040.

### 3.5.1.2 Input

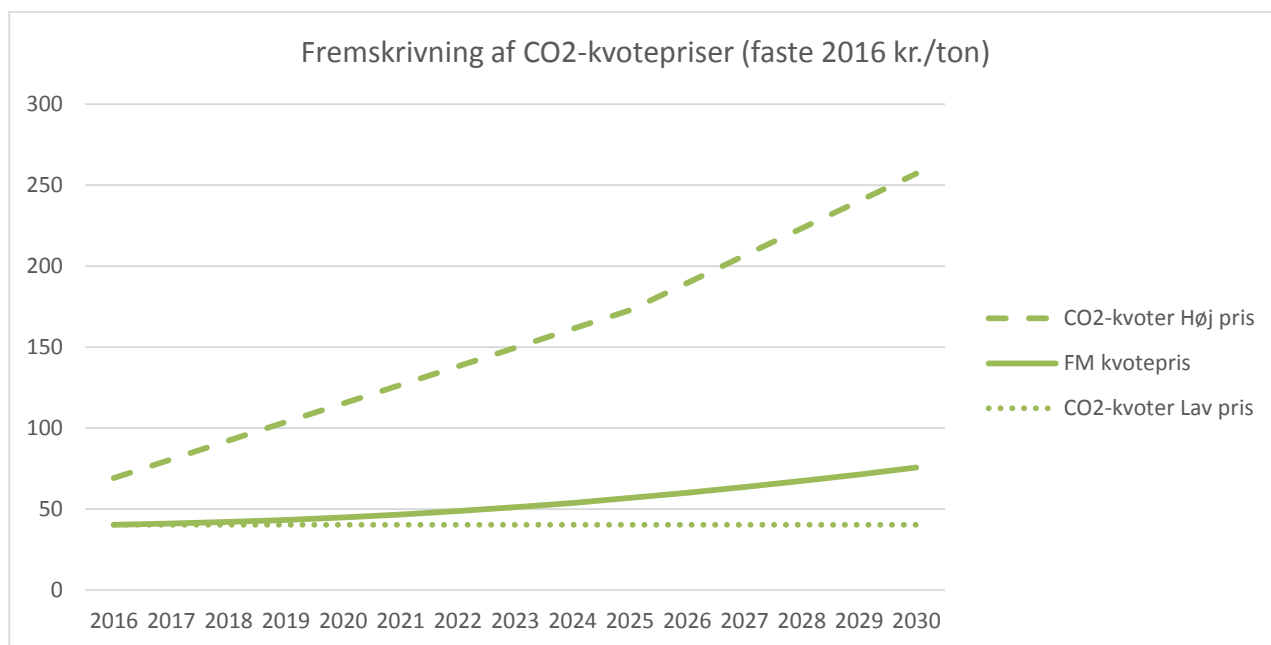
Inputs til den estimerede kvotepris er spotpriser for European Emissions Allowances (EUA)<sup>40</sup> samt risikopræmie og renteprofilen for den 10-årige tyske statsobligation.<sup>41</sup> Den estimerede kvotepris omregnes fra euro til danske kroner ved hjælp af eurokursen fra grundplanen til 2025-forløbet.

### 3.5.2 Resultater

Tabellen nedenfor viser resultatet af fremskrivningen af CO<sub>2</sub>-kvoteprisen. Desuden vises et højt og et lavt forløb for kvoteprisen. Disse forløb anvendes udelukkende til at undersøge følsomheden i basisfremskrivningens resultater i forhold til ændringer i kvoteprisen og beskrives i afsnittet om følsomhedsanalyse nedenfor.

Faste 2016 kr./ton	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
FM kvotepris	40,2	41,1	42,0	43,3	44,8	46,6	48,7	51,1	53,8	56,8	60,1	63,6	67,3	71,3	75,6
CO <sub>2</sub> -kvoter Lav pris	40,2	40,2	40,2	40,2	40,2	40,2	40,2	40,2	40,2	40,2	40,2	40,2	40,2	40,2	40,2
CO <sub>2</sub> -kvoter Høj pris	69,2	80,7	92,1	103,6	115,1	126,6	138,1	149,6	161,1	172,6	189,5	206,4	223,3	240,2	257,0

Tablet 16: Tre forløb for CO<sub>2</sub>-kvoteprisen.



Figur 7: Fremskrivning af CO<sub>2</sub>-kvoteprisen samt to følsomheder for perioden 2016-2030, angivet i 2016-kroner pr. ton.

<sup>39</sup> EU Kommissionen (2016).

<sup>40</sup> Spotpriser for EUA kan findes på [www.eex.com](http://www.eex.com).

<sup>41</sup> Kilde til risikopræmie og renteprofilen for den 10-årige tyske statsobligation er Finansministeriet.

### 3.5.2.1 *Følsomhedsanalyse*

CO<sub>2</sub>-kvoteprisen har væsentlig betydning for fremskrivningen af bl.a. brændselsforbrug og CO<sub>2</sub>-udledning. Da der er betydelig usikkerhed omkring niveauet for den fremtidige CO<sub>2</sub>-kvotepris, er der udarbejdet to følsomheder for kvoteprisen, som udspænder et sandsynligt udfaldsrum for fremskrivningens resultater.

Det lave niveau for kvoteprisen fastholder CO<sub>2</sub>-kvoteprisen på den realiserede pris for 2016. Denne pris antages konstant i faste priser fra 2016 og er ca. 40 kr./ton.

Det høje niveau for kvoteprisen følger EU's referencescenarie for 2016.<sup>42</sup> Det høje niveau antager en kvotepris på ca. 115 kr./ton i 2020 og på ca. 257 kr./ton i 2030.

---

<sup>42</sup> EU Kommissionen (2016).

### 3.6 Litteratur til brændsels-og kvotepriser

Danmarks Statistik (2017, 3. Februar), Energiregnskabet (specifikt anvendes tabel ENE2HA og ENE4HA):

<http://www.dst.dk/da/Statistik/dokumentation/statistikdokumentation/energiregnskab-for-danmark>

DONG Energy – Bioenergy and Thermal Power (2017): E-mail med vurdering af årsagerne til den lave spotpris for træpiller (2017, 20. januar).

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

Ea Energianalyse (2014a): Update of fossil fuel and CO<sub>2</sub> price projection assumptions. CONVERGENCE PATHWAY. Januar 2014.

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

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

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

EIA (2017, 16. februar), Brent Crude Oil Spot Average (dollars per barrel):

<https://www.eia.gov/outlooks/steo/data/browser/#?v=8>

Energistyrelsen (2015): Baggrundsrapport B: Brændsels- og kvotepriser. Baggrundsrapport til Basisfremskrivningen 2015.

Energistyrelsen (2016): Ressourcer og prognoser. August 2016.

EU Kommissionen (2016): EU Reference Scenario 2016. Energy, transport and GHG emissions. Trends to 2050. Juli 2016.

EU Kommissionen (2017, 1. marts):

[https://ec.europa.eu/clima/policies/ets/reform\\_en](https://ec.europa.eu/clima/policies/ets/reform_en)

EEX Homepage (2016, 23. november), European Emissions Allowances:

<https://www.eex.com/en/market-data/environmental-markets/spot-market/european-emission-allowances#!/2017/01/19>

Federal Reserve (2016, november), inflationsmål på mellemlangt sigt:

[https://www.federalreserve.gov/faqs/economy\\_14400.htm](https://www.federalreserve.gov/faqs/economy_14400.htm)

IEA (2016): World Energy Outlook 2016. November 2016.



IEA (for flere år): World Energy Outlook 2012, 2013, 2014 & 2015.

IMF (2016, november), *United States Gross domestic product, deflator (Index) & United States Inflation, average consumer prices (Index)* for 2014-2020:

<http://www.imf.org/external/pubs/ft/weo/2016/02/weodata/index.aspx>

NetConnect Germany (2016, 23. november), daglige referencepriser for naturgas på Gaspool:

<https://www.net-connect-germany.de/en-gb/Transparency-information/Prices/Reference-Prices-Structuring-Charge>

Thomson Reuters Point Carbon (2016): *EU ETS review: Don't mention the price, just get it right*. November 2016.

Verein der Kohlenimporteure (2016, 23. november), MCIS Steam coal marker prices:

<http://english.kohlenimporteure.de/market-information.html>

## 4 El og fjernvarme

Dette kapitel beskriver de forudsætninger og input, der ligger til grund for beregning af el- og fjernvarmeproduktion i Basisfremskrivning 2017, der er udarbejdet for perioden 2016-2030. Kapitlet beskriver desuden resultater og følsomhedsanalyser og medtager flere resultater end dem, der fremgår af fremskrivningens hovedrapport.

Fremskrivningen for el og fjernvarme kan sammenfattes i følgende hovedpointer:

- Frem mod 2020 sker der en fortsat grøn omstilling af produktionen af el og fjernvarme. Vedvarende energi forventes at dække 72 pct. af elforbruget og 71 pct. af fjernvarmeforbruget i 2020 mod hhv. ca. 56 og 51 pct. i dag.
- Fra 2020 til 2030 falder andelen af vedvarende energi til henholdsvis 62 pct. for el og 67 pct. for fjernvarme. Det skyldes primært et stigende elforbrug kombineret med fremskrivningens forudsætning om bortfald af støtteordningen til bl.a. landvind.
- Andelen af vindkraft i elforbruget øges fra 42 pct. i dag til 48 pct. i 2020 og falder derefter til 39 pct. i 2030. Faldet frem mod 2030 skyldes dels, at en stor del af vindmøllerne, der nedtages ved endt levetid, ikke erstattes af nye, dels et stigende elforbrug.
- Solceller dækker op mod 4 pct. af elforbruget i 2020 og op mod 7 pct. i 2030 mod ca. 2 pct. i dag. Udviklingen drives primært af den indirekte støtte forbundet med egenproduktion.
- Der sker ikke nogen stor udbygning af større eldrevne varmepumper.
- Forbruget af fast biomasse stiger fra 57 PJ i 2015 til 98 PJ i 2020. Frem mod 2030 falder forbruget til 89 PJ. Forbruget er følsomt overfor ændringer i forholdet mellem priserne på kul samt CO<sub>2</sub>-kvoteprisen og biomasseprisen.
- Forbruget af kul falder fra 103 PJ i 2015 til 61 PJ i 2018, men stiger derefter kraftigt til 127 PJ i 2030. Den stigende kulanvendelse er især drevet af en markant stigning i elforbruget kombineret med forudsætningen om lav udbygning med ny vindkraft.

## 4.1 Afgrænsning

Fremskrivningen af el- og fjernvarmeproduktionen inkluderer den produktion af el og varme, der distribueres igennem kollektive forsyningsnet. Produktion af varme, der anvendes internt hos fx virksomheder eller i mindre blokvarme-net, inkluderes således ikke, men beregnes som del af fremskrivningen for energiforbruget i erhverv og husholdninger. Elproduktionen fra solceller og hustandsmøller er omfattet af beregningerne. Hvor stor en andel af solcellerne, der evt. direkte dækker et egetforbrug hos husstande eller virksomheder, er ikke inkluderet i beregningerne.

Der udføres beregninger på elproduktionen i en række lande omkring Danmark, i det omfang det er nødvendigt for at kunne give et retvisende billede af den danske udvikling. Det betyder, at elproduktionen i de lande, Danmark er direkte forbundet med, indgår, men at øvrige europæiske lande ikke er inkluderet direkte (dog er Frankrig og England med i nuværende udgave af datasættet). Eludveksling mellem de direkte modellerede lande er således inkluderet. Import og eksport af el mellem de direkte modellerede lande og lande, der ikke er direkte inkluderet i beregningerne, håndteres ved hjælp af antagelser om faste udvekslinger.

Fremskrivningens forudsætninger og beregning af kapaciteter beskrives i følgende delelementer:

- Vindkraft på land
- Vindkraft på havet
- Solceller
- Termiske el- og varmeproducerende anlæg
  - Kraftvarmeverker i centrale og store decentrale områder
  - Fjernvarmeverker i mindre decentrale områder (herunder solvarme og varmepumper)
- Øvrige typer el- og fjernvarmeproducerende anlæg (primært industriel overskudsproduktion)
- Transmissionsforbindelser mellem lande
  - Forbindelser til/fra Danmark
  - Forbindelser mellem øvrige lande
- Elkapacitet og -forbrug i landene omkring Danmark

## 4.2 Håndtering af frozen policy

Modellerne er kørt under antagelse af såkaldt 'frozen policy'. Dette vil give et bud på udviklingen af el- og fjernvarmesystemet i Danmark, som det måtte forventes at se ud med forestillingen om, at der ikke bliver implementeret nye energipolitiske tiltag.

Frozen policy-tilgangen gælder kun for den politik, der er nationalt bestemt i Danmark. Dvs., at fremskrivningen baseres på den mest sandsynlige udvikling ift. konkrete politiske beslutninger på lokalt niveau eller på nationalt niveau i andre lande. Et eksempel på dette kan være en kommunal godkendelse af et fjernvarmeprojekt, mens fx en CO<sub>2</sub>-målsætning ikke er konkret nok til at blive indregnet. Et andet eksempel kan være en beslutning om en ny transmissionsforbindelse mellem to øvrige lande i Europa. Udviklingen i udlandet er hovedsageligt baseret på Mid Term Adequacy Forecast fra ENTSO-E<sup>43</sup> frem til 2020 og 4 ENTSO-E scenarier frem til 2030.

---

<sup>43</sup> Sammenslutningen af de europæiske systemoperatører/TSO'er.

Mulige politiske ønsker, der endnu ikke er omsat til konkret lovgivning, inkluderes ikke som en del af fremskrivningen. Dette gælder fx strategier eller retningslinjer, der ikke samtidig er bakket op af lovgivning til at sikre deres gennemførelse. Eksempler på dette kan være Regeringens Forsyningsstrategi eller EU Kommissionens projekt omkring Energiunionen.

I Tabel 17 ses en oversigt over de væsentligste antagelser for de enkelte områder.

Teknologi/område	Frozen policy antagelser
<b>Vindkraft på land</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nuværende støtteordning for ny kapacitet ('25-øren') ophører pr. februar 2018. Herefter ingen støtte til opsætning af landvind.</li> <li>• For husstandsvindmøller oprettes der årlige puljer på 1 MW i 2016-2019 samt en åben ordning i 2020, hvor husstandsmøllerne bliver omfattet af nettoafregningsordninger samt faste afregningspriser, der årligt nedjusteres for nye anlæg.</li> </ul>
<b>Vindkraft på havet</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Allerede besluttede udbud af havmølleparker inkluderes som de er planlagt (Horns Rev 3, Kriegers Flak, Kystnære møller ved Vesterhav Syd og Vesterhav Nord). Ingen yderligere parker i perioden frem til 2030.</li> <li>• Støtte til Åben Dør-havvind udløber pr. februar 2018, hvorfor der ikke er antaget støtte til nye projekter.</li> </ul>
<b>Solceller</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ingen direkte støtte til elproduktion fra solceller. Planlagte udbud, puljer, overgangsordninger samt solceller, der har fået tilsagn inden lukning af 60/40-ordningen, forventes opsat.</li> <li>• Fortsat indirekte støtte i form af nettoafregning, dvs. afgiftsfordele ved egetforbrug af el, der ikke belægges med afgift.</li> </ul>
<b>Kraftvarmeverker i centrale og store decentrale områder</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Den nuværende støtteordning til elproduktion på biomasse (15 øre/kWh) antages at fortsætte for eksisterende/planlagte anlæg. Nye anlæg antages ikke at kunne opnå støtte fra februar 2018, hvor den nuværende ordning udløber.</li> <li>• Krav om kraftvarmeproduktion i centrale områder er opretholdt.</li> <li>• CO<sub>2</sub>-afgift på fjernvarme (også indenfor kvotesektoren) som i dag.</li> <li>• Ingen mulighed for installation af varmepumper på centrale værker.</li> <li>• Støtteordning om særlige anlæg på biomasse med forhøjet støtte antages ikke at fortsætte for nye/ikke planlagte anlæg (ordning efter §44 stk. 2 og 3 i VE-loven).</li> </ul>
<b>Fjernvarmeproduktion i mindre decentrale områder</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Udfasning af grundbeløb til naturgasbaseret elproduktion</li> <li>• Nuværende kraftvarmekrav og brændselsbinding for de enkelte fjernvarmeområder er opretholdt (dog med undtagelse af de få værker, der har fået dispensation til at etablere biomasse).</li> <li>• Nuværende regler for afgift på overskudsvarme er antaget</li> </ul>

	<p>fastholdt.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Varmepumper tæller som energibesparesestiltag til og med 2020</li> <li>• Solvarme tæller som energibesparesestiltag for anlæg godkendt inden 1/7 2018</li> <li>• Ingen støtte til nye biogasanlæg efter 2023, hvor den nuværende støtteordning udløber.</li> </ul>
<b>Øvrige typer el- og fjernvarmeproducerende anlæg</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nuværende regler for afgift på overskudsvarme er antaget fastholdt.</li> </ul>
<b>Transmissionsforbindelser mellem lande</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Kun godkendte forbindelser til/fra Danmark inkluderes, dvs. Cobra-kabel mellem DK Vest-Holland, Krigers Flak forbindelse mellem DK Øst -Tyskland samt opgradering af eksisterende forbindelse DK Vest –Tyskland (Østkystforbindelse).</li> <li>• Forbindelser mellem øvrige lande udbygges ud fra vurdering af den mest sandsynlige udvikling, uanset om disse forbindelser er endeligt politisk godkendte eller ej.</li> <li>• Følsomhedsberegninger med alternative forløb for udlandet indeholder ændrede kapaciteter på nogle forbindelser, hvor det er vurderet økonomisk attraktivt i de specifikke følsomheder.</li> </ul>
<b>Elproduktion og -forbrug i landene omkring Danmark</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Udviklingen er ikke omfattet af frozen policy-tilgangen, og udviklingen er derfor baseret på en vurdering af den mest sandsynlige udvikling.</li> </ul>

Tabel 17. Oversigt over væsentligste frozen policy-antagelser for el og fjernvarme.

### 4.3 Beregningsmetode

Beregningerne af den forventede udvikling af el- og fjernvarmeproduktionen er grundlæggende opdelt i to dele:

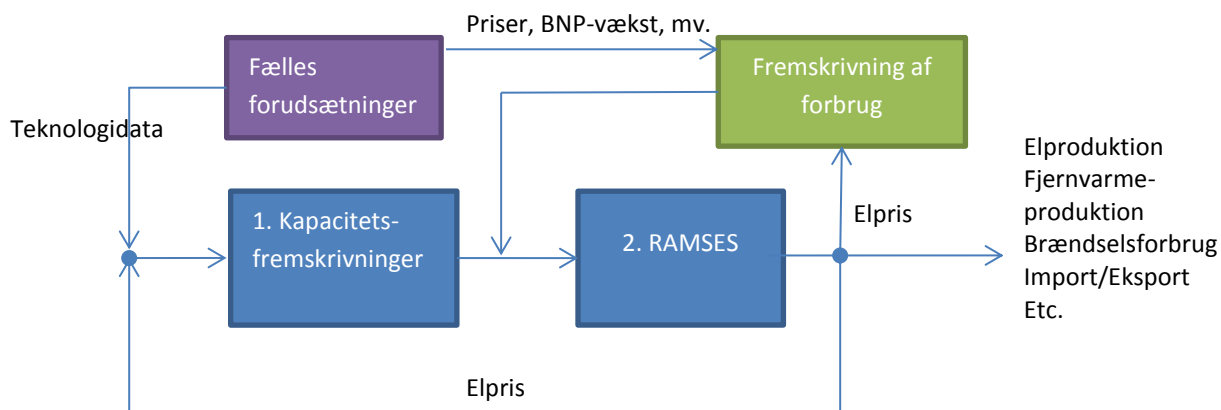
1. Vurdering af den fremadrettede tilgængelige kapacitet til produktion og transmission
2. Simulering af driften af det samlede el- og fjernvarmesystem

Den forventede udvikling i kapaciteter vurderes på forskellig vis afhængigt af den enkelte teknologi og dens rammevilkår. For udbygningen med landvind og solceller anvendes særskilte modeller til beregninger af udviklingen afhængigt af en række inputparametre, herunder bl.a. elprisen og teknologiudviklingen. For de fleste andre teknologier baseres udviklingen på kvalificerede skøn af indtjeningsmulighederne for ny kapacitet ud fra kendskabet til teknologierne, de nuværende rammevilkår og brancherne generelt.

Kapaciteterne indgår som input i Energistyrelsens RAMSES-model, der beregner driften af el- og fjernvarmesystemet på timebasis for hvert år frem til 2035. Driften beregnes ud fra de marginale produktionsomkostninger for de tilgængelige produktionsanlæg.<sup>44</sup> Dette er en iterativ proces, hvor outputs fra RAMSES-modellen anvendes til en ny beregning af udviklingen i produktionskapacitet samt forbruget af el og fjernvarme (som bl.a. er afhængig af elprisen). De opdaterede fremskrivninger af kapaciteter og forbrug anvendes derefter til en ny beregning af driften af systemet.

<sup>44</sup> Dette er grundlæggende den måde, det nordiske elmarked fungerer på og en typisk tilgang kendt fra de fleste elmarkedsmodeller.

I Figur 8 ses en skitse af den overordnede sammenhæng. I de følgende afsnit beskrives de bagvedliggende metoder for de samlede fremskrivninger nærmere. I afsnit 4.3 beskrives de anvendte forudsætninger og beregninger for hver af teknologierne/områderne af el- og fjernvarmesektoren i yderligere detaljer.



Figur 8. Overordnet proces for fremskrivning af el og fjernvarme, som foregår i to trin, der gentages som del af en iterativ proces. Fælles forudsætninger dækker fx over økonomisk vækst, brændselspriser og teknologidata, som også er fælles for de alle sektorerne.

#### 4.3.1 Fremskrivning af kapaciteter

Udviklingen i dansk produktionskapacitet følger i lighed med tidligere fremskrivninger 'frozen policy' tilgangen, hvor gældende regler, støtteordninger, afgifter samt vedtagne investeringsbeslutninger medtages, jf. afsnit 4.2 Herudover antages investeringsbeslutninger at ske på markedsvilkår.

Dette afsnit angiver den overordnede metode til fastsættelse af kapaciteterne. De anvendte metoder er beskrevet som del af forudsætningsafsnittene for de enkelte delområder i afsnit 4.3.

Teknologi/område	Overordnet metode til fremskrivning af kapacitet
Vindkraft på land	Særskilte beregninger i separat landvindsmode, baseret på udnyttelse af det økonomiske potentiale for kapacitet.
Vindkraft på havet	Besluttede projekter indgår, derudover ingen ny kapacitet. Skønsmæssig vurdering af potentielle åben dør-projekter.
Solceller	Særskilte beregninger i separat solcellepotentialemode, baseret på udnyttelse af det økonomiske potentiale for kapacitet
Kraftvarmewærker i centrale og store decentrale områder	Fagligt skøn baseret på fastholdelse af nuværende rammevilkår og nye værkers mulighed for indtjening igennem el- og fjernvarmemarkedet.
Fjernvarmeproduktion i mindre decentrale områder	Fagligt skøn baseret på fastholdelse af nuværende rammevilkår og nye værkers mulighed for indtjening igennem el- og fjernvarmemarkedet.
Øvrige typer el- og fjernvarmeproducerende anlæg	Fagligt skøn baseret på fastholdelse af nuværende rammevilkår og nye værkers mulighed for indtjening igennem el- og fjernvarmemarkedet.
Transmissionsforbindelser mellem lande	Forbindelser til/fra Danmark kræver politisk beslutning og er kun inkluderet hvis besluttet. Rådighed vurderes som sagligt skøn ud fra nuværende planlægning.

	Forbindelser mellem øvrige lande baseres på vurdering af mest sandsynlige udvikling, primært baseret på data fra ENTSO-E.
<b>Elproduktion og -forbrug i landende omkring Danmark</b>	Vurdering af mest sandsynlige udvikling. Baseres på data fra ENTSO-E i form af Midt Term Adequacy Forecast (MAF) for udviklingen frem til 2020, og seneste Ten Year Network Development Plan (TYNDP) for udviklingen mellem 2020 og 2030.

Table 18. Anvendte metoder til fremskrivning af tilgængelige kapaciteter for de forskellige delområder af el- og fjernvarmesektoren for Danmark.

### 4.3.2 Modellering af drift (RAMSES-modellen)

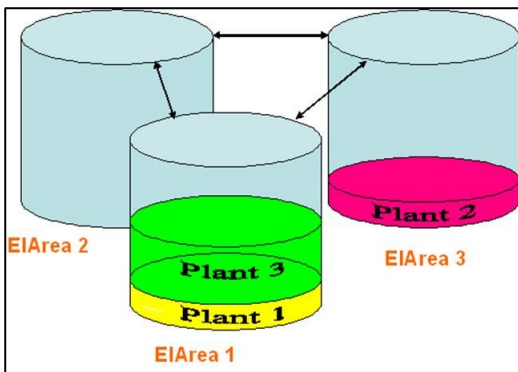
Ramses er en lineær optimeringsmodel, der kan beregne elproduktion, varmeproduktion, brændselsforbrug, emissioner m.m. for et meget stort antal værker på timebasis.

Modellen beregner ikke selv nye investeringer, som det kendes fra andre optimerende energisystemmodeller. Investeringer angives derfor som eksogent input til modellen.

Da modellen primært er beregnet til analyser af effekter i Danmark, er de danske værker p.t. beskrevet mere detaljeret end værkerne i udlandet.

El- og varmeproduktionsanlæggene i RAMSES sorteres (lastfordeles) i hvert tidsskridt, således at den optimale lastfordeling bliver foretaget og markedsprisen for el beregnet ved kryds mellem udbuds- og efterspørgselskurven. I korte træk sorteres anlæggene efter elprisbud og marginale varmeproduktionsomkostninger under iagttagelse af net- og fjernvarmebegrænsninger m.m. Det er i princippet sådan spotmarkedet Nordpool fungerer.

Lastfordelingen af de elproducerende anlæg illustreres forenklet i Figur 9 nedenfor.



Figur 9: Illustration af lastfordeling, beregning af områdepris m.m.

I Figur 9 består elsystemet af tre indbyrdes forbundne elområder, der 'fyldes op' fra neden. Den billigste elproducerende enhed, Plant 1, som fysisk er placeret i elområde 1, får første prioritet. Den næstbilligste, Plant 2, der fysisk ligger i område 2, får anden prioritet (første prioritet i område 2). Den tredjebilligste, Plant 3, som fysisk ligger i område 1, får tredje prioritet (anden prioritet i område 1). Således fortsættes, indtil områderne er 'fyldt op'. Når et områdes elforbrug er dækket, kan elproduktion fra en yderligere enhed i dette område eksporteres til et andet område, hvis der er et udækket forbrug, og der er plads i forbindelsen mellem områderne.

Efter Plant 1 sættes områdeprisen i område 1 lig med elprisbuddet fra Plant 1. Hvis der er en fysisk mulig transportvej fra område 1 til område e, sættes elprisen i område e lig elprisen i område 1. Hvis et elområde

‘fyldes op’ undervejs, dvs. at områdets elforbrug er dækket af egne anlæg, og at forbindelserne ud af området er fuldladet, fastfryses elprisen i området (der bliver et separat prisområde). Således fortsættes anlæg for anlæg, indtil alle områders elforbrug er dækket, eller alle anlæg er ‘brugt op’. Elprisen ‘bygges altså op fra neden’, og den endelige elpris sættes af det dyreste producerende anlæg. Modellen beregner således områdepriserne<sup>45</sup> og ikke (umiddelbart) systemprisen.

I udgangspunktet antages, at anlæggenes elprisbud er identiske med deres marginale elproduktionsomkostninger inkl. evt. elproduktionstilskud.

Vandkraft med lager håndteres på særlig vis ved en ex ante løsning af en (spilteoretisk) Nash-ligevægt, der giver den optimale vandkraftproduktion som funktion af forbrugsvariationer, vindkraft m.m.

Yderligere information om og dokumentation af RAMSES-modellen kan findes på Energistyrelsens hjemmeside.<sup>46</sup>

### 4.3.3 Håndtering af dansk eludveksling

Danmarks eludveksling med landene omkring os er betydelig. Den varierer især med udsving i klimaet (fx nedbør og vind), men også andre faktorer har væsentlig betydning, såsom hvilke værker og udlandsforbindelser, der er til rådighed i hhv. Danmark og udlandet.

I fremskrivningen modelleres eludvekslingen som en del af driften af det danske elsystem i RAMSES-modellen. Den afgørende faktor er konkurrenceforholdet mellem dansk og udenlandsk elproduktion. Der regnes på normalår, hvorfor klimaudsving ikke er af betydning. Beregningen af eludveksling det enkelte år er højst usikker, blandt andet fordi beregningerne for nabolandene sker på et overordnet niveau. Beregningen af niveauet for eludvekslingen vurderes derfor at være særlig usikker. Derfor regnes der i basisfremskrivningens grundforløb med, at eludvekslingen i gennemsnit er nul, dvs. at elproduktionen svarer til elforbruget. Dette svarer til den historiske trend, hvor den danske elproduktion stort set 1:1 har matchet det danske forbrug på årsbasis, når man ser over en længere årrække.

En elproduktion svarende til elforbruget er således basisfremskrivningens bedste bud på dansk brændselsforbrug til elproduktion.

Rent beregningsteknisk betyder dette, at de beregnede brændselsforbrug til elproduktion korrigeres for den beregnede eludveksling. Korrektionen foretages med et gennemsnit af det pågældende års termiske variable elproduktion (gennemsnit af elproduktion på kul, naturgas, olie, træpiller og træflis). Det er samme tilgang som i Energistyrelsens energistatistik.

Afgrænsningen til termisk variabel elproduktion bunder i, at det vil være anlæg på disse brændsler, der vil kunne øge/mindske deres elproduktion i en situation, hvor Danmark selv skal producere samme mængde el som forbruget. Selvom en del af denne elproduktion er varmebunden, vil der ved skift mellem kedelproduktion og kraftvarme være en vis mulighed for fleksibilitet. Det bemærkes dog også, at der er tale

---

<sup>45</sup> På Nordpool beregnes områdepriserne ved først at beregne systemprisen og dernæst reducere/øge områdepriserne, indtil der ikke er overbelastning af udlandsforbindelserne. RAMSES beregner umiddelbart kun områdepriserne.

<sup>46</sup> <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/modeller/oekonomiske-og-tekniske-modeller>



om en beregningsteknisk korrektion af brændselsforbruget og ikke en vurdering af, på hvilke konkrete anlæg elproduktionen vil blive justeret.

Korrektionen gennemføres for hvert år i fremskrivningen ud fra følgende trin:

- 1) Opgørelse af elproduktion fra variable, termiske anlæg (afgrænset som al elproduktion på kul, naturgas, olie, træpiller og træflis) og hvad brændselsforbruget hertil har været (ved kraftvarme anvendes 125 %-metoden til at dele brændslet mellem el- og varmeproduktion).
- 2) Beregning af gennemsnitligt brændselsmiks pr. TWh produceret el. I 2020 er mikset fx 1,1 TWh kul, 0,04 TWh fuelolie, 0,01 TWh gasolie, 0,16 TWh naturgas, 0,38 TWh træpiller og 0,35 TWh træflis pr. TWh elproduktion ab værk.
- 3) Korrektionen udføres ved, at den årlige netto import multipliceres med brændselsmikset og tillægges brændselsmikset for al produktion af el og fjernvarme i det givne beregningsår.

Se brændselsmiks og modelberegnet eludveksling (som der korrigeres for) i nedenstående tabel.

År	Modelberegnet elimport (TWh el)	Totalt brændselsforbrug (TWh/TWh el)	Kul	Fuelolie	Gasolie	Naturgas	Træpiller	Træflis
2016	6,3	2,7	1,3	0,03	0,01	0,26	0,31	0,14
2017	4,8	2,7	0,9	0,03	0,01	0,21	0,55	0,30
2018	3,9	2,7	1,0	0,03	0,01	0,17	0,56	0,29
2019	3,6	2,7	1,0	0,03	0,01	0,16	0,56	0,31
2020	2,4	2,6	1,1	0,04	0,01	0,16	0,38	0,35
2021	0,2	2,6	1,3	0,04	0,01	0,15	0,20	0,41
2022	0,7	2,6	1,3	0,04	0,01	0,14	0,20	0,40
2023	1,8	2,6	1,4	0,04	0,01	0,14	0,19	0,38
2024	2,8	2,6	1,4	0,04	0,01	0,13	0,20	0,38
2025	-0,2	2,6	1,6	0,05	0,01	0,11	0,16	0,31
2026	0,2	2,6	1,6	0,05	0,01	0,11	0,16	0,30
2027	1,1	2,6	1,6	0,05	0,01	0,10	0,18	0,29
2028	2,3	2,7	1,6	0,05	0,01	0,10	0,18	0,29
2029	3,1	2,7	1,6	0,05	0,01	0,11	0,18	0,29
2030	3,5	2,7	1,6	0,05	0,01	0,11	0,19	0,29

Tabel 19: Tabel der viser hvor meget brændsel der anvendes pr. enhed el i korrektionen af den modelberegnete eludveksling.

Ovenstående gælder for grundforløbet. For det alternative forløb og de forskellige følsomhedsberegninger er der også usikkerhed omkring eludvekslingen, men her er det forskellen til grundforløbet, der er i fokus, da dette vil indikere en øget sandsynlighed for el- import og eksport, dog med en usikkerhed omkring det absolutte niveau. For at kunne sammenligne direkte med grundforløbet, er der i det alternative forløb og følsomhedsberegninger anvendt præcis samme elhandelskorrektion som i grundforløbet.

Dette betyder, at hvis der i det alternative forløb i 2028 i RAMSES-modellen er beregnet en import på 9,3 TWh og et kulforbrug på 8,1 TWh, så vil der af basisfremskrivningen fremgå en import på 7 TWh (9,3 minus 2,3 import i grundforløbet) og et kulforbrug til elproduktion på 11,8 TWh (8,1 TWh kul plus 2,3 TWh elimport i grundforløbet x 1,6 TWh kul/TWh el i grundforløbet).

## **4.4 Metodediskussion, herunder fremtidige forbedringer**

Energistyrelsen arbejder løbende på at forbedre datagrundlag og de metoder, der anvendes i fremskrivningen. Der er en række aspekter af fremskrivningerne, som det ønskes at forbedre i det fremadrettede arbejde, da disse spiller en væsentlig rolle for udviklingen og derfor er nødvendige at kunne belyse grundigere end i denne fremskrivning. Elementerne vil blive løbende forbedret frem mod næste basisfremskrivning og arbejdet ledende op til forhandlinger om en ny energiaftale for perioden efter 2020. Fremadrettet vil Energistyrelsen således fokusere på forbedringer af følgende elementer af arbejdet med el og fjernvarme:

### **4.4.1 Eludveksling**

Der anvendes som beskrevet en antagelse om, at eludvekslingen også i fremtiden vil være nul over en længere årrække. Derfor foretages en beregningsteknisk korrektion af de modellerede eludvekslinger.

Energistyrelsen vil fremadrettet analysere, hvorvidt andre metoder kan anvendes, eller om de modelberegnete eludvekslinger kan anvendes direkte.

### **4.4.2 Udviklingen i elproduktionskapacitet og -forbrug i landende omkring Danmark**

Den forventede udvikling i Nordvesteuropa samlet set har en meget væsentlig betydning for udviklingen i Danmark. I årets fremskrivning anvendes der standard data udviklet af ENTSO-E for forskellige udviklinger frem mod 2030. Scenarierne, data er baseret på, har primært til formål at beskrive et muligt udfaldsrum for den europæiske udvikling og er derfor ikke nødvendigvis en vurdering af den mest sandsynlige udvikling. Det er arbejdsmæssigt ressourcekrævende, hvis Energistyrelsen selv skal udvikle og vedligeholde omfattende datasæt for alle nabolande samt sikre konsistente fremskrivninger, hvorfor Entso-e's arbejde er vurderet som den bedste kilde på nuværende tidspunkt.

Frem mod fremtidige fremskrivninger vil det blive undersøgt hvorvidt andre datakilder kan anvendes eller de eksisterende scenarier kan udvides/nuanceres med andet relevant data, så den samlede fremskrivning i højere grad repræsenterer den sandsynlige udvikling ud fra nuværende tendenser.

### **4.4.3 Forventningerne til teknologisk udvikling, især for de VE-teknologier, der er i hastig udvikling og forventes kommercielle i fremtiden**

Især landvind og solceller forventes fortsat at falde i pris og stå for en væsentlig del af udbygningen med VE i Nordvesteuropa generelt.

### **4.4.4 Vurdering af forsyningssikkerhed for el**

Udviklingen med stigende mængder af fluktuerende produktion og stigende elforbrug kan på længere sigt give udfordringer for forsyningssikkerheden for el, som i dag er høj. Energistyrelsen har værktøjer og metoder til at vurdere dette (primært i form af SISYFOS-modellen), hvilket planlægges at blive integreret i arbejdet med fremtidige basisfremskrivninger. Dette vil give et forbedret grundlag for at vurdere effekten af udviklingen på en vigtig parameter.

### **4.4.5 Udviklingen med ny kapacitet i decentrale fjernvarmeområder**

Der er i denne udgave af Basisfremskrivningen anvendt en ny fremskrivning for udbygningen med solvarme i den decentrale fjernvarmesektor. Denne giver et bedre grundlag for at vurdere udviklingen ved bl.a. at tage hensyn til det samlede potentiale og de eksisterende produktioner og fjernvarmeforbrug i enkelte områder. Det vil blive undersøgt, om en lignende tilgang kan anvendes for at vurdere udbygningen med

varmepumper til fjernvarmeproduktion, som forventes at forblive et fokuspunkt for fjernvarmesektoren fremadrettet.

#### **4.4.6 Udviklingen i fjernvarmeforbruget**

Den nuværende metode modellerer en række af de større fjernvarmeområder, men der tages ikke højde for hvorvidt udviklingen i fjernvarmeforbruget fordeles anderledes på tværs af byer og områder i fermtiden, fx som resultat af udvidelser til nye fjernvarmeområder mv. Det vil blive undersøgt, hvorvidt dette i højere grad kan inkluderes i den anvendte metode.

### **4.5 Forudsætninger for produktionskapacitet i Danmark**

Udviklingen i dansk produktionskapacitet følger i lighed med tidligere fremskrivninger 'frozen policy' tilgangen, hvor gældende regler, støtteordninger, afgifter samt vedtagne investeringsbeslutninger medtages. Herudover antages investeringsbeslutninger at ske på markedsvilkår. Markedsvilkårene for el- og fjernvarmeproduktion er reguleret på forskellig vis afhængig af teknologi og typer af områder, hvorfor forventningerne til udvikling i høj grad er relateret til de gældende rammevilkår. I de følgende afsnit beskrives de anvendte forudsætninger og metoder til vurdering af udviklingen i kapacitet til produktion og transmission af forskellige dele af systemet.

#### **4.5.1 Termisk elproduktion: centrale og større decentrale områder**

Kapaciteten i de centrale termiske kraftværker i Danmark er reduceret i de senere år på grund af skrotninger og mølposelægninger<sup>47</sup>. Samtidig er der omlægninger i gang på flere af de centrale kraftværker, der dermed får mulighed for at anvende biomasse i stedet for fossile brændsler.

I Energistyrelsens RAMSES-model modelleres alle fjernvarmeområder med et årligt fjernvarmeforbrug på minimum 0,5 PJ som særskilte områder – 28 områder i alt. For hvert område indgår de eksisterende større kraftvarmeværker såvel som kedler til ren varmeproduktion. Data for udgangspunktet i 2015 er baseret på Energistyrelsens Energiproducenttælling.

I de centrale områder, findes der en række bindinger ift. ny produktionskapacitet, mest betydende kravet om kraftvarmeproduktion på de centrale værker og større decentrale værker, der allerede i dag har kraftvarme. I de større decentrale områder, der i dag bruger naturgas, er det ligeledes antaget, at brændselsbindinger er gældende, jf. gældende lov om varmforsyning (Varmeforsyningsloven). Vurderingen af den fremtidige udvikling for de centrale og store decentrale områder er baseret på faglige skøn ift. den forventede økonomi i at opstille nye anlæg.

Overordnet set forventes følgende udvikling for de forskellige typer af eksisterende anlæg:

- Eksisterende centrale værker uden besluttede planer antages at fortsætte med den nuværende drift
- Omstilling af eksisterende centrale værker, der allerede er besluttet og godkendt forventes gennemført
- Kraftvarmeværker på naturgas antages at fortsætte i de områder, hvor der ikke på nuværende tidspunkt er planlagte og godkendte anlæg under opførelse.
- Værker, der allerede er omstillet fra kul til biomasse, antages at blive erstattet af biomasseanlæg når den tekniske restlevetid er opnået (nye anlæg typisk mindre en eksisterende, baseret på flis)

---

<sup>47</sup> Med mølposelægning forstås et kraftværk der fungerer, men som ikke bliver taget i brug.

- Affaldsværker antages overvejende at blive levetidsforlænget, da der fortsat forventes at være affald tilgængeligt, som værkerne kan anvende. Ældre affaldskedler antages dog lukket, når den forventede tekniske levetid udløber.
- Kedler til spidslast varmeproduktion forventes ikke at ændre sig i perioden
- Overskudsvarme og –el forventes fastholdt på nuværende niveau

Kommende projekter, der er offentlige og godkendte er forsøgt inkluderet.

Der laves derudover en vurdering af muligheden for at investere i nye værker eller levetidsforlænge eksisterende værker. Dette gøres ved at se på indtjeningen ved driften og muligheden for afskrivning af investeringsomkostninger, som beregnes i RAMSES-modellen. Der laves ikke en egentlig optimering af nye investeringer, som det kendes fra andre typer af elmarkedsmodeller, men de analyserede projekter vælges ud fra faglige skøn. Data til beregning af økonomien er baseret på Energistyrelsen og Energinet.dk's teknologikataloger samt brændsels- og CO<sub>2</sub>-priser.

	Kul <sup>48</sup>	Olie	Naturgas	Biomasse <sup>49</sup>	Affald	Industri	I alt
2016	2.418	979	2.013	575	189	452	6.621
2020	1.654	710	1.509	1.128	213	452	5.666
2025	2.256	728	1.281	1.147	213	452	6.078
2030	2.256	728	1.281	1.143	213	452	6.074

Tabel 20. Den forventede udvikling i den termiske kapacitet til elproduktion (MW el)<sup>50</sup>.

I bilag 4 findes en oversigt over de specifikke centrale og større decentrale kraftværker og de antagelser, der gøres for dem i fremskrivningen.

#### 4.5.2 Kraftvarmeproduktion i mindre decentrale områder

De små varmeområder modelleres ikke individuelt, men grupperes efter om områdernes forsyning primært er baseret på naturgas, biomasse eller øvrigt brændsel samt efter om de er placeret øst eller vest for Storebælt.

På grund af bortfald af grundbeløb efter 2018 er der en væsentlig usikkerhed forbundet med udviklingen i de naturgasfyrede kraftvarmeverker i disse områder. Det vurderes, at en del af naturgasmotorerne vil blive taget ud af drift. Den antagne reduktion fremgår af nedenstående tabel.

Det bemærkes, at antagelserne er behæftet med stor usikkerhed, men at den forventede reduktion for naturgasmotorer kun udgør en mindre del af den samlede elproduktionskapacitet i Danmark, og antagelsen derfor er mindre kritisk ift. de overordnede resultater. Øvrig elkapacitet fastholdes på nuværende niveau.

<sup>48</sup> Stigningen i kulkapacitet efter 2020 skyldes primært, at tabellen kun angiver kapacitet for driftsklare anlæg. Efter 2020 forventes nogle eksisterende anlæg at blive driftsklare til elproduktion – se mere i bilagsoversigten.

<sup>49</sup> Her inkl. biogas (ca. 50 MW) og bioolie (ca. 20 MW).

<sup>50</sup> Kapaciteten for anlæg afspejler her den forventede produktion på forskellige typer brændsler for de anlæg, der fyrer med forskellige typer. Fx vil et kulkraftværk, der i løbet af året fyrer med 20% træpiller, i tabellen indgå med 80% kapacitet som kul og 20% biomasse.

	Reduktion i kapacitet ift. 2015 <sup>51,52</sup>	Elkapacitet til rådighed (MW)
2016	0%	696
2017	0%	696
2018	10%	627
2019	15%	592
2020	20%	557
2021	26%	515
2022	32%	474
2023	38%	432
2024	44%	390
2025 og frem	50%	348

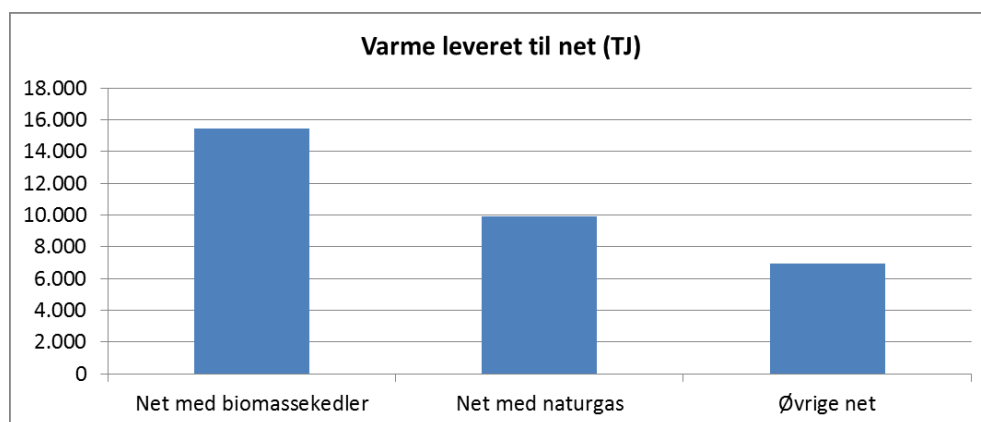
Tabel 21: Forudsætninger for udvikling i naturgasmotorer.

### 4.5.3 Fjernvarmeproduktion i mindre decentrale områder

De små fjernvarmenet<sup>53</sup> stod i 2015 for omkring 25 % af den samlede fjernvarme leveret af værker<sup>54</sup>, svarende til ca. 32.000 TJ.

Til brug for fremskrivningen er de små fjernvarmenet opdelt i tre dele (se figuren nedenfor):

- Net med naturgas (min. 40 % af varmen leveres af naturgaskraftvarme og/eller –kedler)
- Net med biomassekedler (min. 40 % af varmen leveres af biomassekedler)
- Øvrige net (dækker over enkelte små biomassekraftvarmeanlæg på fx halm samt net med større andele af varme fra affald, overskudsvarme, biogas m.v.)



Figur 10: Net med minimum 40 % varme fra biomassekedler udgør den største gruppe i de små fjernvarmenet.

#### 4.5.3.1 Net med biomassekedler

Net med biomassekedler samt øvrige net er uændrede i fremskrivningen. Med baggrund i dette forudsættes det, at produktionskapaciteten i net med biomassekedler er uændret i fremskrivningsperioden. Dette skyldes, at biomassevarme med de nuværende afgifter er en meget billig måde at producere varme på, og der er derfor ikke grundlag for at forvente større ændringer i disse fjernvarmenet.

<sup>51</sup> Kapacitet i udgangspunktet er baseret på data fra Energistyrelsens Energiproducenttælling 2015.

<sup>52</sup> Reduktion er fastsat for årene 2016-2020 samt 2025. For perioden 2021-2024 er der anvendt interpolerede tal.

<sup>53</sup> Defineret som de anlæg der ikke modelleres individuelt i RAMSES, se også bilag 4

<sup>54</sup> Jf. Energistyrelsens Energiproducenttælling 2015

Dog har der de sidste fem år været en del udbygning med solvarme i net med biomassekedler. Dette antages at skyldes, at solvarmen supplerer biomassevarme godt, eftersom ineffektiv delast i sommermånederne kan begrænses. Fremskrivningen af solvarme i fjernvarmenet med biomassekedler er beskrevet i det efterfølgende afsnit.

#### 4.5.3.2 *Øvrige net*

For 'Øvrige net' fastholdes kapaciteten med baggrund i at relativt billig varme fra biomassekraftvarme, affald, overskudsvarme og biogaskraftvarme er med til at fastholde det nuværende anlægssetup. Historisk har der kun været begrænset udbygning med solvarme i disse typer net.

#### 4.5.3.3 *Net med naturgas*

For net med naturgasvarme forholder det sig anderledes. De lave elpriser og grundbeløbenes bortfald i 2018 og 2019 gør, at naturgasmotorerne ikke længere er en attraktiv varmeproduktionsform, og varme på naturgaskedler er trods lav gaspris en relativt dyr måde at producere fjernvarme på. Samtidig er mange anlæg af ældre dato, og der er dermed rum for nye investeringer. Men brændselsbindingen til naturgas gør, at det i de fleste tilfælde reelt kun er solvarme og varmepumper, der er relevante alternativer.

Forholdene for de naturgasbaserede områder er håndteret på følgende måde i årets Basisfremskrivning:

- Reduktion i naturgasmotorer som følge af lav elpris og grundbeløbs bortfald (20 pct. mindre kapacitet af motorer i 2020 og 50 pct. færre i 2025 ift. 2015).
- Biogas i naturgasmotorer øges, fordi det forudsættes at tilskuddet fastholdes frem til 2023 (modsat i sidste års basisfremskrivning er der i år en forventning om næsten en fordobling af biogas direkte til kraftvarme i 2030 sammenlignet med i dag<sup>55</sup>).
- Etablering af biomassekedler på barmarksværker som følge af sidste års dispensation fra brændselsbindingen (ca. 65 MW, idet de første ca. 20 værker allerede har etableret biomassekedler).
- Etablering af solvarme ud fra opgjort potentiale kombineret med afskrivning af eksisterende anlæg (nærmere beskrevet i det efterfølgende afsnit).
- Etablering af varmepumper ud fra skøn (3 MWel pr. år, svarende til 12 MW varme ved en COP på 4).

#### 4.5.3.4 *Kollektiv solvarme*

Der forventes at ske en udbygning med kollektiv solvarme. Der er i dette års fremskrivning lavet en mere detaljeret beregning til vurdering af den forventede udvikling.

Beregningen består af to dele:

- Opgørelse af potentialet
- Udbygningen år for år

##### 4.5.3.4.1 *Potentialet for solvarme*

Potentialet for solvarme er opgjort i to trin baseret på 2015-data fra Energistyrelsens

Energiproducenttælling:

1. Frasortering af fjernvarmenet med affaldsvarme, biogasvarme og overskudsvarme (idet det antages, at disse i vid udstrækning vil udkonkurrere solvarmen).

---

<sup>55</sup> Frozen policy tilgangen resulterer i en fastholdelse af tilskud til anendelse af biogas til elproduktion, hvilket resulterer i at det er et attraktivt måde at afsætte gassen på.

2. Beregning af varmeproduktion fra solvarme idet det antages, at solvarmen dækker 20 pct. af varmebehovet i de resterende net (såfremt der er eksisterende solvarme i disse net så udbygges op til 20 pct. dækning).

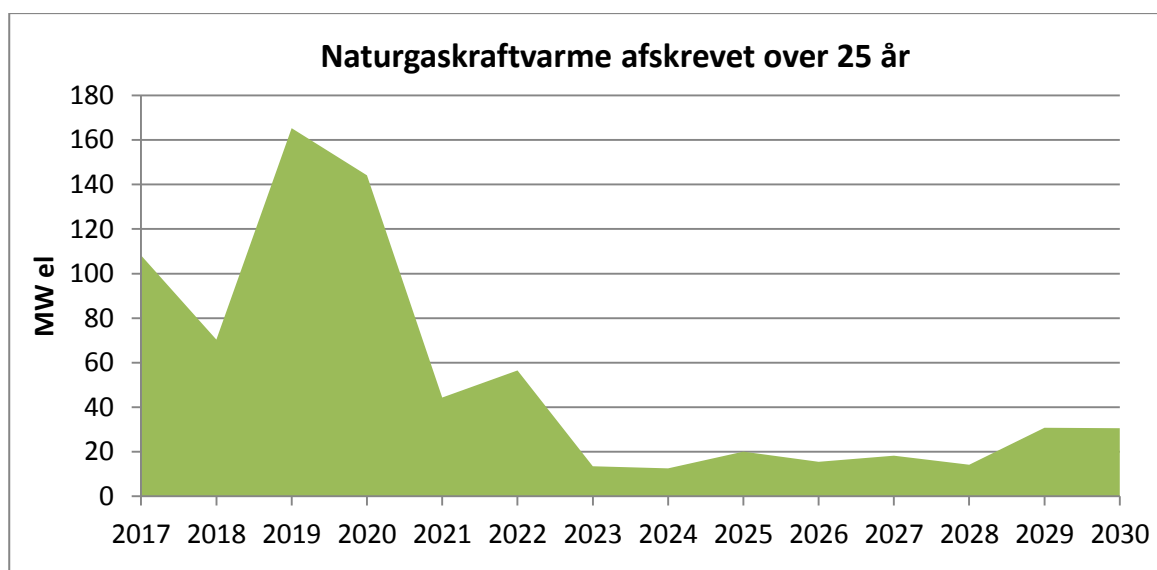
For små fjernvarmenet med hhv. naturgas og biomassekedler giver det et samlet potentiale på ca. 3.600 TJ ny solvarme ud over, hvad der allerede er etableret (produktionen i små fjernvarmenet på solvarme var i 2015 ca. 880 TJ og forventes at stige til 1.420 TJ i 2016).

Dækningsgraden af solvarmen afhænger i høj grad af muligheden for at lagre varmen. De 20 pct. er valgt, fordi den er mulig at opnå med en almindelig akkumuleringstank uden yderligere etablering af lager. Der er flere og flere eksempler på etablering af damvarmelagre, hvilket kan give langt højere dækningsgrad. Dette er ikke indregnet i potentialeberegningen.

#### 4.5.3.4.2 Udbygningen af solvarme år for år

Udbygningstempoet for solvarme fastlægges ved at estimere, hvornår naturgaskraftvarmen er afskrevet, og for det pågældende net etablere solvarme jf. det beregnede potentiale i det pågældende år. Metoden anvendes for både fjernvarmenet med naturgas og med biomassevarme, hvor der i sidstnævnte stadig står mange naturgasmotorer, der blot ikke producerer så meget. Som nævnt tidligere er disse net medregnet, fordi historiske data viser, at der de senere år er etableret en del solvarme her.

Der er forudsat, at det enkelte naturgaskraftvarmeanlæg afskrives over 25 år, hvilket giver nedenstående profil for den nedtagne kapacitet i de enkelte år.



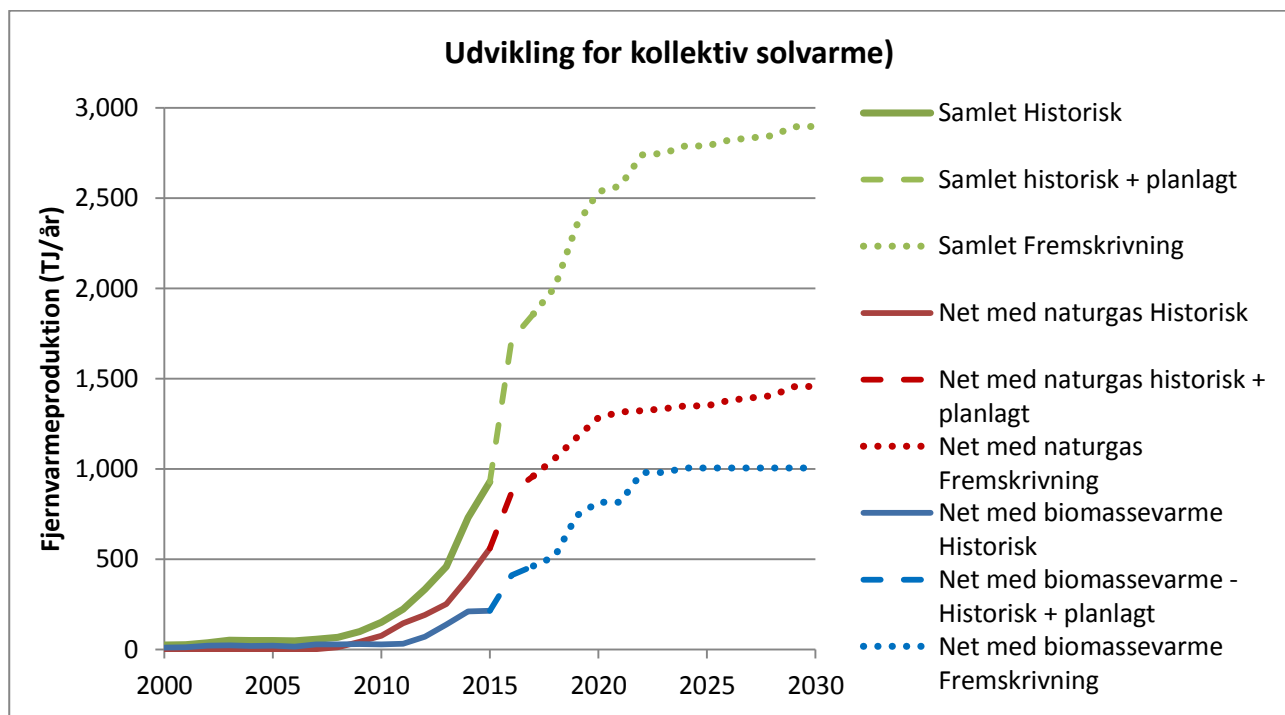
Figur 11: En stor del af naturgaskraftvarmen i de små fjernvarmenet med naturgas eller biomasse er af ældre dato og den antaget tekniske levetid på 25 år for anlæggene forventes at udløbe i de kommende år. Figuren viser den årlige mulige skrotning ved antagelse om afskrivning over den tekniske levetid på 25 år. Det antages ikke at naturgasmotorerne rent faktisk skrottes og tages ud af produktion, men dette anvendes som en indikator på investeringsrummet for ny kapacitet af solvarme.

Metoden tager udgangspunkt i, at afskrivningen af et grundlastanlæg giver fjernvarmebestyrelsen anledning til at foretage nye investeringer. Der er dog også mange andre faktorer i spil ift. investering i ny kapacitet, såsom brændselspriser, fjernvarmeværkets økonomi, varmeprisen m.v. Dertil kommer, at en række værker stadig afventer, om der kommer en politisk reaktion på grundbeløbets bortfald.

Der er derfor tale om en forsimplet tilgang til et kompliceret område. Nogle fjernvarmeværker vil investere tidligere (for at få vished for varmeprisen), nogle vil investere senere (afvente rammebetingelserne). For at tage højde for, at ikke alle små fjernvarmenet med naturgasvarme eller biomassevarme kommer til at investere i solvarme, regnes der med, at 80 pct. af potentialet realiseres. Hertil kommer, at der også vil blive etableret enkelte varmepumper (3 MWel pr. år jf. følgende afsnit), som et konkurrerende alternativ til solvarme.

Med denne tilgang ca. tredobles solvarmeproduktionen i de små fjernvarmenet i 2030 ift. produktionen i 2015. Størstedelen af stigningen forgår dog inden 2020, hvor produktionen øges med ca. 2½ gang. Bemærk, at der i tallet for 2016 er indregnet planlagte solvarmeanlæg og dækker 40 pct. af stigning i 2020 set ift. 2015.<sup>56</sup> Udviklingen er vist i nedenstående figur.

Figuren viser også den samlede solvarmeproduktion, dvs. inkl. solvarme i store fjernvarmenet. Det forudsættes i fremskrivningen, at der ikke etableres ny solvarme i disse fjernvarmenet (udover allerede planlagte anlæg, fx Silkeborg i 2016). Gennemsnitligt set øges solvarmen med ca. 320 TJ/år fra 2015 til 2020 (ca. 210.000 m<sup>2</sup>/år) og ca. 130 TJ om året for hele perioden 2015-2030 (ca. 85.000 m<sup>2</sup>/år).



Figur 12: Fremskrivning af solvarme i Basisfremskrivning 2017

#### 4.5.3.5 Biomassekedler

Der forventes at ske en udbygning med biomassekedler på mindre decentrale kraftvarmeværker frem til og med 2019. 85 mindre decentrale kraftvarmeværker har fået tilladelse til etablering af 1 MW biomassekedler. Samtidig er der mulighed for at opstille yderligere kapacitet i decentrale områder, der i dag ikke er bundet af naturgas, samt i forbindelse med udvidelse af fjernvarmenettene i andre områder.

<sup>56</sup> Jf. Planenergis opgørelse og eksisterende og planlagte solvarmeanlæg fra januar 2016



På baggrund heraf er der antaget en udbygning med 20 MW varme årligt fra 2016-2019, således at 80 MW varme er i drift, når grundbeløbet ophører. Der er antaget et brændselsmix bestående af 50 pct. halm og 50 pct. flis.

Herudover er det antaget, at Grenå Varmeværk etablerer en 30 MW flisfyret kedel fra 2019, der tilsammen med en varmepumpe kan levere 38 MW varme.

#### 4.5.3.6 *Store varmepumper, elpatroner og geotermi*

Der forventes at ske en hvis udbygning med store varmepumper til produktion af fjernvarme. Der findes i dag kun få varmepumper i fjernvarmen, men bortfaldet af PSO-tariffen og muligheden for tilskud igennem energiselskabernes energispareindsats giver en forbedret økonomi. Der forventes derfor en svag udbygning med nye anlæg. Ud fra faglige skøn er udbygningen antaget at ligge på 3 MW el årligt fra 2017-2030. Det giver en samlet kapacitet på knap 12 MW el i 2020, 27 MW el i 2025 og 42 MW el i 2030.

Med hensyn til elpatroner forventes der at blive udbygget med 25 MW el fra 2017 på Nordjyllandsværket<sup>57</sup> og 80 MW el på Svanemølleværket fra 2018<sup>58</sup>. Derudover antages der ingen yderligere udbygning med elpatroner. Det giver en samlet kapacitet på knap 667 MW el fra 2017 og frem.

Der regnes ikke med en yderligere udbygning med geotermi.

#### 4.5.3.7 *Samlet udvikling for små decentrale fjernvarmenet*

I Tabel 22 ses en oversigt over den forventede udvikling i de små decentrale net for hhv. naturgasmotorer, biomassekedler, varmepumper og solvarme.

Parameter	2017	2018	2019	2020	2025	2030
Reduktion af decentrale naturgasmotorer (ift. 2015)	0 %	10 %	15 %	20 %	50 %	50 %
Direkte biogas til kraftvarmeproduktion (PJ biogas)	5,1	4,6	5,0	5,6	7,1	7,0
Ekstra etablering af biomassekedler på barmarksværker (MW varme)	20	20	20	20	0	0
Samlet solvarmeproduktion (TJ)	2.362	2.566	2.770	2.974	3.154	3.334
Samlet solvarmeudbygning (1000 m <sup>2</sup> )	1.560	1.695	1.830	1.964	2.083	2.202
Etablering af nye varmepumper (MWel per år)	3 MWel	3 MWel	3 MWel	3 MWel	3 MWel	3 MWel
Nye varmepumper akkumuleret varme ved 5.000 fuldlasttimer og COP på 4 (TJ varme)	220	430	650	860	1.940	3.020

Tabel 22. Udvikling for fjernvarmeproduktionen i små, decentrale net.

<sup>57</sup> Udmelding fra Aalborg Kommune i forbindelse med at de købte værket af Vattenfall.

<sup>58</sup> Projektansøgning af DONG Energy godkendt af Københavns kommunes teknik- og miljøudvalg 22. august 2016

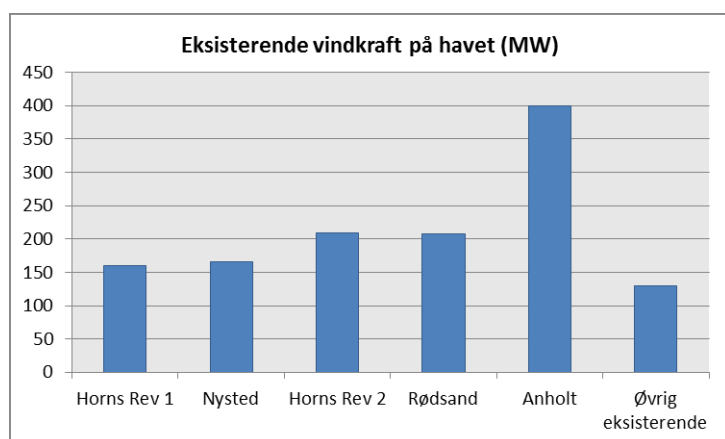
#### 4.5.4 Vindkraft på havet

##### 4.5.4.1 Eksisterende kapacitet

De første vindmøller på havet blev idriftsat i 1991, 5 MW ved Vindeby på Lolland. Lidt mere end 10 år efter, i 2002-2003, blev de første storskalaparker ved Horns Rev 1 (160 MW) og Nysted (166 MW) sat i drift. Disse parker blev opført efter pålæg fra staten.

I 2009-2010 blev de næste storskalaparker ved Horns Rev 2 (209 MW) og Rødsand 2 (207 MW) idriftsat. Disse parker blev opført efter statsligt udbud som følge af energiaftalen fra 2004.

Som følge af energiaftalen fra februar 2008 blev storskalaparken ved Anholt (400 MW) sendt i udbud og parken kom i drift i 2012-2013. Storskalaparkerne udgør ca. 90 pct. af de 1.271 MW vindkraft, der i dag er installeret og i drift på havet, jf. nedenstående figur.



Figur 13: Eksisterende vindkraft på havet (MW).

##### 4.5.4.2 Ny kapacitet som følge af udbud og forsøgsordning

Med energiaftalen fra marts 2012 blev det besluttet at udbygge vindkraften på havet med yderligere 1.500 MW frem mod 2020, fordelt på 400 MW ved Horns Rev 3, 600 MW ved Kriegers Flak og 500 MW kystnære møller. Ifm. vækstaftalen fra juli 2014 blev tidsfristen for idriftsættelsen af Kriegers Flak rykket til ultimo 2021 og de 500 MW kystnære møller blev reduceret til 400 MW, heraf 350 MW udbud og 50 MW forsøgsmøller.

Horns Rev 3 forventes opført ultimo 2018, mens Kriegers Flak forventes opført i 2020-2021.

De kystnære møller blev udbudt som et multisite udbud. Udbuddet er afsluttet, og som følge heraf forventes opført 170 MW ved Vesterhav Syd og 180 MW ved Vesterhav Nord. Møllere forventes opført ultimo 2020.

Der er i februar 2016 givet tilsagn til 28 MW ud af den forsøgspulje på 50 MW, der indgik i energiaftalen. De 28 MW opføres ved Nissum Bredning i 2017. De resterende 22 MW opføres som følge af PSO-aftalen fra november 2016 ikke.

##### 4.5.4.3 Ny kapacitet som følge af åben-dør ordningen

Vindkraft på havet kan også etableres efter åben-dør ordningen. Energistyrelsen er godkendende myndighed, men ordningen følger samme støtteordning som er gældende for vindmøller på land (hvor det

er kommunerne der er godkendende myndighed).<sup>59</sup> Udbygningen efter åben-dør ordningen er forbundet med meget stor usikkerhed. Energistyrelsen har hidtil haft mange ansøgninger liggende, men som følge af de nye fremdrifts krav er antallet af ansøgninger reduceret væsentligt. Flere af projekterne vurderes dog fortsat af forskellige årsager (bl.a. lokal modstand samt de for tiden meget lave elpriser), at være forbundet med lav sandsynlighed for realisering.

Der er fra årsskiftet trådt en række nye regler i kraft for nye ansøgninger.<sup>60</sup> Reglerne betyder, at kommunerne får mere medbestemmelse i nye projekter med kystnære havvindmøller. Desuden er det ikke længere Energistyrelsen, der skal give en forundersøgelsestilladelse. Det skal Energi-, forsynings- og klimaministeren. De nye regler betyder, at lokal opbakning får afgørende indflydelse på vurdering af disse projekter.

Da det antages, at der ikke er støtte til vindkraft på havet efter åben-dør ordningen efter februar 2018, er udbygningen sat til 0.

#### 4.5.4.4 *Levetid*

Der regnes med en levetid på 25 år for eksisterende kapacitet samt for fremtidig kapacitet efter udbud. De eksisterende storskalaparker<sup>61</sup> har alle fået tilladelse til produktion i 25 år fra nettilslutning af første mølle, og dette vil også være gældende for de fremtidige parker opstillet efter udbud. Iflg. Energistyrelsens og Energinet.dks Teknologikatalog for vindkraft på havet har møller, der besluttet i dag, en teknisk levetid på 25 år, mens møller på længere sigt forventes at have en teknisk levetid på 30 år (møller hvor der foretages investeringsbeslutning i 2030). For fremtidig kapacitet opstillet efter åben-dør ordningen regnes med levetiderne i teknologikataloget.

#### 4.5.4.5 *Reinvestering i eksisterende kapacitet*

Der reinvesteres ikke i eksisterende kapacitet, da dette vurderes ikke at være økonomisk rentabelt under en frozen policy-tilgang. Den eksisterende kapacitet, der forventes nedtaget sidst i perioden, er desuden nogle af de første havvindmøller, der er blevet sat op. Der er derfor ikke erfaringer ift. omkostninger forbundet med repowering, og uden vedtagne beslutninger om nye udbud eller tilskudsordninger, vurderes det ikke muligt med ny havvind på eksisterende placeringer.

#### 4.5.4.6 *Samlet kapacitet*

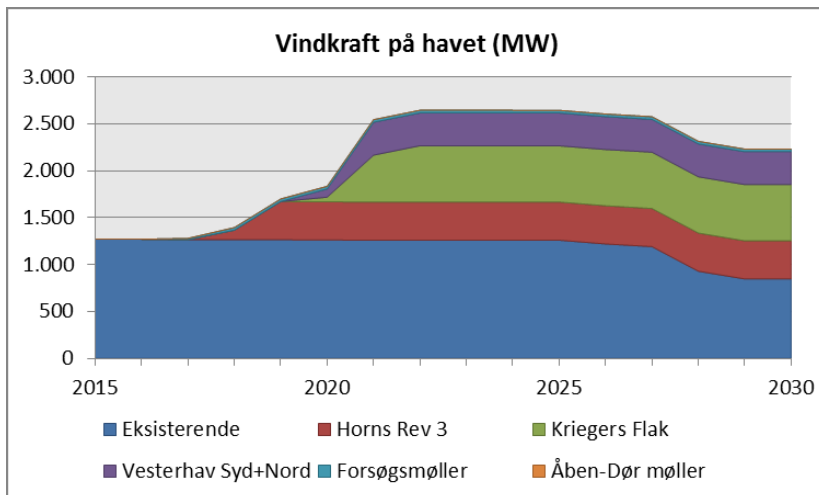
På baggrund af ovenstående forudsætninger om kapaciteter og levetid forventes kapaciteten af vindkraft på havet at udvikle sig som vist på nedenstående figur. Kapaciteten stiger frem mod 2022 og begynder så at falde igen efter 2027, i takt med, at de eksisterende parker skrottes.

---

<sup>59</sup> Det bemærkes, at de 50 MW forsøgsmøller godt kan komme op på en lokalitet fundet via åben-dør ordningen, men til et forhøjet tilskudsniveau.

<sup>60</sup> <https://ens.dk/ansvarsomraader/vindenergi/aaben-doer-ordningen-havvindmoeller/information-projektudviklere-om-aaben>

<sup>61</sup> Horns Rev 1+2, Nysted, Rødsand og Anholt.



Figur 14: Vindkraft på havet frem mod 2030 (MW).

#### 4.5.4.7 Fulldlasttimer

For den eksisterende kapacitet anvendes observerede årlige fulldlasttimer, der er normeret ift. et normalt vindår og afrundet til nærmeste 50. Så vidt muligt er anvendt et gennemsnit af årene 2008-2015.<sup>62</sup> For parker idriftsat senere end 2008 er anvendt et gennemsnit af så mange år som muligt.

For de kommende parker ved Horns Rev 3, Vesterhav Syd, Vesterhav Nord og Kriegers Flak er fulldlasttimerne baseret på oplysninger fra Vattenfall, der har vundet udbuddene.

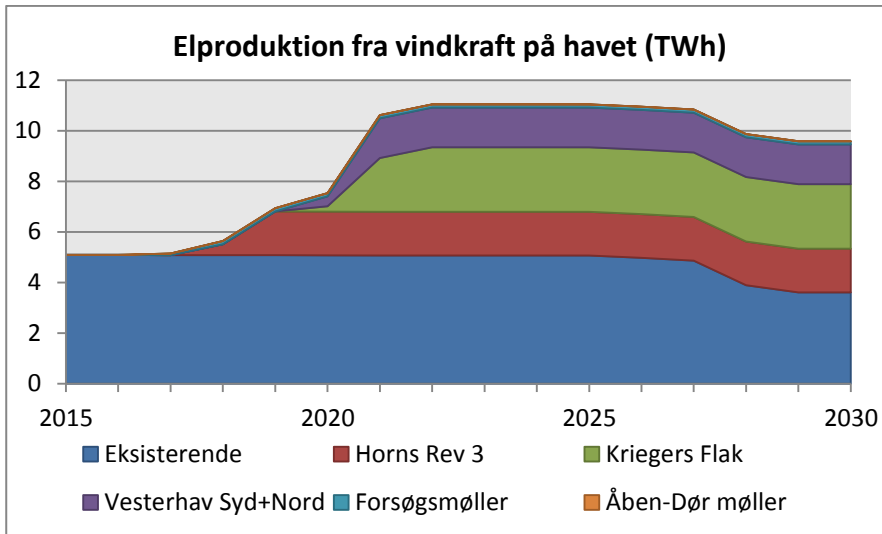
For øvrig ny kapacitet er årlige fulldlasttimer vurderet for hver 'park' på baggrund af vindforholdene på den geografiske placering og de gennemsnitlige forventede fulldlasttimer i Energistyrelsen og Energinet.dk's Teknologikatalog for vindkraft på havet. Fulldlasttimerne er i sagens natur behæftet med en vis usikkerhed, blandt andet fordi dagens møller sandsynligvis ikke er identiske med de møller, der sættes op i fremtiden, da teknologien er under konstant udvikling.

Af afsnit 11.2.2 (bilag) fremgår de anvendte årlige fulldlasttimer for både eksisterende og ny kapacitet.

#### 4.5.4.8 Elproduktion

På baggrund af ovenstående forudsætninger om kapaciteter, levetid og fulldlasttimer forventes elproduktionen fra vindkraft på havet at udvikle sig som vist på nedenstående figur. Produktionen stiger frem mod 2022, og begynder så at falde igen efter 2027 i takt med, at de eksisterende parker skrottes.

<sup>62</sup> Det bemærkes, at fulldlasttimerne for havmølleparken ved Anholt, kun er baseret på et års observationer, da parken var ude af drift en vis del af 2015 som følge af kabelfejl. For Horns Rev 2 er data for 2015 ligeledes undladt, da denne også var ude af drift en vis del af 2015 som følge af kabelfejl.



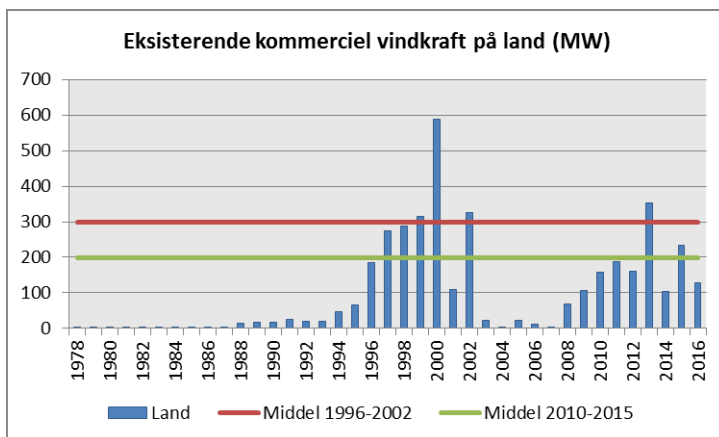
Figur 15. Elproduktionen fra den forventede kapacitet af vindkraft på havet.

## 4.5.5 Vindkraft på land

### 4.5.5.1 Eksisterende kapacitet

Der er siden sidst i 1970'erne sket en løbende udbygning med vindkraft på land. Pr. 30. september 2016 var der ca. 3.875 MW kommerciel landvind i drift som i figuren herunder ses fordelt på årgange.

Bruttoudbygningen har i nogle perioder været høj mens den i andre perioder har ligget næsten helt stille. I perioden 1996-2002 blev der i gennemsnit sat ca. 300 MW op årligt, mens der er i en efterfølgende periode fra 2003-2007 næsten ikke blev sat nye møller op. Herefter kom der gang i udbygningen igen, og siden 2010 er der i gennemsnit sat ca. 200 MW op årligt.



Figur 16: Eksisterende kommerciel vindkraft på land pr. 30. september 2016 fordelt på år for idriftsættelse (MW). Bemærk, at udbygningen for 2016 kun gælder de første 9 måneder af året.

### 4.5.5.2 Udbygning på den kortere bane frem til og med 2020

Den forventede udbygning for perioden 2016-2020 baseres dels på statistikken for 2016 (stamdata til og med september) og dels på viden om projekter i pipeline. Fremskrivningen er udarbejdet ved at tildele samtlige kendte projekter sandsynligheder for, at de realiseres, samt i hvilke år de realiseres. Hertil er lagt et estimat for nye projekter, som der endnu ikke er kendskab til. På baggrund heraf er udbygningen skønnet til 250 MW i 2017, hvoraf de 210 MW opsættes i Vestdanmark og de resterende 40 MW i

Østdanmark. Fra 2018 forventes udbygningen at gå i stå som følge af antagelsen om ingen støtte til landvind efter februar 2018.

#### 4.5.5.3 *Udbygning på længere sigt fra 2021 og frem mod 2035*

Den forventede udbygning på længere sigt er forbundet med meget stor usikkerhed.

Udbygningen på længere sigt har hidtil været baseret på skøn, der ikke har været koblet direkte til potentiale, teknologiomkostninger og elpris. Til brug for BF2017 er der udviklet et modelsetup, således at fremskrivningen i højere grad tager højde for udviklingen i eksempelvis potentiale, teknologiomkostninger og elpriser.

Hidtil har udbygningen på længere sigt været koblet direkte til udfasningen af den eksisterende kapacitet. Med det nye modelsetup er disse to afkoblet, således at den eksisterende kapacitet udfases i takt med, at møllerne når en given levetid, mens udbygningen afhænger af modelberegninger af de fremtidige selskabsøkonomiske vilkår. Dog afhænger det samlede potentiale, der maksimalt kan udbygges med, af udfasningen af de eksisterende møller.

Modelsetuppet består af to delmodeller:

- **Potentialemodellen** fremskriver det samlede potentiale for udbygning ud fra hensyn til arealmæssige begrænsninger, herunder indlagte forudsætninger og antagelser om eksempelvis afstandskrav og opkøb af boliger.
- **Udbygningsmodellen** fremskriver udbygningen år for år ud fra opstillede business cases samt antagelse om, hvor meget der maksimalt kan opsættes årligt og antagelse om, at udbygningen er normalfordelt rundt om et gennemsnitligt afkastkrav.

•

I tabellen herunder fremgår bruttoudbygningen på længere sigt baseret på resultater fra modelsetuppet. Det bemærkes, at resultaterne er forbundet med stor usikkerhed, da flere centrale forudsætninger er meget usikre. I afsnit 11.2.2.2 (bilag) er centrale forudsætninger og resultater beskrevet.

MW	Vestdanmark	Østdanmark
2021	0	0
2022	0	0
2023	0	0
2024	0	0
2025	10	0
2026	25	0
2027	45	0
2028	80	5
2029	130	10
2030	170	20
<b>I alt</b>	<b>460</b>	<b>35</b>

**Tablet 23: Årlig bruttoudbygning på længere sigt (MW).**

#### 4.5.5.4 *Levetid*

Tidspunktet for, hvornår en mølle tages ned, afhænger både af den teknologiske og den økonomiske levetid. Der er allerede i dag en del møller ældre end 25 år i drift og en del møller lige omkring og under de 25 år i drift. Der er ikke meget, der tyder på, at alle disse er på vej til at blive skrottet. Energinet.dk har i foråret 2016 udarbejdet en analyse af levetiden for møller opsat til og med 2007.<sup>63</sup> I analysen arbejdes med fire møllekategorier med hver deres levetid, jf. Tabel 27.

Kategori	Kapacitet (kW)	Fuldlasttimer (h)	Estimeret levetid (år)
1	<600	<1800	25
2	<600	≥1800	27
3	≥600	<1600	27
4	≥600	≥1600	29

Tabel 24: Konklusion fra Energinet.dks analyse 'Nedtagning af gamle landmøller' (hovedforløb).

Til brug for BF2017 er der med udgangspunkt i resultaterne i tabellen ovenfor beregnet vægtede levetider pr. mølleårgang for stadig aktive møller opsat til og med 2007. I afsnit 11.2.4 fremgår figurer med kapacitet fordelt på mølleårgang og kategori samt beregnede gennemsnitlige levetider fordelt på mølleårgang. Beregningerne resulterer i levetiderne i tabellen herunder. Det bemærkes dog, at udviklingen i elpriserne kan have stor betydning for levetiden.<sup>64</sup>

1978-1985	1986-1994	1995-2007
25	26	29

Tabel 25: Levetider for stadig aktive møller opsat til og med 2007 fordelt på år for idriftsættelse (år).

Levetiden for møller opsat efter 2007 baseres på seneste vurderinger i Energistyrelsens og Energinet.dks Teknologikatalog. Det betyder, at der for møller opsat fra 2008 og frem regnes med levetiderne i tabellen herunder.

2008-2020	2021-2030	2031-
25	27	30

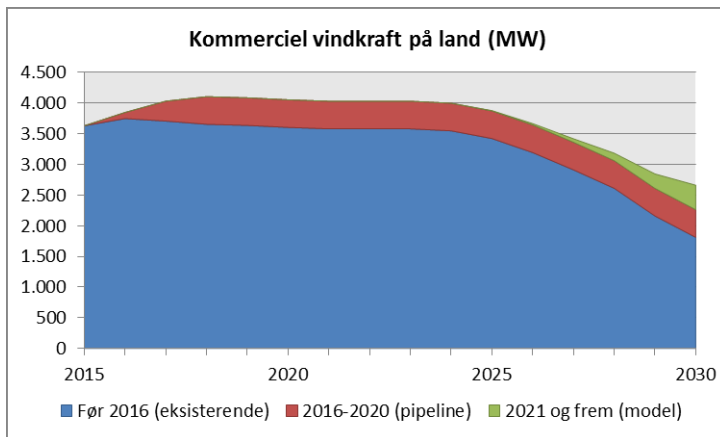
Tabel 26: Levetider for møller opsat 2008 og frem (år).

#### 4.5.5.5 *Samlet kapacitet*

På baggrund af ovenstående forudsætninger om kapaciteter og levetid forventes kapaciteten af vindkraft på land, at udvikle sig som vist på nedenstående figur.

<sup>63</sup> <http://energinet.dk/DA/EI/Udvikling-af-elsystemet/Analyseforudsætninger/Sider/Baggrundsnotater.aspx> (Analyse - Nedtagning af gamle landmøller (2016))

<sup>64</sup> Ifølge Danmarks Vindmølleforening vil der ved elpriser på omkring 15 øre/kWh ikke være incitament til at udbedre mindre skader eller udskifte komponenter på ældre møller.



Figur 17: Kommerciel landvindkapacitet frem mod 2030 (MW).

#### 4.5.5.6 Fuldlasttimer

For møller idriftsat til og med 2013 anvendes observerede årlige fuldlasttimer, der er normeret ift. et normalt vindår og afrundet til nærmeste 50. Så vidt muligt er anvendt et gennemsnit af årene 2008-2015. For møller idriftsat senere end 2008 er anvendt et gennemsnit af så mange år som muligt. Til bestemmelse af fuldlasttimer skelnes mellem møller idriftsat før 2008 og møller idriftsat i perioden 2008-2013. Ligeledes skelnes mellem møller i Østdanmark og Vestdanmark.

For møller idriftsat fra 2014 og frem er årlige fuldlasttimer vurderet på baggrund af vindforholdene i Øst- og Vestdanmark, effektkurver for møller på markedet samt for perioden fra 2020 og frem, teknologisk udvikling fra Energistyrelsen og Energinet.dk's Teknologikatalog. Vurderingen er foretaget for tre perioder; møller idriftsat 2014-2020, møller idriftsat 2021-2030 og møller idriftsat fra 2031 og frem. Fuldlasttimerne er i sagens natur behæftet med en vis usikkerhed, især da dagens møller sandsynligvis ikke er identiske med de møller, der sættes op i fremtiden, da teknologien er under konstant udvikling. Desuden er det sværere for landvind end havvind at vurdere, præcist hvor de fremtidige møller stilles op, og dermed hvad vindforholdene er.

	Før 2008	2008-2013	2014-2020	2021-2030	2031-
Østdanmark	1.850	2.650	3.000	3.050	3.100
Vestdanmark	1.950	2.950	3.150	3.200	3.250

Tabel 27: Årlige fuldlasttimer for eksisterende og nye møller på land (timer).

#### 4.5.5.7 Elproduktion

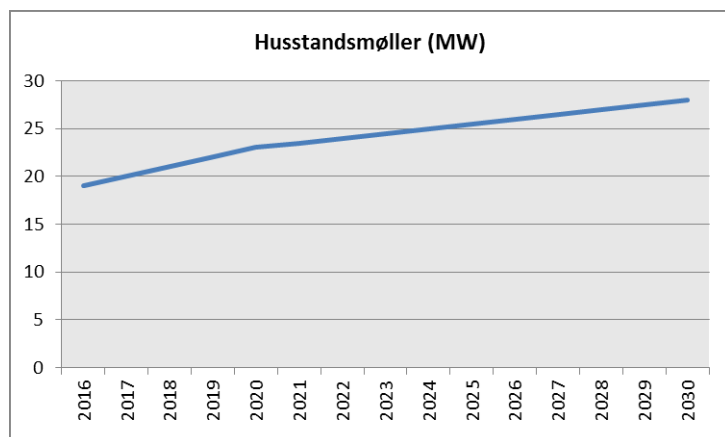
På baggrund af ovenstående forudsætninger om kapaciteter, levetid og fuldlasttimer forventes elproduktionen fra vindkraft på land, at udvikle sig som vist på Figur 17.

#### 4.5.5.8 Husstandsmøller

Med husstandsmøller menes her møller med en maksimal kapacitet på 25 kW, der er installeret i egen forbrugsinstallation. Der er i dag installeret ca. 19 MW husstandsmøller, som dermed udgør en meget beskedent del af den samlede landvindkapacitet. Der antages en årlig nettoudbygning på 1 MW frem til og



med 2020. Fra 2021 og frem er der ikke nogen politiske aftaler om pristillæg, hvorfor den årlige udbygning antages at falde. Fra 2021 og frem antages en årlig nettoudbygning på 0,5 MW. Udviklingen fremgår af nedenstående figur. For husstandsmøller regnes med 2.000 fuldlasttimer årligt.



Figur 18: Husstandsmøllekapacitet frem mod 2030 (MW).

#### 4.5.6 Solceller

Solceller udgør i dag en mindre del af den danske elproduktion, og udviklingen har hidtil været drevet af en kombination af indirekte støtte, som fx årlig nettoafregning af egetforbrug, og direkte støtte i form af pristillæg på el leveret til nettet. Teknologien har samtidig været i hastig udvikling og forventes fortsat at blive reduceret i pris.

##### 4.5.6.1 Eksisterende kapacitet og puljer

Solceller udgør i dag en mindre del af den danske elproduktion, og udviklingen har hidtil været drevet af en kombination af indirekte støtte, som fx årlig nettoafregning af produktion modregnet egetforbrug, og direkte støtte i form af pristillæg på el leveret til nettet. Teknologien har samtidig været i hastig udvikling og der forventes fortsat reduktioner i teknologiomkostningerne fremadrettet.

Afsnittet her beskriver forudsætninger og metoder anvendt i vurderingen af den fremtidige udvikling.

##### 4.5.6.2 Eksisterende kapacitet og puljer

Solcellekapaciteten var primo december 2016 på 845,1 MW. Denne kapacitet er fordelt på:

- 464,8 MW på den årsbaserede nettoafregning
- 72,5 MW uden støtte og nettoafregning
- 94,1 MW på 60-40-ordningen<sup>65</sup>.
- 8,7 MW på nettoafregning uden pristillæg
- Potentielt 193,9 MW på overgangsordningerne<sup>66</sup>
- 11 MW med forhøjet støtte fra puljerne<sup>67</sup>

<sup>65</sup> Fast afregningspris på 60 øre/kWh de første 10 år og fast afregningspris på 40 øre/kWh de efterfølgende 10 år.

<sup>66</sup> Mere information kan findes her: <http://www.ens.dk/undergrund-forsyning/el-naturgas-varmeforsyning/elforsyning/elproduktion/stotte-vedvarende-energi>

<sup>67</sup> Mere information kan findes her: <http://www.ens.dk/undergrund-forsyning/el-naturgas-varmeforsyning/elforsyning/elproduktion/stotte-vedvarende-energi>

Det bemærkes, at tallene er opgjort inklusiv nettilsluttede solcelleanlæg, der har verserende ansøgninger om at blive omfattet af ordningen.

#### 4.5.6.3 *Forventninger til ny kapacitet*

Ift. status på de ovennævnte kategorier er der i øjeblikket følgende forventninger til udviklingen:

- Der er fortsat ca. 3 MW nettilsluttet solcelleanlæg, der kan blive omfattet af den årsbaserede nettoafregning.
- Kategorien: *Anlæg uden støtte og nettoafregning* består i høj grad af anlæg, der er blevet nettilsluttet, men som endnu ikke har fået ansøgt om udbetaling af støtte og/eller nettoafregning. Derfor kan denne kategori både stige og falde.
- Nettoafregning uden pristillæg er en åben ordning, og der forventes en betydelig merudbygning på ordningen. Den forventede udbygning er beregnet i solcellepotentialemodellen, jf. beskrivelsen nedenfor.
- Der er derudover givet tilsagn om støtte til enten 60-40-støtteordningen eller solcellepuljerne til en række anlæg, der endnu ikke er nettilsluttet. Derfor vil udbygningen på disse ordninger stige yderligere, dog kun maksimalt med de givne tilsagn. Der er regnet med en udbygning på 76 MW ud fra opgørelse om tilsagn primo december 2016.
- Der kan også komme yderligere anlæg på overgangsordningerne. Der er dog nogle betingelser som skal opfyldes.
- Der forventes en udbygning på 20 MW i både 2017 og 2018 som resultat af tilskud igennem planlagte puljer.

Eftersom den primære udbygning forventes at ske for anlæg uden støtte og nettoafregning, fokuseres fremskrivningen på denne type, og er beskrevet i følgende afsnit.

##### 4.5.6.3.1 *Solcellepotentialemodel*

Både drifts- og anlægsomkostningerne for solceller forventes at falde fremadrettet, jf. Energistyrelsens og Energinet.dk's teknologikatalog fra 2015. Under disse forudsætninger har Energistyrelsen udarbejdet en model til at vurdere betydningen af faldende drifts- og anlægsomkostninger for udbygningen med solceller.

Modellen fremskriver udbygningen med solceller og estimerer samtidig de samlede udgifter til staten ved udbygningen. Statens samlede udgifter består af hhv. udgifter til mindreprovenu i form af færre indtægter fra elafgiften samt udgifter til udbetaling af støtte til den elektricitet, der afregnes som leveret til det kollektive elforsyningsnet. Ved 'frozen policy' tilgangen er der dog ingen udbetaling af støtte, da anlæggene med lukningen af 60-40-støtteordningen ikke modtager tilskud til den elektricitet, der leveres til nettet.

Modellen baserer sig på en antagelse om, at der er en maksimal kapacitet af solcelleanlæg i Danmark samt en maksimal årlig udbygning. Hvorvidt kapaciteten bliver bygget afhænger af hvilket afkastkrav, der kan opnås, som igen afhænger af input og output i en business case. Modellen antager, at der vil ske en udbygning med 50 pct. af den maksimale årlige udbygning, hvis der kan opnås en intern rente lig med det antagne afkastkrav. Udbygningen antages at være normalfordelt rundt om det antagne afkastkrav.

Business cases beregnes baseret på en fremskrivning af anlægs- og driftsomkostninger, rådighedsbetaling til netselskab, evt. abonnementsbetaling til netselskab, evt. jordleje for store anlæg og solcelleanlæggenes (med og uden batterier) tekniske specifikationer samt elpriser fra bl.a. Energistyrelsens elprisfremskrivninger. Anlægs- og driftsomkostninger samt tekniske specifikationer er primært baseret på Energistyrelsen og Energinet.dk's Teknologikatalog og Energinet.dk's analysenotat *Batterier i husholdninger* fra 1. februar 2016.

Der tages i modellen højde for den stigende interesse for at etablere batterier i kombination med solceller (Energinet.dk's analyse om batterier fra 2015 viser, at ca. 20 pct. af solceller i den såkaldte 2015-pulje forventes at blive etableret i kombination med batterier). Fremskrivningen af kombinationsudbygningen sker ved at beregne, hvor stor en andel af den samlede solcelleudbygning for husholdninger, der sker med kombinationsanlæg via følgende formel:

$$\text{Kombinationsandel} = 50 \% * (\text{intern rente kombinationsanlæg} / \text{intern rente solcelle})$$

Det betyder, at udbygningen med solcelleanlæg uden batteri bliver fortrængt til fordel for kombinationsanlæg, jo højere den interne rente bliver for kombinationsanlæg.

Investorerne i solcelleanlæg opdeles i syv kategorier for at tage højde for, at der kan være forskellige afkastkrav, anlægstørrelser, afgifter og egetforbrugsandele for forskellige kategorier af investorer. De syv kategorier er:

- i. *Husholdninger* (herunder husholdninger med elvarme og batterier)
- ii. *Anden nettoafregning* (kollektiv, virtuel og lejere)
- iii. *Liberale erhverv m.m.* (herunder momsfrige institutioner som efterskoler el. lign.)
- iv. *Stat og regioner* (eksempelvis ministerier, styrelser, hospitaler mm.)
- v. *Øvrige erhverv med procesafgift* (erhverv, der betaler den lave procesafgift)
- vi. *Øvrige erhverv med rumvarmeafgift* (erhverv, hvor elforbrug går til opvarmning og komfortkøling o.l.)
- vii. *Kommercielle anlæg* (anlæg, der opføres alene med henblik på at levere el til det kollektive net)

Denne opdeling er i nogle tilfælde kunstig, idet erhverv eksempelvis både kan betale procesafgift og rumvarmeafgift afhængigt af det faktiske elforbrug. Opdelingen gør det dog nemmere modelteknisk at fremskrive udbygningen afhængigt af størrelsen på afgiftssatserne, der pålægges forskellige typer elforbrug. Grundet forskellige afgiftssatser vil incitamentet til egenproduktion eksempelvis være lavere, hvis egetforbruget går til procesenergi, end hvis det går til rumvarme eller almindeligt elforbrug.

I Bilag 6 (afsnit 11.2.3) ses en oversigt over de anvendte forudsætninger for egetforbrug samt andre centrale antagelser for de forskellige kategorier af investorer.

#### 4.5.6.4 **Forventninger til ny kapacitet**

##### 4.5.6.4.1 Solcellepotentialemodel

Både drifts- og anlægsomkostningerne for solceller forventes at falde fremadrettet, jf. Energistyrelsen og Energinet.dk's teknologikatalog fra 2015. Under disse forudsætninger har Energistyrelsen udarbejdet en model til at vurdere betydningen af faldende drifts- og anlægsomkostninger for udbygningen med solceller.

Modellen fremskriver udbygningen med solceller og estimerer samtidig de samlede udgifter til staten ved udbygningen. Statens samlede udgifter består af hhv. udgifter til mindreprovenu i form af færre indtægter fra elafgiften samt udgifter til udbetaling af støtte til den elektricitet, der afregnes som leveret til det kollektive elforsyningsnet. Ved 'frozen policy' tilgangen er der dog ingen udbetaling af støtte, da anlæggene med lukningen af 60-40-støtteordningen ikke modtager tilskud til den elektricitet, der leveres til nettet.

Modellen baserer sig på en antagelse om, at der er en maksimal kapacitet af solcelleanlæg i Danmark samt en maksimal årlig udbygning. Hvorvidt kapaciteten bliver bygget afhænger af hvilket afkastkrav, der kan opnås, som igen afhænger af input og output i en business case. Modellen antager, at der vil ske en udbygning med 50 pct. af den maksimale årlige udbygning, hvis der kan opnås en intern rente lig med det antagne afkastkrav. Udbygningen antages at være normalfordelt rundt om det antagne afkastkrav.

Business cases beregnes baseret på en fremskrivning af anlægs- og driftsomkostninger, rådighedsbetaling til netselskab, evt. abonnementsbetaling til netselskab, evt. jordleje for store anlæg og solcelleanlæggenes (med og uden batterier) tekniske specifikationer samt elpriser fra bl.a. Energistyrelsens elprisfremskrivninger. Anlægs- og driftsomkostninger samt tekniske specifikationer er primært baseret på Energistyrelsen og Energinet.dk's Teknologikatalog og Energinet.dk's analysenotat *Batterier i husholdninger* fra 1. februar 2016.

Der tages i modellen højde for den stigende interesse for at etablere batterier i kombination med solceller (Energinet.dk's analyse om batterier fra 2015 viser, at ca. 20 pct. af solceller i den såkaldte 2015-pulje forventes at blive etableret i kombination med batterier). Fremskrivningen af kombinationsudbygningen sker ved at beregne, hvor stor en andel af den samlede solcelleudbygning for husholdninger, der sker med kombinationsanlæg via følgende formel:

$$\text{Kombinationsandel} = 50 \% * (\text{intern rente kombinationsanlæg} / \text{intern rente solcelle})$$

Det betyder, at udbygningen med solcelleanlæg uden batteri bliver fortrængt til fordel for kombinationsanlæg, jo højere den interne rente bliver for kombinationsanlæg.

Investorerne i solcelleanlæg opdeles i syv kategorier for at tage højde for, at der kan være forskellige afkastkrav, anlægstørrelser, afgifter og egetforbrugsandele for forskellige kategorier af investorer. De syv kategorier er:

- viii. *Husholdninger* (herunder husholdninger med elvarme og batterier)
- ix. *Anden nettoafregning* (kollektiv, virtuel og lejere)
- x. *Liberale erhverv m.m.* (herunder momsfrie institutioner som efterskoler el. lign.)
- xi. *Stat og regioner* (eksempelvis ministerier, styrelser, hospitaler mm.)
- xii. *Øvrige erhverv med procesafgift* (erhverv, der betaler den lave procesafgift)
- xiii. *Øvrige erhverv med rumvarmeafgift* (erhverv, hvor elforbrug går til opvarmning og komfortkøling o.l.)
- xiv. *Kommercielle anlæg* (anlæg, der opføres alene med henblik på at levere el til det kollektive net)

Denne opdeling er i nogle tilfælde kunstig, idet erhverv eksempelvis både kan betale procesafgift og rumvarmeafgift afhængigt af det faktiske elforbrug. Opdelingen gør det dog nemmere modelteknisk at

fremskrive udbygningen afhængigt af størrelsen på afgiftssatserne, der pålægges forskellige typer elforbrug. Grundet forskellige afgiftssatser vil incitamentet til egenproduktion eksempelvis være lavere, hvis egetforbruget går til procesenergi, end hvis det går til rumvarme eller almindeligt elforbrug.

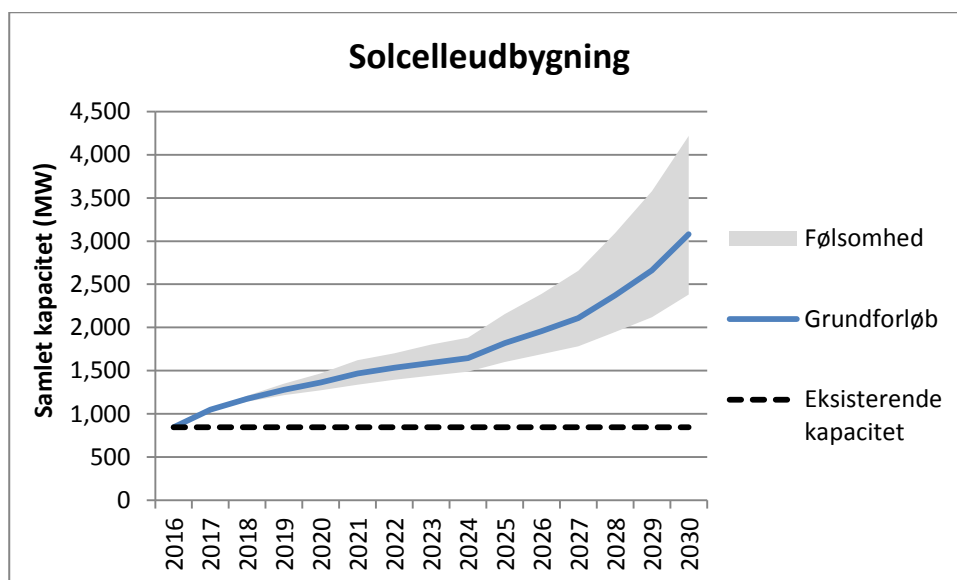
For at kunne blive omfattet af en nettoafregningsgruppe skal et nyt solcelleanlæg opnå et tilsagn om nettoafregning fra Energinet.dk, inden solcelleprojektet påbegyndes. Antallet af hhv. opnåede tilsagn og verserende ansøgninger om tilsagn giver dermed en god indikator for udbygningen med solcelleanlæg omfattet af nettoafregning i løbet af det kommende år.

#### 4.5.6.4.2 Forventet udbygning med ny kapacitet

På baggrund af den korrigerede model vurderes det, at der sker en yderligere udbygning med solceller. Frem mod 2025 sker udbygningen hovedsageligt med solcelleanlæg omfattet af nettoafregning uden pristillæg. Udviklingen drives primært af de indirekte afgiftsfritagelser i forbindelse med egetforbrug men efter 2025 sker der også en udbygning med store kommercielle anlæg, der udelukkende producerer el til nettet, da de forventes at blive rentable med stigende elpriser.

På baggrund af ovenstående forudsætninger skønnes det med betydelig usikkerhed, at solcellekapaciteten udvikler sig som vist på nedenstående figur. Kapaciteten forventes således, såfremt forventningerne til udviklingen af teknologien indfries, at blive mere end fordoblet frem mod 2020 og mere end firedoblet frem mod 2025 sammenlignet med i dag. Det bemærkes, at udviklingen i praksis nok vil blive mindre lineær end den beregningstekniske antagelse. Dette har dog relativt lille betydning for fremskrivningens samlede resultater.

For solceller regnes med 1.000 fuldlasttimer årligt, og det årlige produktionsmønster er baseret på historiske data fra 2014 (som anses for at være normalt år).



Figur 19: Udbygning med ny solcellekapacitet i Danmark (MW) i grundforløbet.

Da udbygningen med solceller er behæftet med væsentlig usikkerhed er der lavet beregninger med alternative forudsætninger. Disse er behandlet i afsnittet omkring følsomhedsberegninger.

#### 4.5.6.4.3 Korrektion af skøn baseret på ansøgninger om tilsagn

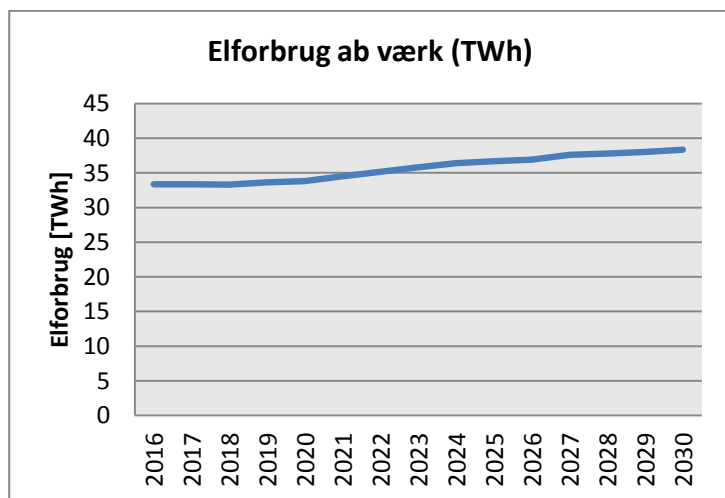
For 2017 forudsiger modellen en udbygning med solcelleanlæg, der er højere end det samlede antal tilsagn og verserende ansøgninger om tilsagn. Opgørelsen af tilsagn og ansøgninger blev dog først udført efter Energistyrelsen færdiggjorde beregningerne for el- og fjernvarmeproduktionen. Derfor foreligger der nu et opdateret skøn, som ikke er inkluderet i de angivne opgørelser om kapacitet ovenfor, ligesom resultaterne og følsomhedsberegningerne for sol også er baseret på den oprindelige modelberegning af udbygningen.

Ud fra den opdaterede opgørelse vurderes de anvendte forudsætninger at angive en lidt for høj udbygning med solceller. Der er tale om godt 130 MW, som udbygningskurven angivet i figuren ovenfor er parallelforskuet.

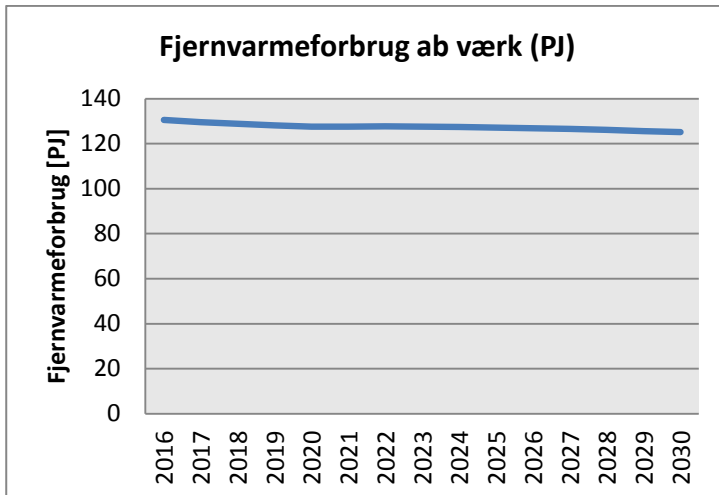
Til beregning af de forventede støtteomkostninger til sol, som findes i den tilhørende PSO-fremskrivning, er det opdaterede skøn inkluderet. Dette har dog meget lille betydning for de øvrige resultater.

#### 4.5.7 El- og fjernvarmeforbrug

El- og fjernvarmeforbruget udvikler sig, som det ses af de to figurer herunder. Nettoforbruget beregnes på EMMA-modellen (se kapitel 6). Til beregning af elforbrug ab værk anvendes en netvirkningsgrad på 93 pct., mens der til beregning af fjernvarmeforbrug ab værk anvendes en netvirkningsgrad på 80 pct.



Figur 20: Elforbrug ab værk (TWh).



Figur 21: Fjernvarmeforbrug ab værk (PJ).

## 4.6 Forudsætninger for produktionskapacitet i udlandet

Produktionskapaciteten i udlandet er et vigtigt element af modelleringen, da Danmarks størrelse i forhold til nabolandene medfører at elprisen, grundet elhandel, er identisk med nabolandene størstedelen af tiden. Kun Danmark modelleres som 'frozen policy', hvor de resterende lande er baseret på antagelser om deres kommende energipolitik.

### 4.6.1 Produktionskapacitet

Data om kapacitet i udlandet er som udgangspunkt baseret på ENTSO-E<sup>68</sup>. Data for kapacitet i 2015 og 2020 er baseret på "Mid-Term Adequacy Forecast 2016" (MAF2016)<sup>69</sup>, mens data for kapacitet i 2020-2030 stammer fra "TYNDP 2016 Scenario Development Report, November 2015" (TYNDP2016)<sup>70</sup>. Data er offentligt tilgængelige, og der er en del baggrundsrapporter og tilhørende data. I TYNDP2016 opereres med 4 scenarier for 2030:

1. *Slowest Progress*: Nationale, mindre ambitiøse løsninger og manglende international enighed om, hvordan klimaproblemerne håndteres.
2. *Constrained Progress*: Større EU-integration, men moderat ambition på klimaområdet.
3. *National Green Transition*: Større ambitioner på klimaområdet, men mindre EU-integration.
4. *European Green Revolution*: Koordineret EU-indsats med høje klimaambitioner.

En mere udførlig beskrivelse kan findes i selve scenarierapporten (TYNDP2016). Kapaciteter i perioden 2016-2019 fås ved lineær interpolation mellem 2015 og 2020, mens kapaciteter i perioden 2021-2029 fås ved lineær interpolation mellem 2020 og 2030.

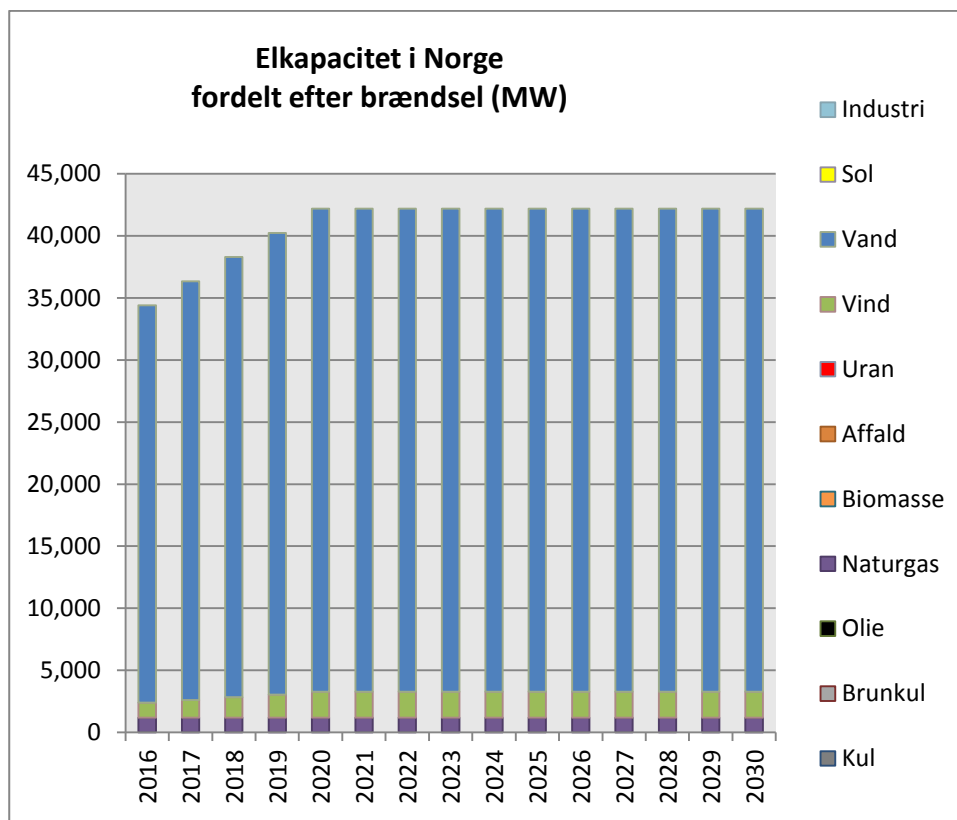
I figurerne herunder ses kapaciteterne for de forskellige lande i *Slowest progress*-scenariet, der anvendes i grundforløbet.

<sup>68</sup> Sammenslutningen af europæiske systemoperatører.

<sup>69</sup> <https://www.entsoe.eu/publications/system-development-reports/adequacy-forecasts/Pages/default.aspx>

<sup>70</sup> <https://www.entsoe.eu/major-projects/ten-year-network-development-plan/ten%20year%20network%20development%20plan%202016/Pages/default.aspx> og <https://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP%202016/rgips/TYNDP2016%20Scenario%20Development%20Report%20-%20Final.pdf>

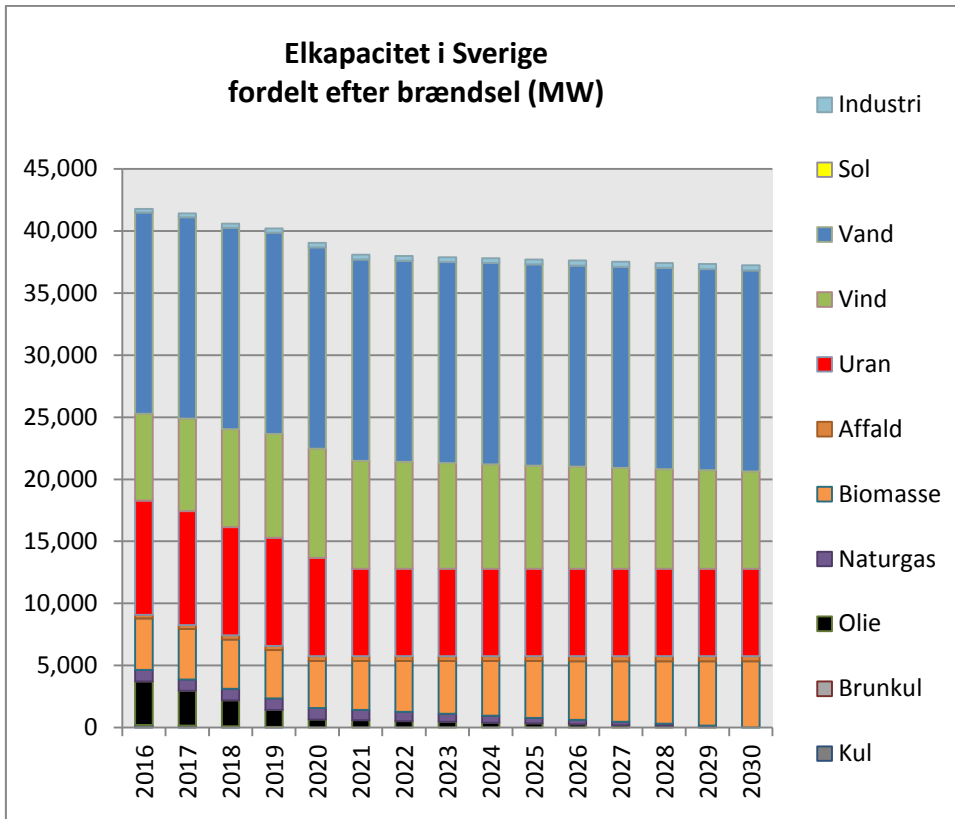
For de andre lande i modellen er kapaciteterne aggregeret på et mere simpelt niveau end for Danmark. Sammensætningen laves ud fra de samlede kapaciteter efter teknologityper, som angivet i Entso-e's datasæt og vist i figurene nedenfor, samt informationer omkring den nuværende kapacitetssammensætning i de enkelte lande<sup>71</sup>.



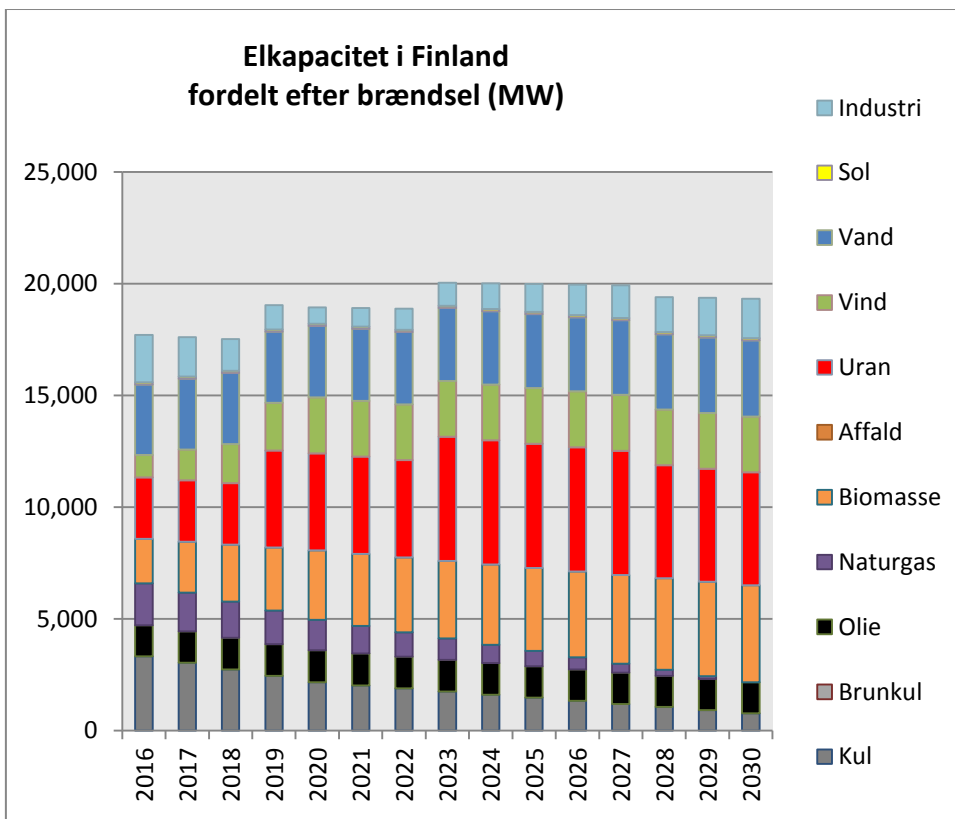
Figur 22: Kapacitetsudvikling i Norge.

<sup>71</sup> Sammensætningen er baseret på data fra Platts' kraftværksdatabase. Database er kommerciel og kan findes her: <http://www.platts.com/products/world-electric-power-plants-database>

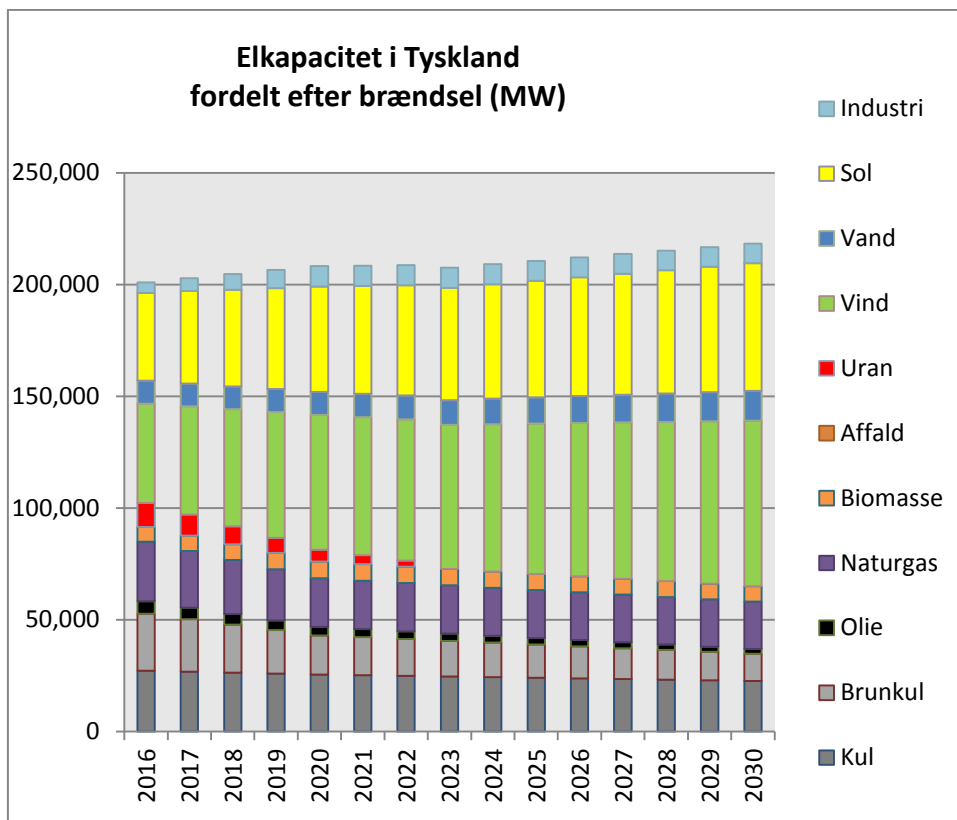




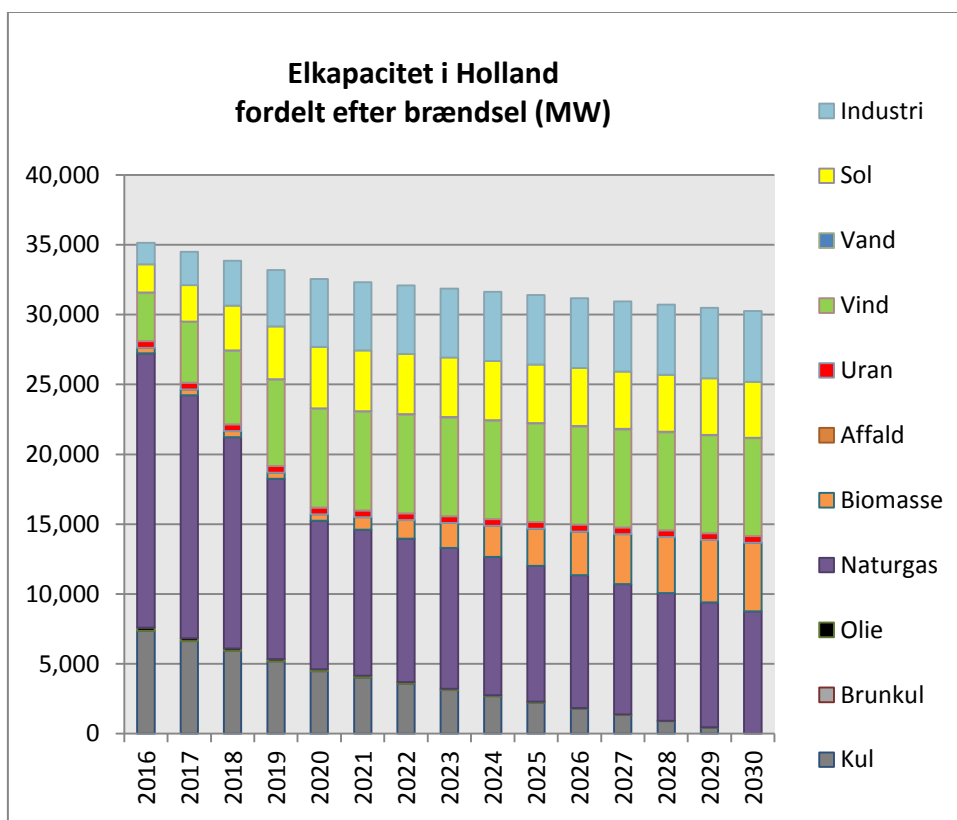
Figur 23: Kapacitetsudvikling i Sverige.



Figur 24: Kapacitetsudvikling i Finland.



Figur 25: Kapacitetsudvikling i Tyskland.



Figur 26: Kapacitetsudvikling i Holland.

## 4.6.2 Virkningsgrader, driftsomkostninger, rådighed og tilskud

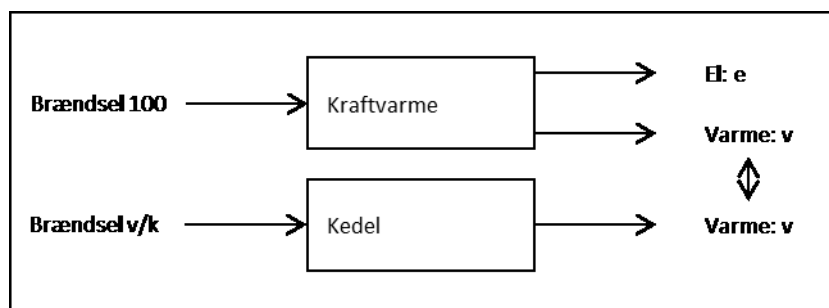
Ud over kapaciteten fordelt på brændsler skal RAMSES bruge en række andre parametre til at modellere elproduktion, brændselsforbrug, elpris, emissioner m.m. De vigtigste er virkningsgrader, driftsomkostninger, rådighed og tilskud.

### 4.6.2.1 Virkningsgrader

Virkningsgrader er kommercielt fortrolige. Der er rimeligt kendskab til virkningsgrader for danske anlæg gennem Energistyrelsens årlige energiproducenttælling, men der er ikke fundet kilder, som på samme detaljeringsniveau angiver virkningsgrader på udenlandske anlæg. Disse må derfor skønnes.

For kraftværker benyttes Platts-databasen over europæiske kraftværker, der bl.a. indeholder oplysninger om teknologi, brændsel og etableringsår.<sup>72</sup> Der sammenlignes med tilsvarende danske anlæg. Eksempelvis er tyske kulkraftværker delt op i 5 grupper med forskellig virkningsgrad, som afhænger af alder. For hver gruppe ændres kapaciteten over tid i takt med, at gamle anlæg skrottes, og nye anlæg etableres.

For kraftvarmeværker benyttes en virkningsgrad, som afspejler det brændsel, der spares på varmesiden (der antages at være det samme). Denne metode er anvendt, fordi det i BF2017 er valgt ikke at modellere varmeproduktionen i udlandet direkte i RAMSES. For at tage højde for varmebindingen reduceres anlæggenes rådighed væsentligt om sommeren. Metoden illustreres i figuren nedenfor. Et kraftvarmeværk med elvirkningsgrad  $e$  og varmekraftvirkningsgrad  $v$  antages at fortrænge samme brændsel, som ellers ville være anvendt på en kedel med virkningsgrad  $k$ . Den effektive elvirkningsgrad af kraftvarmeværket bliver dermed  $e/(100-v/k)$ . Denne virkningsgrad kommer typisk til at ligge omkring 70 %.



Figur 27: Illustration af beregning af virkningsgrad for udenlandske kraftvarmeværker.

### 4.6.2.2 Driftsomkostninger

Driftsomkostningerne består af faste og variable driftsomkostninger. De variable omkostninger har betydning for den beregnede elpris, idet anlæggene antages at byde ind på elmarkedet til brændselsomkostninger + kvoteomkostninger + variable driftsomkostninger minus tilskud. Driftsomkostningerne er i de fleste tilfælde taget fra Energistyrelsen og Energinet.dk's teknologikatalog "Technology Data for Energy Plants".<sup>73</sup> For kernekraft er dog anvendt værdier fra Energinet.dk (kernekraft indgår ikke i teknologikataloget). For affald er fratrukket en skønnet tipafgift på 450 kr./ton. For vandkraft er benyttet amerikanske data. De antagne driftsomkostninger fremgår af afsnit 11.2.5.

<sup>72</sup> Energistyrelsen har købt data for Europa. Anlægsdatabasen indeholder oplysninger om kapacitet, status, idriftsættelse, anlægstype, brændsel og meget andet. Men ikke virkningsgrader og driftsomkostninger.

<sup>73</sup> <http://www.ens.dk/info/tal-kort/fremskrivninger-analyser-modeller/teknologikataloger>. Maj 2012 med opdateringer fra oktober 2013, januar 2014 og marts 2015. Baseret på indsamling af oplysninger fra en lang række eksperter.

#### 4.6.2.3 Rådighed

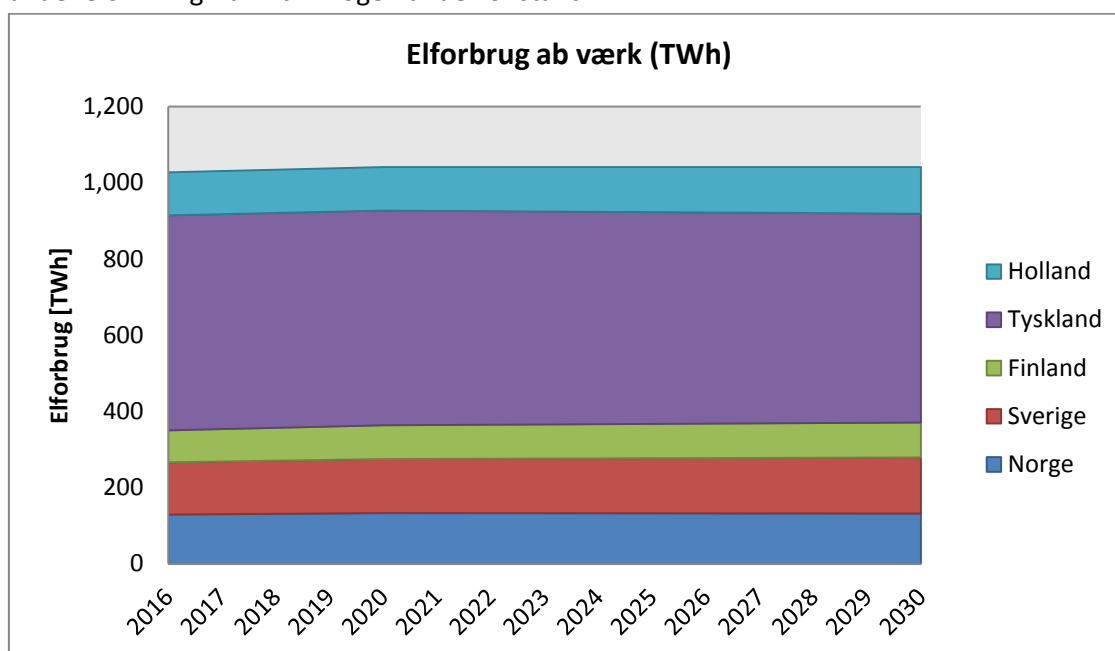
Rådigheden af forskellige anlæg defineres ved en planlagt udetid (revision) og en uplanlagt udetid (havari). For vindmøller, solceller, uregulerbar vandkraft og industriel kraftvarme benyttes timekurver til at fordele produktionen over året og døgnet. Timekurverne for alle lande er simultane kurver fra 2014, således at samvariationer mellem fx tysk og dansk vindkraft repræsenteres. Hvor konkrete timekurver ikke har kunnet skaffes, er anvendt enten syntetiske kurver eller kurver for nærliggende geografiske områder. For kernekraft anvendes historiske oplysninger fra den såkaldte PRIS database.<sup>74</sup> For øvrige kraftværker og kraftvarmeverker anvendes data fra Technology Data fra Energy Plants.

#### 4.6.2.4 Tilskud

Der er regnet med forskellige tilskud til elproduktion i forskellige lande til vind, sol og biomasse.

#### 4.6.3 Elforbrug

De historiske elforbrug ab værk i 2014 er baseret på data fra ENTSO-E. For Tyskland er dog anvendt værdier fra Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e. V.<sup>75</sup>, da disse vurderes mere retvisende. Elforbrug ab værk i 2020 er fra TYNDP 2016. Elforbrug i perioden 2015-2019 fås ved interpolation mellem 2014 og 2020. Elforbrug ab værk i 2030 er scenarieafhængige, svarende til de 4 scenarier, som TYNDP 2016 opererer med. Elforbrug i perioden 2021-2029 fås ved interpolation mellem 2020 og 2030. Det samlede elforbrug er i landene omkring Danmark nogenlunde konstant.



Figur 28: Udvikling i udlandets elforbrug (TWh).

<sup>74</sup> Det internationale atomenergiagentur (IAEA) vedligeholder løbende en database over de enkelte kernekraftværkers rådighed år for år. Data er offentligt tilgængelige.

<sup>75</sup> Publikationen "Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2014". <http://www.ag-energiebilanzen.de/>

## 4.7 Forudsætninger for eltransmission

Transmissionsforbindelser spiller en vigtig rolle for det danske elsystem, da der foregår en væsentlig import/eksport i løbet af hele året. Dette sker både som del af driften af det danske system, bl.a. som regulering af den fluktuerende produktion fra vind og sol, men også som del af 'transit' mellem de Nordiske lande og kontinentet.

Som datagrundlag for transmissionsforbindelser anvendes ENTSO-E's Ten Year Development Plan 2016 (TYNDP2016) samt ENTSO-E's Transparency Platform sammen med en række øvrige oplysninger fra Energinet.dk og myndighedsbehandling m.m.

### 4.7.1 Forbindelser internt i Danmark og ud af Danmark

Danmark er i dag elektrisk forbundet med Norge, Sverige og Tyskland. Herudover er Vest- og Østdanmark elektrisk forbundet via Storebæltsforbindelsen.

Af nedenstående tabel fremgår overførselskapaciteterne for de eksisterende forbindelser. For flere forbindelser er der forskel på eksport- og importkapacitet bl.a. som følge af flaskehalse i de interne net i Sverige og Tyskland.

Forbindelse	Eksportkapacitet (MW)	Importkapacitet (MW)
Østdanmark - Sverige (Øresund)	1.700	1.300
Østdanmark - Tyskland (Kontek)	600	600
Bornholm - Sverige	60	60
Vestdanmark - Norge (Skagerrak)	1.700	1.700 <sup>76</sup>
Vestdanmark - Sverige (Konti-Skan)	740	680
Vestdanmark - Tyskland <sup>77</sup>	1.640	1.500
Vestdanmark - Østdanmark (Storebælt)	590	600

Tabel 28: Eksisterende elektriske forbindelser til udlandet og mellem Vest- og Østdanmark.<sup>78</sup>

Ud over de eksisterende forbindelser bliver der udbygget med en forbindelse på 700 MW fra Vestdanmark til Holland (COBRA) fra 2020 og en forbindelse på 400 MW fra Østdanmark til Tyskland (via havmølleparken ved Kriegers Flak) fra 2019.<sup>79</sup>

Energinet.dk har sammen med den tyske systemoperatør TenneT indgået et samarbejde om opgradering af forbindelsen mellem Vestdanmark og Tyskland, således at denne opgraderes til 2.500 MW i begge retninger fra 2021.<sup>80</sup> Opgraderingen bidrager sammen med den interne tyske netudbygning til at reducere flaskehalsene på den jysk-tyske grænse.

Herudover har Energinet.dk ansøgt om tilladelse til etablering af en forbindelse på 1.400 MW til England (VikingLink) samt en forstærkning af forbindelsen til Tyskland (Vestkystforbindelse). Projektet er ikke godkendt og indgår derfor ikke i fremskrivningen, men er behandlet som en følsomhedsberegning.

<sup>76</sup> Heraf er de 100 MW reserveret til systemtjenester de første 5 år (2015-2019).

<sup>77</sup> Pga. interne flaskehalse i Tyskland er både eksport- og importkapacitet nedjusteret kraftigt til og med 2018, se bilag 3.

<sup>78</sup> Kilde: Energinet.dk, Analyseforudsætninger 2015.

<sup>79</sup> Kilde: Energinet.dk, Analyseforudsætninger 2015.

<sup>80</sup> Kilde: Energinet.dk, Analyseforudsætninger 2015.

På baggrund af ovenstående antages det, at forbindelserne i nedenstående tabel bygges/opgraderes i fremskrivningen.

Forbindelse	Anvendte forudsætninger
Vestdanmark - Holland (COBRA)	700 MW fra 2020
Vestdanmark - Tyskland	Opgraderes til 2.500 MW fra 2021
Østdanmark - Tyskland (Kriegers Flak)	400 MW fra 2019

**Tablet 29: Nye forbindelser og opgradering af eksisterende forbindelser fra Danmark til udlandet.**

#### 4.7.2 Forbindelser mellem de øvrige lande i modellen

Ud over Danmark modelleres elsystemerne i Norge, Sverige, Finland, Tyskland, Holland, England og Frankrig eksplicit i RAMSES. For disse lande forudsættes det, at den eksisterende kapacitet fastholdes, og at der herudover sker følgende tilføjelser:

Der udbygges med en forbindelse på 1.400 MW mellem Norge og Tyskland fra 2020. Projektet er godkendt af det norske Olje- og Energidepartementet i oktober 2014, og endelig investeringsbeslutning blev taget i februar/marts 2015.<sup>81</sup>

I Sverige og Tyskland arbejdes der også på en ny forbindelse mellem de to lande med idriftsættelse efter 2020, men der er ikke taget endelig beslutning herom endnu. Projektet hedder Hansa Power Bridge 1. Projektet er i TYNDP2016<sup>82</sup> karakteriseret som 'Long-term project'. Det er dog taget med i fremskrivningen fra 2023 i kørslerne med 'National Green Transition' for udlandet, da kørsler på RAMSES viser et stigende 'elpris-split' mellem Norden og kontinentet, hvis forbindelserne ikke forstærkes, hvilket indikerer, at der vil være god økonomi i at etablere forbindelsen. Der opereres i TYNDP2016 desuden med et Hansa Power Bridge 2 projekt til idriftsættelse 2025-30. Dette er dog ikke medtaget i fremskrivningen.

Der udbygges en forbindelse på 1.400 MW mellem Norge og England (NSN) fra 2021. Projektet er godkendt af det norske Olje- og energidepartementet i oktober 2014 og endelige investeringsbeslutninger blev taget i februar/marts 2015.<sup>83</sup> Herudover opereres i TYNDP2016 med en yderligere forbindelse på 1.400 MW mellem Norge og England (North Connect). Denne forbindelse er taget med i fremskrivningen fra 2024 i kørslerne med 'National Green Transition' for udlandet, da kørsler på RAMSES viser et stigende 'elpris-split' mellem Norden og kontinentet, hvis forbindelserne ikke forstærkes.

#### 4.7.3 Forbindelser mellem lande i modellen og lande uden for modellen

Eludveksling mellem to områder, der begge indgår i RAMSES, er et resultat af modelkørslerne. Eludveksling mellem et modelleret område i RAMSES og et område uden for RAMSES indgår som et eksogent input til RAMSES i form af en årlig energimængde og en døgnprofil.

Når der er tale om eksisterende forbindelser, bestemmes eludvekslingen på baggrund af den historiske udveksling. Som udgangspunkt er anvendt gennemsnitlig årlig udveksling for 2010-2015<sup>84</sup> fra ENTSO-E. Som udgangspunkt fastholdes udvekslingen i fremtiden på historisk niveau bortset fra importen fra Rusland til

<sup>81</sup> Kilde: Statnett, Nettutviklingsplan 2015 (høringsversion, april 2015).

<sup>82</sup> Kapacitet stammer fra ENTSO-E publikationen "TYNDP 2014".

<sup>83</sup> Kilde: Statnett, Nettutviklingsplan 2015 (høringsversion, april 2015).

<sup>84</sup> 2015 til og med september; opskaleret med 4/3.

Finland, der forventes reduceret over tid. For fremtidige forbindelser mellem et land, der indgår i RAMSES, og et land uden for RAMSES er den årlige udveksling baseret på et fagligt gæt.

Herudover forudsættes det, at der udbygges med en forbindelse fra Tyskland til Belgien på 1.000 MW fra 2020.<sup>85</sup> Forbindelsen klassificeres i TYNDP2016 som 'Mid-term project', som er den mest realistiske af tre projektklasser.

#### **4.7.4 Rådighed på forbindelser**

For AC-forbindelser (vekselstrøm) regnes der med en rådighed på 95 pct., mens der for DC-forbindelser (jævnstrøm) regnes med en rådighed på 92 pct.<sup>86</sup>

---

<sup>85</sup> Kilde: Konsensusanalysen 2015 med deltagelse af bl.a. Energistyrelsen, Energinet.dk og Dansk Energi.

<sup>86</sup> Kilde: Konsensusanalysen 2015 med deltagelse af bl.a. Energistyrelsen, Energinet.dk og Dansk Energi.

## 4.8 Resultater

I det følgende vises, hvordan den danske el- og fjernvarmeproduktion forventes at udvikle sig frem mod 2030.

### 4.8.1 Vedvarende energi andel

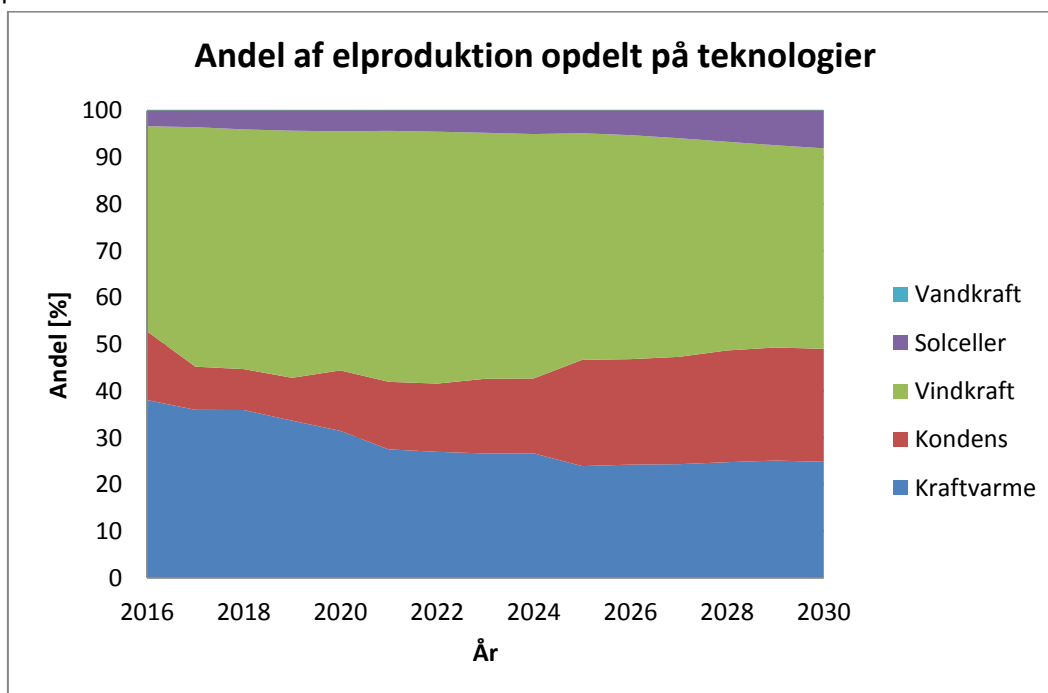
Frem mod 2020 forventes en fortsat stigende VE-andel for både el og fjernvarmen, hvilket især skyldes en øget udbygning med vindkraft og biomasse. Efter 2020 vil VE-andelene dog stagnere og på sigt falde. Dette skyldes bl.a. ophøret af støtteordninger og et stigende elforbrug. VE-andelen forventes således at stige til 72 pct. af elforbruget og 71 pct. af fjernvarmeforbruget i 2020. Dette vil således falde mod hhv. 62 pct. af elforbruget og 67 pct. af fjernvarmeforbruget i 2030. Tallene er angivet i nedenstående tabel.

Pct.	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
VE i elforbruget	16	27	35	56	72 (78)	68 (70)	62 (70)
- heraf vindkraft	12	18	22	42	48	49	39
- heraf øvrig VE	4	9	13	14	24 (30)	19 (21)	23 (31)
VE i fjernvarmeforbruget	19	27	34	51	71	68 (75)	67 (74)

Tabel 30: Andelen af forbruget af el og fjernvarme der dækkes af vedvarende energi. Den bionedbrydelige del af affaldet tæller med som vedvarende energi. Tallene i parenteserne beskriver det alternative DONG forløb.

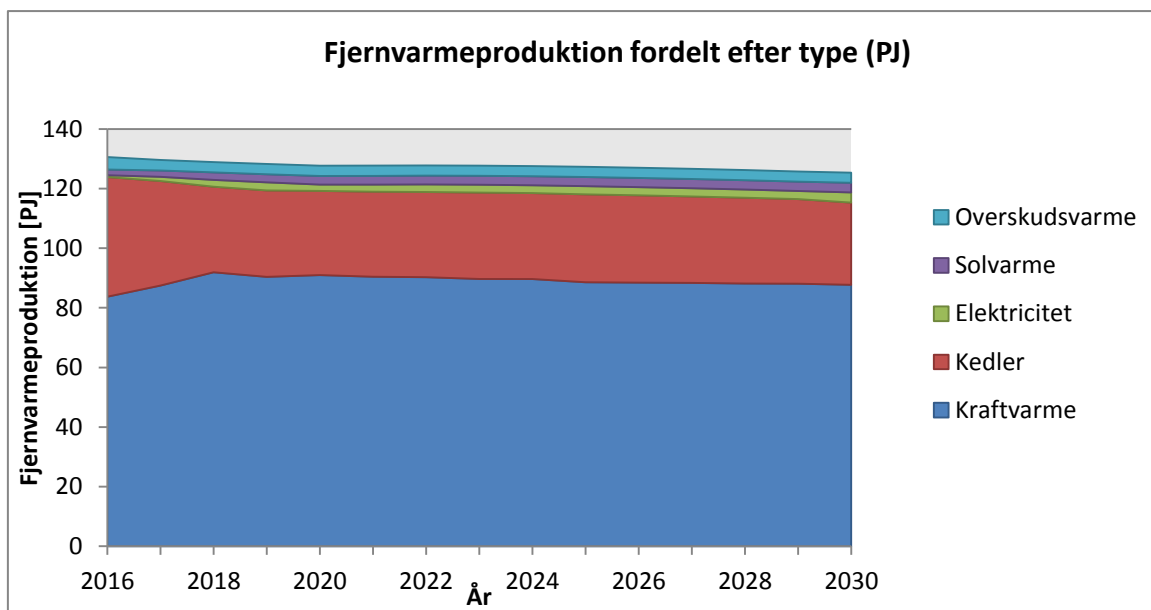
### 4.8.2 Produktion af el og fjernvarme på termiske anlæg

Andelen af el, der produceres fra vindkraft, stiger frem til 2021 til 54 pct. hvorefter det forbliver næsten konstant frem til 2026, hvor andelen begynder at falde til 43 pct. i 2030. Andelen, der produceres fra solceller, stiger til 4 pct. i 2020, 5 pct. i 2025 og 8 pct. i 2030. Andelen fra kraftvarme falder med ca. 10 procentpoint over hele perioden, mens andelen fra kondensproduktion stiger fra 13 pct. i 2020 til ca. 24 pct. i 2030.



Figur 29: Elproduktion fordelt efter teknologi.





Figur 30: Fjernvarmeproduktion fordelt efter type.

#### 4.8.3 Brændselsforbrug

Brændselsforbruget til produktionen af el og fjernvarme ses i Figur 31.

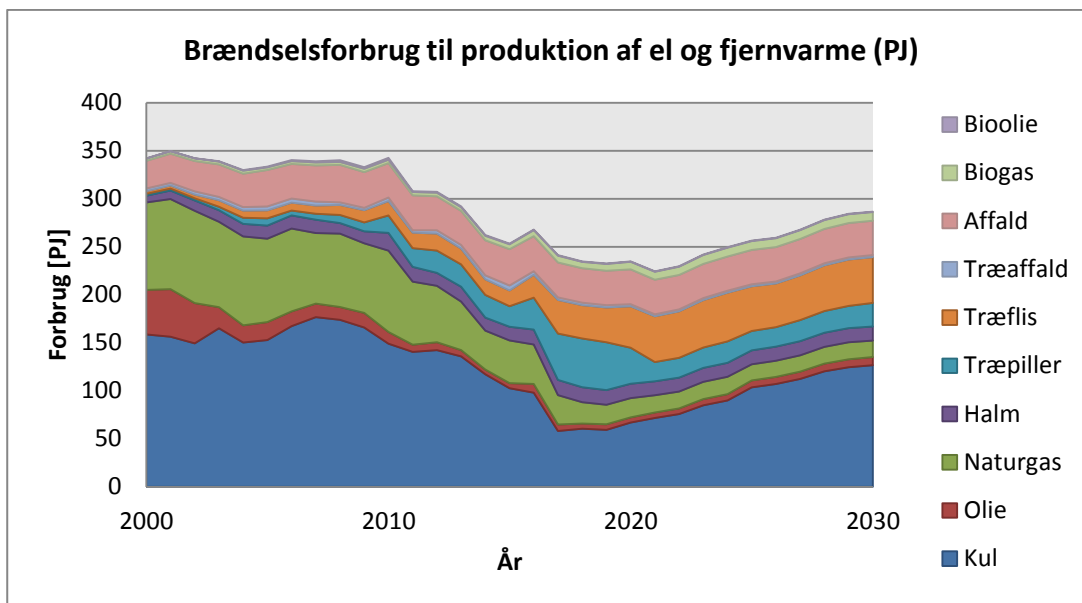
Det samlede brændselsforbrug forventes at fortsætte med at falde frem mod 2021, hvilket primært skyldes den stigende andel af elproduktion fra vindkraft og solceller.

På kort sigt sker der et fald i anvendelsen af kul og naturgas til fordel for et stigende forbrug af biomasse. Forbruget af fast biomasse<sup>87</sup> stiger således fra 57 PJ i 2015 til godt 100 PJ i 2020. Samtidig falder kulforbruget fra 103 PJ til 61 PJ i 2020, og naturgasforbruget mere end halveres. Dette er resultatet af konverteringerne af en række af de centrale og store decentrale kraftvarmeverker. Det er bl.a. de kulfyrede blokke på værkerne i København, Kalundborg og Århus, der omstilles til at kunne fyre med træpiller, flere af de større centrale og decentrale naturgasbaserede værker der erstattes af nye blokke på træflis, og der etableres yderligere nogle nye værker baseret på træflis eller halm.

På længere sigt stiger forbruget af kul igen, samtidig med at forbruget af biomasse falder en smule og derefter stagnerer. Fra 2016 til 2020 stiger forbruget af træpiller fra 33 PJ til 37 PJ, hvorefter det falder til et konstant niveau på 25 PJ.

Størstedelen af stigningen i kulforbruget er relateret til kondensproduktionen, der følger med det stigende elforbrug, som beskrevet i tidligere afsnit. Samtidig levetidsforlænges ældre kulkraftværker, idet de med de antagne brændselspriser ser økonomisk attraktive ud. Derudover viser modelberegningerne, at der vil være en konkurrence mellem produktion på biomasse og kul, hvor biomassen altså bliver skubbet ud af produktionen i perioder. Dette betyder et mindre fald i biomassen efter forbruget har toppet omkring 2020.

<sup>87</sup> Træpiller, træflis, halm og træaffald



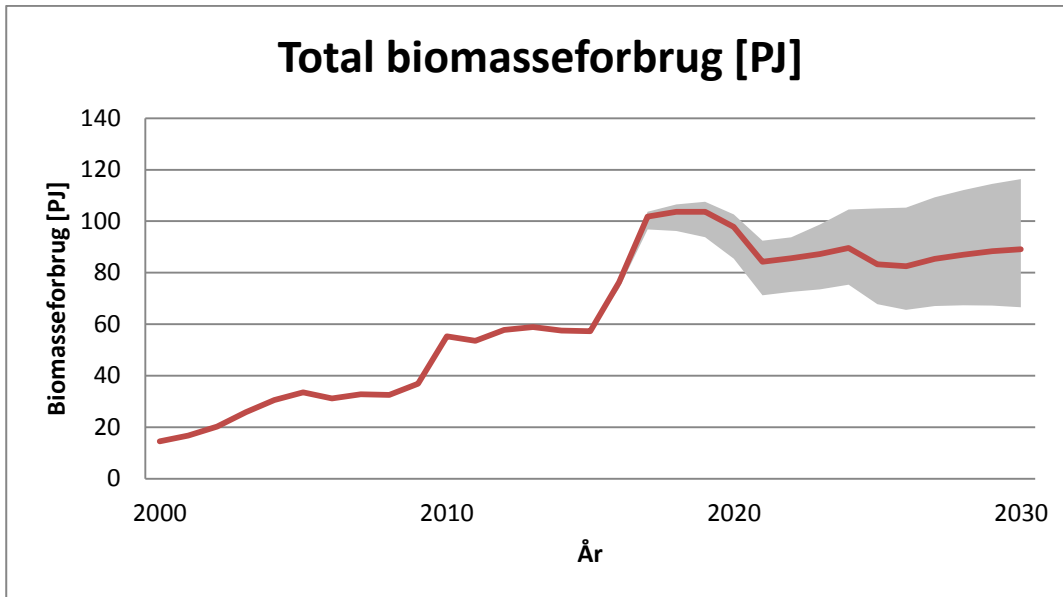
Figur 31: Brændselsforbrug til produktion af el og fjernvarme (PJ).

Forbruget af især kul og biomasse er dog meget usikkert og følsomt over for en række faktorer. Det beregnede udfaldsrum for de to brændselstyper ses i de to nedenstående figurer.

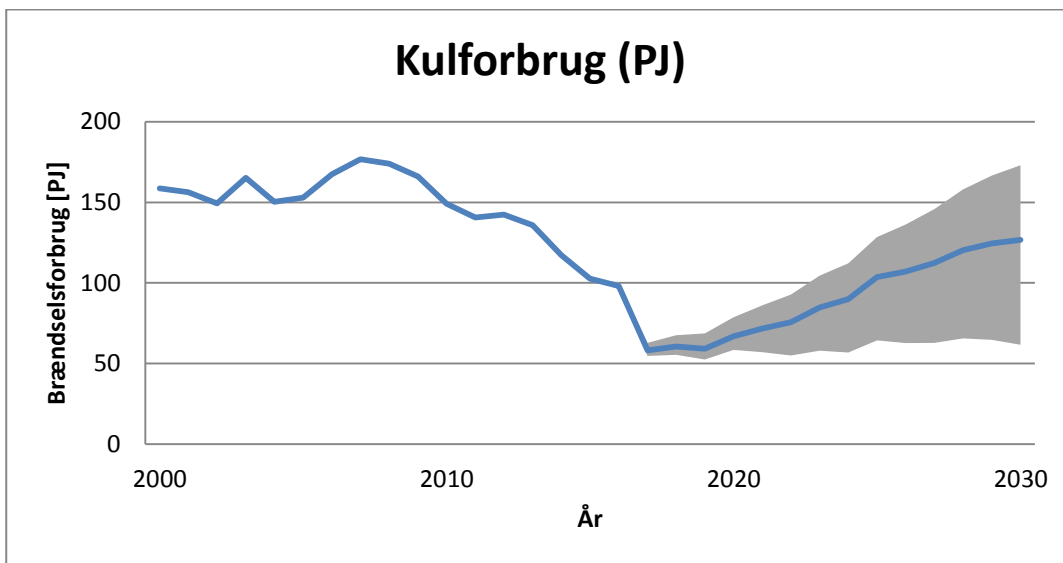
Biomasseforbruget er især afhængigt af prisforholdet mellem biomasse og kul. Dette skyldes, at flere af de omstillede biomasseværker kan vælge at køre med kul, hvis dette er den billigste produktionsform (bl.a. Avedøreværkets blok 1 ved København og Studstrupværkets blok 3 ved Århus). Samtidig er brændselsforbruget afhængigt af udviklingen i forbruget af el og fjernvarme.

Det angivne udfaldsrum for biomasseforbruget er således et udtryk for lavere omkostninger ved drift på biomasse ift. kul eller omvendt<sup>88</sup>, kombineret med et hhv. højt eller lavt forbrug.

<sup>88</sup> Figur 32 viser udfaldsrummet. Det høje forbrug er baseret på lav biomassepris kombineret med høje kul- og CO<sub>2</sub>-kvotepriser. Det lave forbrug har den omvendte kombination. Der er taget udgangspunkt i prisforløb, som er angivet i kapitel 3 omkring priserne.



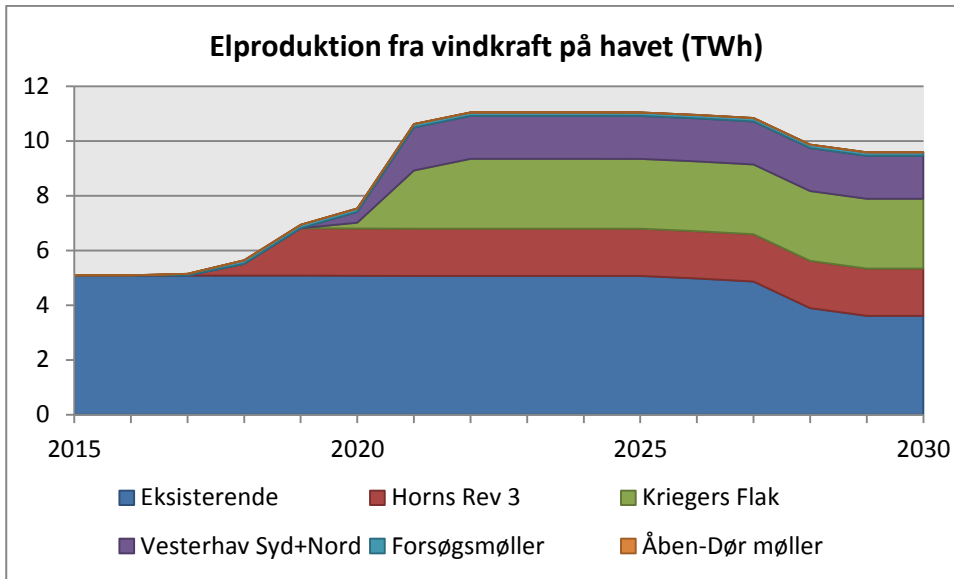
Figur 32. Det beregnede udfaldsrum for anvendelsen af biomasse viser, at udviklingen er usikker. Det er bl.a. konkurrencen med kulbaserede blokke der er afgørende for forbruget.



Figur 33. Det beregnede udfaldsrum for kulforbruget er især afhængigt af udviklingen i elforbruget og rådigheden på de ældre kulbaserede kraftværksblokke.

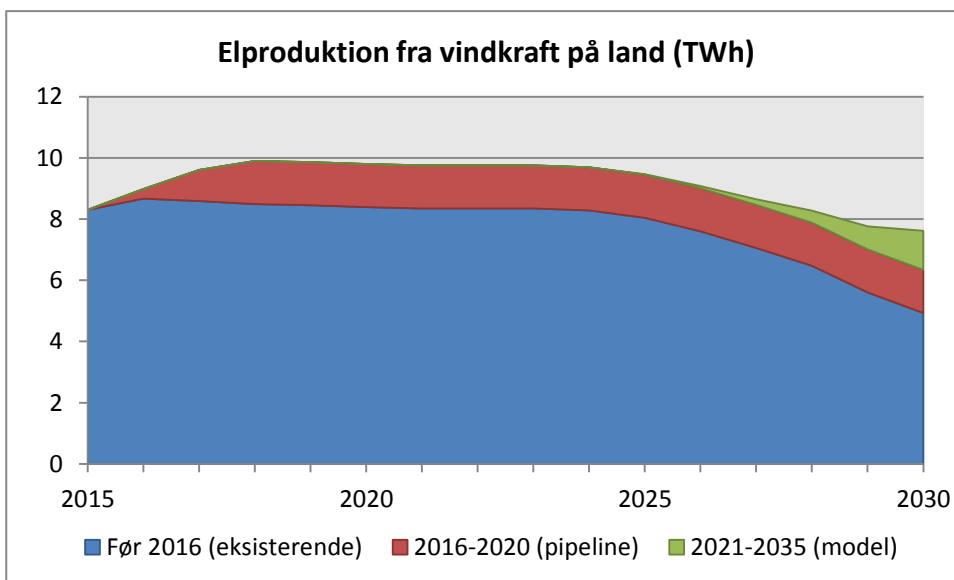
#### 4.8.4 Vindkraft

Elproduktionen fra vindkraft forventes fortsat at stige. Som beskrevet i forudsætningsafsnittet omkring dette, skyldes det især de kommende projekter med nye havmølleparker (Horns Rev 3 og Kriegers Flak) samt Kystnære Møller (Vesterhav Syd og Vesterhav Nord). Den forventede elproduktion fra havvind er gengivet i figuren nedenfor.



Figur 34. Den forventede elproduktion fra vindkraft på havet stiger med en række nye projekter. Frem mod 2030 falder produktionen sandsynligvis, når nogle ældre parkers levetid ophører.

Den forventede elproduktion fra landvind ses i nedenstående figur. Som det ses kommer størstedelen af produktionen fra eksisterende møller. Der forventes en stigning fra ny kapacitet på kort sigt inden den nuværende støtteordning udløber. Herefter forventes først ny kapacitet til sidst i perioden, hvor kombinationen af stigende elpriser og faldende teknologiomkostninger gør det rentabelt at etablere ny kapacitet på markedsvilkår.



Figur 35. Den forventede elproduktion fra landvind forventes i grundforløbet at stige på kort sigt for derefter at stagnere og falde frem mod 2030.

Udviklingen er usikker både i forhold til levetiden af de eksisterende møller samt vilkårene for at etablere nye. Den tekniske levetid for de eksisterende møller vil kunne skubbe faldet i kapacitet og elproduktion

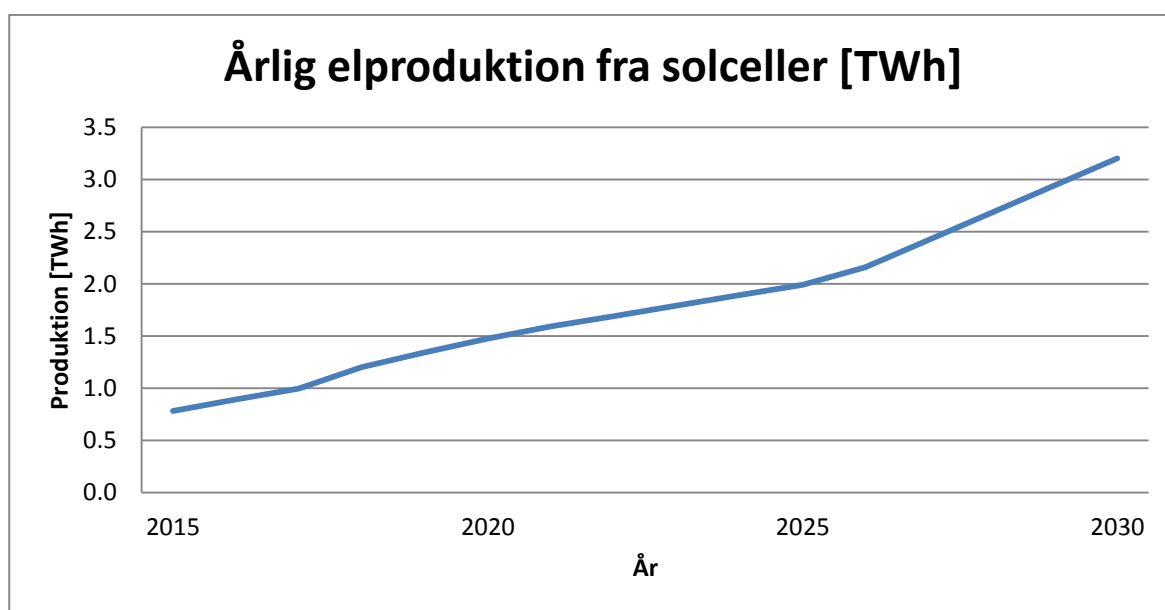
tidsmæssigt, så det kommer tidligere eller senere i perioden. Udviklingen er i høj grad også afhængig af udviklingen i elprisen, som er afgørende for de økonomiske incitamentter for at holde de eksisterende møller i drift eller etablere nye projekter på markedsvilkår.

Såfremt der etableres en ny støtteordning til landvind efter udløbet af den eksisterende, vil dette naturligvis have væsentlige konsekvenser for udviklingen.

Betydningen af den teknologiske udvikling og elpriser for landvind er uddybet med følsomhedsberegninger i afsnit 4.9.1.

#### 4.8.5 Solceller

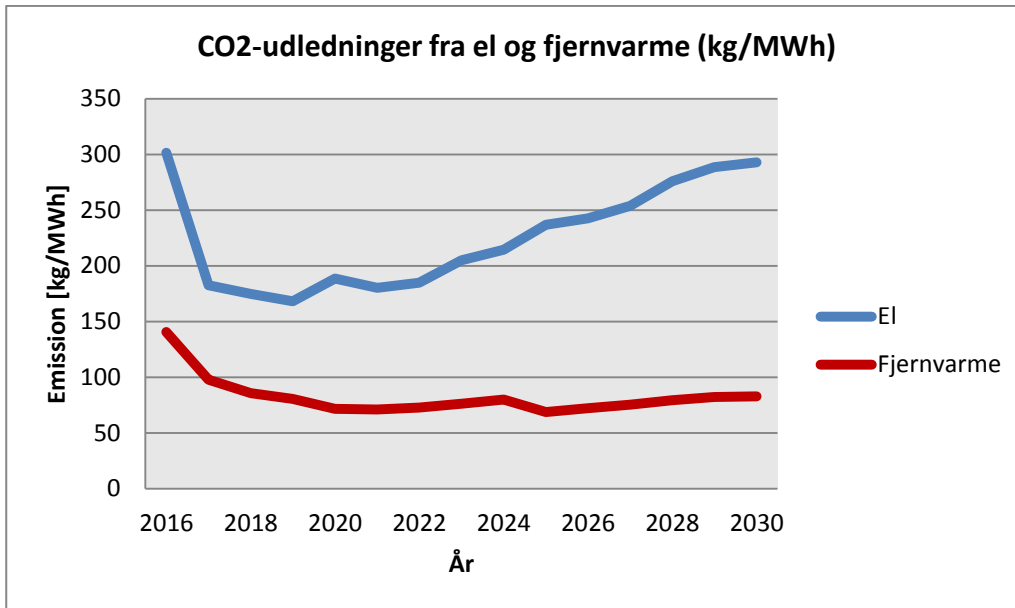
Udbygningen af solceller stiger støt frem mod 2030, hvilket resulterer i en højere elproduktion som set på nedenstående figur.



Figur 36: Den årlige elproduktion fra danske solceller.

#### 4.8.6 CO<sub>2</sub>-udledning

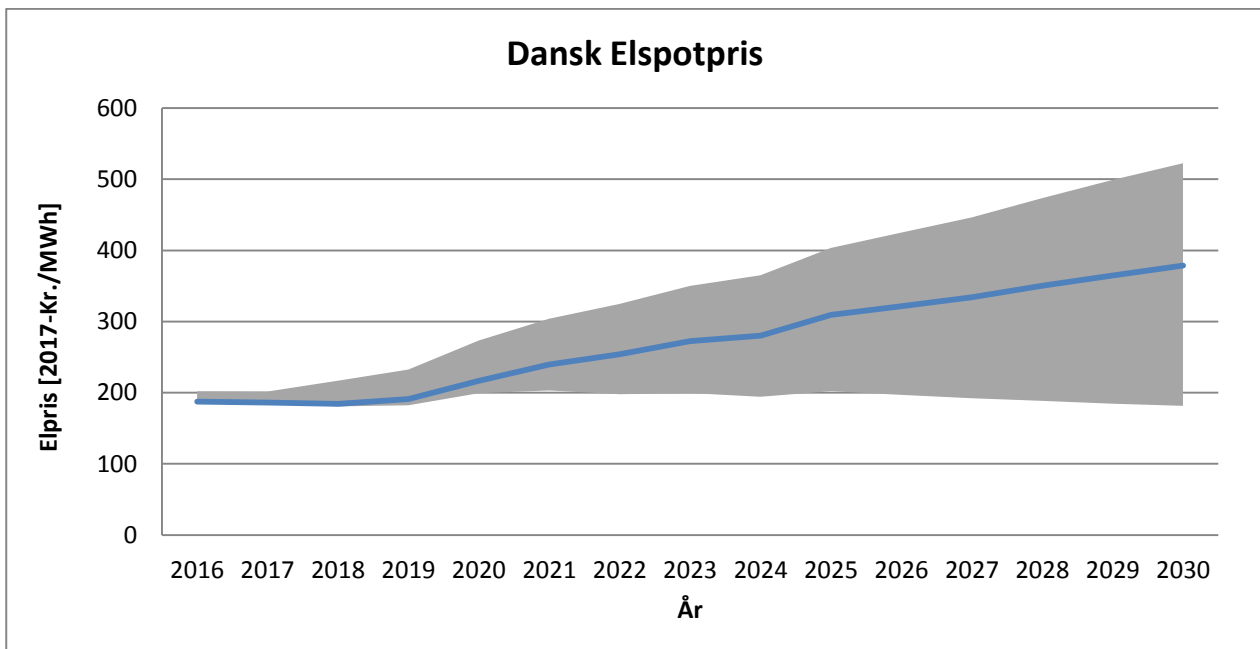
Udviklingen i brændselsforbruget medfører, at CO<sub>2</sub>-udledningerne pr. produceret MWh el og fjernvarme falder frem mod 2019. Frem mod 2030 forholder udledningerne fra fjernvarme sig nogenlunde konstant, men stiger kraftigt for elproduktion grundet stigningen i andelen af produktion fra kulfyrede kondensværker.



Figur 37: CO<sub>2</sub>-emissioner pr. producerede MWh el og fjernvarme.

#### 4.8.7 Elpriser

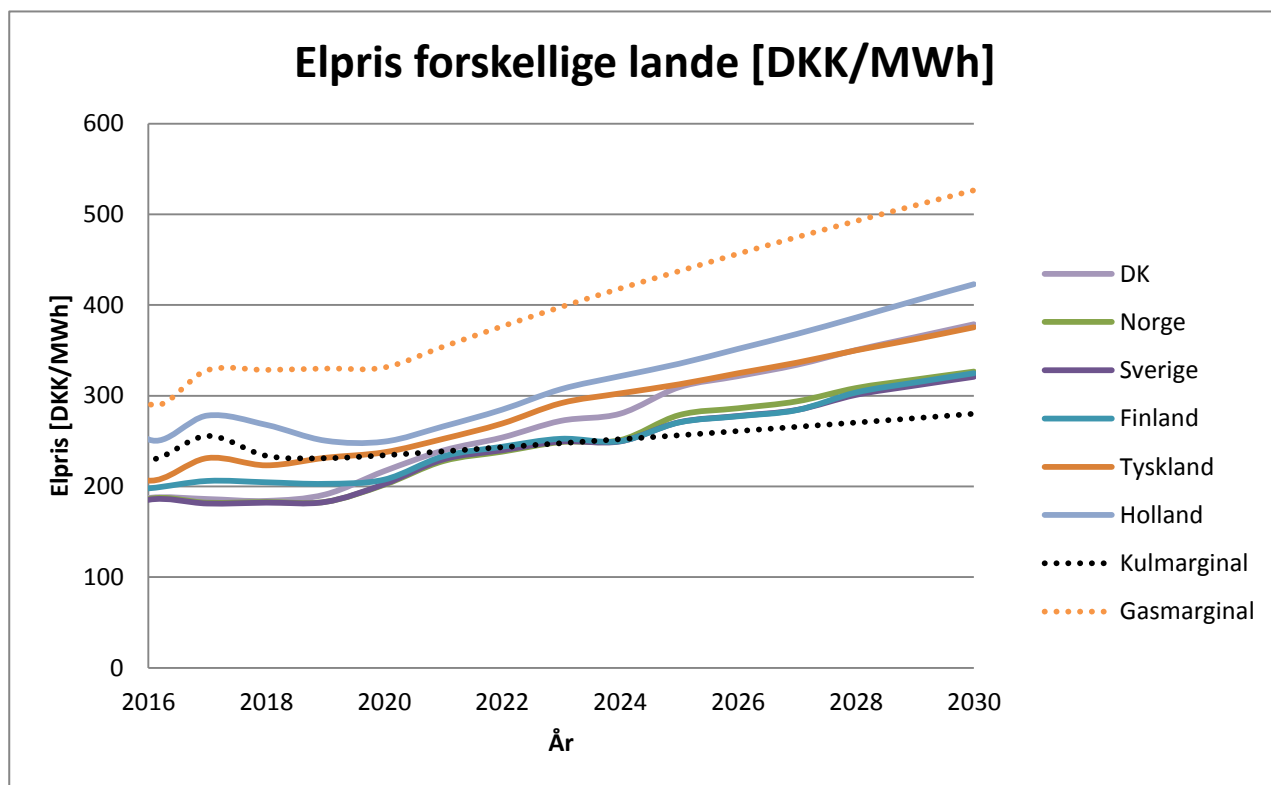
Udviklingen i elpriser er i høj grad afhængig af udviklingen i brændselspriser (inkl. CO<sub>2</sub>-kvotepris), elforbruget samt produktionskapaciteten i de omkringliggende lande samt udbygning med elforbindelse. I grundforløbet forventes på sigt stigende brændselspriser og stigende forbrug, hvorfor elpriserne forventes at stige. På Figur 38 ses den beregnede udvikling i den danske elpris. De beregnede priser varierer lidt fra markedet for såkaldte futures kontrakter, hvilket muligvis bl.a. kan skyldes forskellige forventninger til brændselspriserne på kort sigt.



Figur 38. Danske elpriser i grundforløbet.

Figur 38 viser udviklingen i den danske elpris i forhold til de andre nordeuropæiske lande.

På kort sigt forventes den danske elpris at ligge på samme niveau som Norge og Sverige og under priserne i de øvrige lande. I takt med at forbindelserne mellem Danmark og Tyskland bliver forstærket (bedre rådighed på eksisterende forbindelser samt idriftsættelse af forbindelse via Kriegers Flak), konvergerer priserne i de to lande mod hinanden. Holland forventes fortsat at have en højere pris end de andre lande, og den kommende forbindelse mellem Danmark og Holland er derfor med til at forstærke sammenkoblingen til kontinentet, der giver højere danske elpriser.



Figur 39. Spotpriser i grundforløbet for alle modellerede lande. Derudover er kul- og gasmarginale vist.

Udviklingen i brændselspriser og produktionssammensætningen i nabolandene er afgørende for udviklingen. Som følsomhedsberegninger er der set på disse parametre, jf. afsnit 4.9.1 og 4.9.2. I grundforløbet er den danske elpris på 38 øre/kWh i 2030. Hvis der regnes med forløbet for lavere brændselspriser, stiger elprisen derimod kun til ca. 25 øre/kWh. Hvis de andre europæiske lande udbygger mere massivt med VE, end forventet i grundforløbet, vil det ligeledes betyde en markant anderledes udvikling i elprisen, som da kun stiger til ca. 27 øre/kWh i 2030, på trods af uændrede brændselspriser. Omvendt kan en stigning i brændselspriserne eller CO<sub>2</sub>-kvoteprisen betyde endnu højere elpriser. Antages en udvikling som angivet i følsomhederne for høje brændselspriser (se tidligere afsnit 4.3, 4.4 og 4.5 herom), forventes den danske elpris at stige til 48 øre/kWh i 2030. Der er i figuren ligeledes angivet den såkaldte 'kulmarginal' og 'gasmarginal' der angiver den marginale elproduktionsomkostning på et standard anlæg med de anvendte priser for brændsels- og CO<sub>2</sub>-kvoter.

Der er som del af Basisfremskrivningen udarbejdet et særskilt dokument omkring udviklingen i elpriser. Der henvises hertil for yderligere informationer og beskrivelser af den forventede udvikling, inkl. følsomhedsberegninger for en række særskilte parametre.



## 4.9 Følsomhedsanalyser

Da resultaterne er følsomme over for ændringer i centrale forudsætninger, er der udarbejdet følsomhedsberegninger for udvalgte forudsætninger, der vurderes særligt usikre eller har stor betydning for resultaterne.

Der er lavet følsomhedsberegninger på følgende parametre:

- Brændselspriser
- CO<sub>2</sub>-kvotepriser
- Udviklingen i landende omkring Danmark
- Elforbruget i Danmark
- Udbygningen med landvind og solceller
- Vejrvariationer – nedbør og vind

De fleste af beregningerne er baseret på alternative forudsætninger, som allerede er beskrevet i de relevante forudsætningsafsnit, hvor der findes uddybende beskrivelser.

For følsomhedsberegningerne er en række overordnede nøgleresultater angivet for udvalgte år i fremskrivningen. Resultaterne kan ligeledes findes i regnearkene tilhørende baggrundsrapporten.

### 4.9.1 Brændselspriser

Udviklingen i brændselspriser er af meget stor betydning for driften af de termiske værker i centrale såvel som decentrale områder. Samtidig er udviklingen behæftet med stor usikkerhed, og der er derfor regnet på udviklingen af el- og fjernvarmesystemet med varierende udviklinger i brændselspriser. Der er udarbejdet en udvikling, hvor brændselspriserne forbliver på et lavt niveau, og et forløb hvor de stiger mere end i grundforløbet. Udviklingerne er beskrevet yderligere i afsnit 3.3.3 omkring brændselspriser. I Tabel 31 og Tabel 32 ses de beregnede resultater for det samlede system i hhv. 2020 og 2030.

2020	Lav fossilpris	BF17	Høj Fossilpris
Spotpris DK-W, DKK/MWh	202,2	213,5	262,9
Spotpris DK-E, DKK/MWh	208,5	222,0	274,4
Elimport, TWh	0,1	0,0	-0,5
Kraftvarme el, TWh	11,4	11,6	12,0
Kondens el, TWh	5,2	5,1	5,3
VE el, TWh	25,3	25,8	26,0
VE fjernvarme, TWh	24,6	26,1	26,2

Tabel 31: Følsomhed for lave og høje fossile brændselspriser ift. grundforløbet i 2020.

2030	Lav fossilpris	BF17	Høj Fossilpris
Spotpris DK-W, DKK/MWh	245,4	378,1	504,0
Spotpris DK-E, DKK/MWh	246,6	379,8	504,8
Elimport, TWh	0,7	0,0	-0,5
Kraftvarme el, TWh	11,1	11,7	12,4
Kondens el, TWh	10,8	10,8	10,6
VE el, TWh	26,2	27,4	29,0
VE fjernvarme, TWh	23,3	25,3	26,7

Tabel 32: Følsomhed for lave og høje fossile brændselspriser ift. grundforløbet i 2030.

#### 4.9.2 Grøn udvikling i udlandet

En større grøn udvikling i Danmarks nabolande vil have en effekt på det danske energisystem. Data er baseret på ENTSO-E, som har udarbejdet et scenarie for 'National Green Transitions'. Dette scenarie er baseret på vurderinger for udviklingen med ambitiøse klimapolitikker fra de nationale TSOer. Dette betyder en markant større udbygning med VE-produktion samt lavere elforbrug som resultat af højere grad af energieffektiviseringer.

2030	BF17	Green transition
Spotpris DK-W, DKK/MWh	378	272
Spotpris DK-E, DKK/MWh	380	270
Elimport, TWh	0,0	5,9
Kraftvarme el, TWh	15,8	15,5
Kondens el, TWh	12,6	8,5
VE el, TWh	29,5	27,7
VE fjernvarme, TWh	29,5	29,6

Tabel 33: Følsomhed for større grøn fremgang i udlandet.

#### 4.9.3 Elforbrug

Elforbruget har betydning for produktionen af el på termiske kondensværker i Danmark, som har højere CO<sub>2</sub>-emissioner end den gennemsnitlige elproduktion. Elforbruget er især afhængigt af den økonomiske vækst, ligesom placeringen af datacentre med høje elforbrug spiller en væsentlig rolle i grundforløbet. Disse parametre er usikre, og der er derfor lavet en variation på elforbruget, hvor der både er ændret på den økonomiske vækst og det forventede forbrug for nye datacentre.

I grundforløbet er antaget en årlig vækst i BNP på gennemsnitligt 1,5 pct. for hele Danmark og et særskilt årligt elforbrug til datacentre på ca. 4,92 TWh i 2030. Som variation for elforbruget anvendes en økonomisk vækst på gennemsnitligt 0,5 %-point hhv. lavere eller højere igennem fremskrivningsperioden og et elforbrug til datacentre på ±50 pct. af grundantagelsen. Dette er forklaret yderligere i følsomhedsberegningen for erhverv og husholdninger i afsnit 6.7.7.

År	Lavt elforbrug [TWh]			BF17 [TWh]			Højt Elforbrug [TWh]		
	DK-W	DK-E	DK	DK-W	DK-E	DK	DK-W	DK-E	DK
2020	21	13	34	23	13	36	24	13	37
2025	24	14	38	27	14	41	30	15	45
2030	24	14	38	28	15	33	32	16	48

Tabel 34. Anvendte input parametre til følsomhedsberegning af betydningen af ændringer i det danske elforbrug.

2020	Lavt elforbrug	BF17	Højt elforbrug
Spotpris DK-W, DKK/MWh	210,2	213,5	216,4
Spotpris DK-E, DKK/MWh	219,3	222,0	224,3
Elimport, TWh	-1,2	0,0	1,0
Kraftvarme el, TWh	11,6	11,6	11,6
Kondens el, TWh	4,9	5,1	5,3
VE el, TWh	25,7	25,8	25,8
VE fjernvarme, TWh	26,1	26,1	26,0

Tabel 35: Følsomhed for lavt og højt elforbrug.

2030	Lavt elforbrug	BF17	Højt elforbrug
Spotpris DK-W, DKK/MWh	366,0	378,1	389,6
Spotpris DK-E, DKK/MWh	367,3	379,8	393,1
Elimport, TWh	-4,5	0,0	4,6
Kraftvarme el, TWh	11,6	11,7	11,8
Kondens el, TWh	10,3	10,8	11,2
VE el, TWh	27,3	27,4	27,5
VE fjernvarme, TWh	25,3	25,3	25,3

Tabel 36: Følsomhed for lavt og højt elforbrug.

#### 4.9.4 Udbygning af vindkraft

Ny landvind antages i femskrivningen kun at blive etableret i det omfang, det forventes økonomisk attraktivt på rene markedsvilkår, efter den nuværende støtteordning udløber i 2018. I grundforløbet forventes der at blive opsat ny kapacitet på markedsvilkår svarende til knap 500 MW i 2025-2030.

Det er især udviklingen i elprisen og investeringsomkostningerne forbundet med teknologien, der er afgørende. Som følsomhedsberegning er derfor lavet beregninger af den forventede udbygning, hvis teknologiomkostningerne udvikler sig anderledes. Der anvendes data fra teknologikataloget for hhv. øvre og nedre værdier for omkostninger i 2030. Der er også beregnet udbygning med de forløb af lave og høje elpriser, der er beregnet og angivet i resultatafsnittet 4.8.7.

Udbygning efter 2018 (MW)	Grundforløb	Lavere teknologi-omkostninger	Højere teknologi-omkostninger
2020	0	0	0
2025	0	0	0
2030	495	1.185	150

Tabel 37: Udbygning af vindkraft efter 2018 ved forskellige teknologiomkostninger.

Effekten på det samlede elsystem kan ses af Tabel 34.

2030	Lav vindudbygning (Højere teknologiomk.)	BF17	Høj vindudbygning (Lavere teknologiomk.)
Spotpris DK-W, DKK/MWh	380,0	378,1	373,7
Spotpris DK-E, DKK/MWh	381,2	379,8	376,3
Elimport, TWh	0,8	0,0	-1,7
Kraftvarme el, TWh	11,7	11,7	11,7
Kondens el, TWh	12,2	12,1	11,9
VE el, TWh	27,7	28,6	30,4
Vind el, TWh	16,28	17,15	19
Vindandel af elforbrug, Pct.	34,8	36,6	40,6
VE fjernvarme, TWh	25,3	25,3	25,3

Tabel 38: Følsomhed for år med høj og lav udbygning af vindkraft.

#### 4.9.5 Udbygning med solceller

Udbygningen med solceller er især afhængig af den fremtidige udvikling i elpriser og teknologiomkostninger, ligesom det er tilfældet for landvind.

I solcellepotentialemodellen er den forventede udbygning med ny solcellekapacitet derfor beregnet med alternative forudsætninger. Der anvendes data fra teknologikataloget for hhv. øvre og nedre værdier for omkostninger i 2030. Der er også beregnet udbygning med de forløb af lave og høje elpriser, der er beregnet og angivet i 4.8.7. De forventede effekter på udbygningen ses i Tabel 39, og de beregnede effekter på det samlede elsystem i Tabel 40 og Tabel 41

Udbygning fra 2017 og frem (MW)	Grundforløb	Lavere teknologi-omkostninger	Højere teknologi-omkostninger
2020	519	624	428
2025	974	1.310	755
2030	2.234	3.374	1.537

Tabel 39: Udbygningen af solceller afhængig af teknologiomkostninger

2020	Lav udbygning	BF17	Høj udbygning
Spotpris DK-W, DKK/MWh	214	214	214
Spotpris DK-E, DKK/MWh	223	222	222
Elimport, TWh	0,2	0,0	0,0
Kraftvarme el, TWh	11,6	11,6	11,6
Kondens el, TWh	5,2	5,1	5,1
VE el, TWh	25,6	25,8	25,7
VE fjernvarme, TWh	26,1	26,1	26,1

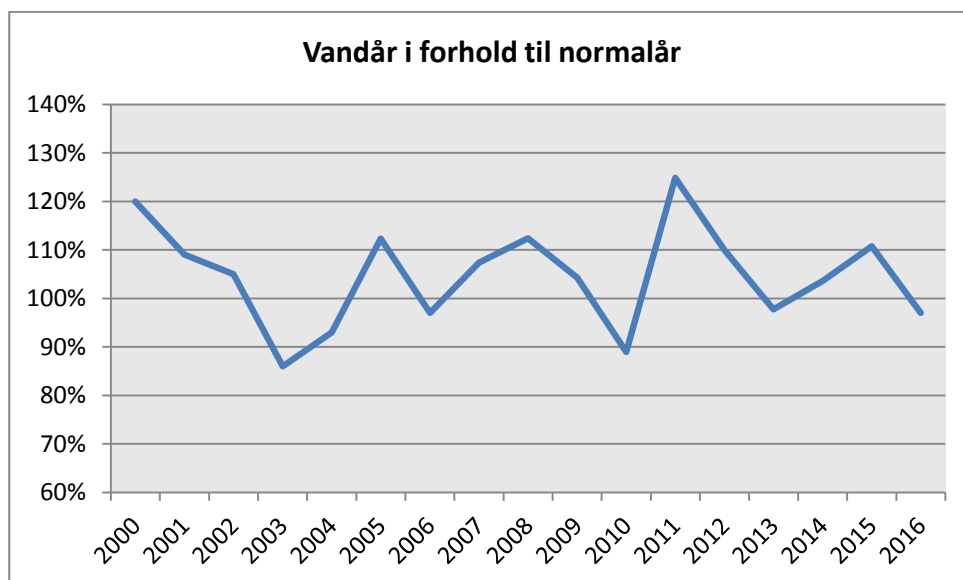
Tabel 40: Følsomhed for lav og høj udbygning af solceller.

2030	Lav udbygning	BF17	Høj udbygning
Spotpris DK-W, DKK/MWh	379,8	378,1	376,6
Spotpris DK-E, DKK/MWh	382,5	379,8	378,6
Elimport, TWh	0,8	0,0	-0,6
Kraftvarme el, TWh	11,7	11,7	11,7
Kondens el, TWh	10,8	10,8	10,6
VE el, TWh	26,5	27,4	28,1
VE fjernvarme, TWh	25,3	25,3	25,3

Tabel 41: Følsomhed for lav og høj udbygning af solceller.

#### 4.9.6 Tørår og vådår

Vandkraftproduktionen varierer år for år på grund af svingende nedbør, se figur herunder.



Figur 40: Historiske variationer i vandår i forhold til normalen. Som følsomhed regnes der med betydningen af hhv. 115% og 85% af et normalår.

I fremskrivningen regnes med normale år<sup>89</sup>, men erfaringsmæssigt vil der over en 10-årig periode være ét ekstremt vådår, 2-3 moderate vådår, 2-4 normale år, 2-3 moderate tørår og ét ekstremt tørår. For at illustrere betydningen af nedbørsmængden er der lavet følsomhedsberegninger, hvor nedbørsmængderne i alle lande med vindkraft er hhv. 85 pct. og 115 pct. af et normalår.

2020	Dårligt vandår (85%)	BF17	Godt vandår (115%)
Spotpris DK-W, DKK/MWh	242,6	213,5	189,1
Spotpris DK-E, DKK/MWh	277,1	222,0	195,7
Elimport, TWh	-2,4	0,0	1,8
Kraftvarme el, TWh	11,8	11,6	11,3
Kondens el, TWh	7,2	5,1	3,8
VE el, TWh	25,8	25,8	25,6
VE fjernvarme, TWh	26,0	26,1	26,2

Tabel 42: Følsomhed for tørår og vådår.

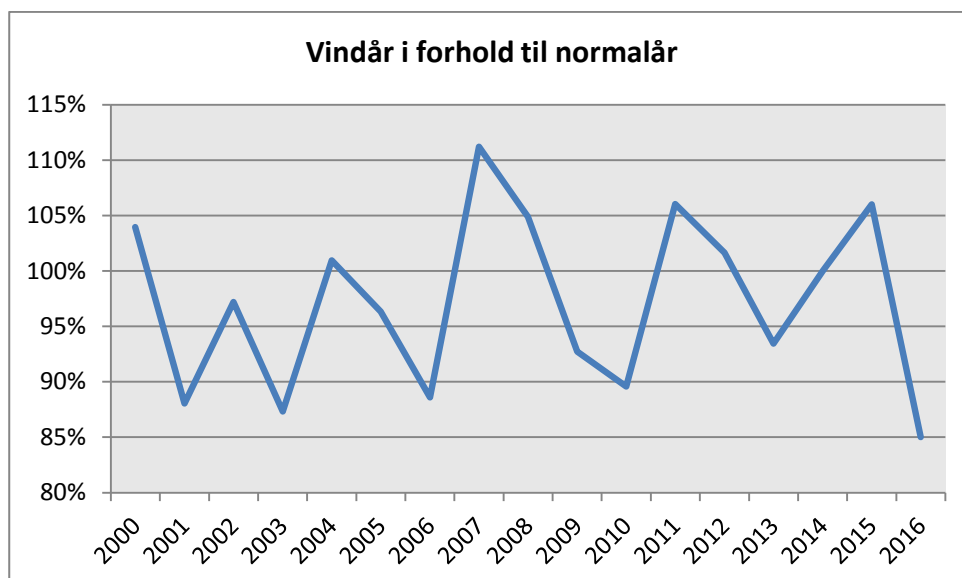
2030	Dårligt vandår (85%)	BF17	Godt vandår (115%)
Spotpris DK-W, DKK/MWh	422,4	378,1	350,4
Spotpris DK-E, DKK/MWh	441,9	379,8	344,8
Elimport, TWh	-2,6	0,0	1,6
Kraftvarme el, TWh	11,8	11,7	11,6
Kondens el, TWh	13,1	10,8	9,3
VE el, TWh	27,5	27,4	27,2
VE fjernvarme, TWh	25,3	25,3	25,4

Tabel 43: Følsomhed for tørår og vådår.

#### 4.9.7 Gode og dårlige vindår

Vindkraftproduktion varierer år for år, da det ikke blæser lige meget hvert år, se figur herunder.

<sup>89</sup> Dog korrigeret for forventede klimaændringer, der betyder en gradvis stigende nedbørsmængde i fremtiden.



Figur 41: Historiske variationer i vindår i forhold til normalen.

Ligesom for vandkraften regnes der med normale år i fremtiden. Om det er et dårligt eller godt vindår begynder at få stigende betydning i takt med, at vindens andel af den samlede elproduktion bliver mærkbar i hele Nordeuropa. For at illustrere betydningen af hvor meget det blæser, er der lavet følsomhedsberegninger, hvor vindkraftproduktionen i alle lande er hhv. 85 pct. og 115 pct. af et normalår.

2020	Dårligt vindår (85%)	BF17	Godt vindår (115%)
Spotpris DK-W, DKK/MWh	227,0	213,5	200,7
Spotpris DK-E, DKK/MWh	234,8	222,0	211,2
Elimport, TWh	1,5	0,0	-1,6
Kraftvarme el, TWh	11,7	11,6	11,4
Kondens el, TWh	6,0	5,1	4,4
VE el, TWh	23,2	25,8	28,2
Vind el, TWh	14,73	17,28	19,76
Vindandel af elforbrug, Pct.	38,3	44,9	51,4

Tabel 44: Følsomhed for dårligt og godt vindår.

<b>2030</b>	<b>Dårligt vindår (85%)</b>	<b>BF17</b>	<b>Godt vindår (115%)</b>
<b>Spotpris DK-W, DKK/MWh</b>	409,9	378,1	349,9
<b>Spotpris DK-E, DKK/MWh</b>	412,7	379,8	350,5
<b>Elimport, TWh</b>	0,7	0,0	-1,1
<b>Kraftvarme el, TWh</b>	11,8	11,7	11,6
<b>Kondens el, TWh</b>	13,7	12,1	10,8
<b>VE el, TWh</b>	26,1	28,6	30,9
<b>Vind el, TWh</b>	14,65	17,15	19,55
<b>Vindandel af elforbrug, Pct.</b>	31,3	36,6	41,8

Tabel 45: Følsomhed for dårligt og godt vindår.



## 5 Alternativt forløb: Ændret brændselsforbrug i DONG Energy

DONG Energy har 2/2 2017 meldt ud, at de stopper al brug af kul fra 2023. Denne målsætning indregnes ikke i grundforløbet for BF2017. Dette skyldes, at de metodiske rammer kun tillader, at konkrete projekter, fx konvertering af et kraftværk fra kul til biomasse, indregnes i basisfremskrivningen, hvis et eller begge af disse forhold gør sig gældende:

- 1) At der foreligger godkendt ansøgning eller tilsagn om tilskud
- 2) At der er økonomisk grundlag for projektet med de i fremskrivningen anvendte forudsætninger

Det er således ikke tilstrækkeligt, at der er formuleret et mål - der skal være konkrete virkemidler på plads, hvis en målsætning skal indgå i fremskrivningens forudsætninger. Eksempelvis indregnes ikke regeringens målsætning om 50 pct. VE i 2030, og heller ikke kommuners CO<sub>2</sub>-målsætninger så som Københavns og Århus' mål om at være CO<sub>2</sub>-neutrale i hhv. 2025 og 2030, ligesom Aalborg Kommunes mål om at omstille Nordjyllandsværket til grønnere energi heller ikke indregnes. Men de konkrete initiativer, der er vedtaget eller under implementering, som led i at opfylde målsætningerne indregnes.

DONG Energys udmelding opfylder ikke disse forhold, hvorfor det ikke har været muligt at indregne det i grundforløbet. I stedet er udarbejdet et **alternativt forløb**, som har til hensigt at illustrere, hvad udmeldingen isoleret set kan betyde for udviklingen. DONG Energy ejer i dag de fleste af de kraftværker, der har mulighed for at øge produktionen af elektricitet baseret på kul. En fuld implementering af DONG Energy's udmelding vil således kunne have markante konsekvenser for udviklingen i forhold til grundforløbet, i form af højere VE-andel, øget elimport og lavere drivhusgasudledning fra dansk grund.

I grundforløbet vil basisfremskrivningens forudsætninger om, at tilskud til ny biomassekraftvarme og landvind bortfalder, kombineret med stigende elforbrug, medføre, at der er en særdeles god businesscase i elproduktion baseret på kul på danske værker. I det alternative forløb er denne mulighed fjernet på de værker, der er ejet af DONG Energy, jf. DONG Energy's udmelding. Det skitserede forløb er et af flere mulige, som kunne forekomme, idet der endnu ikke foreligger konkrete ansøgninger, som muliggør en indregning.

Implementering af DONG Energy's udmelding har overordnet to former for konsekvenser for deres værker:

1. Kraftvarmeværker, der er ombygget fra kul til biomasse, vil beholde hele deres drift på biomasse. I grundforløbet udnytter de muligheden for at skifte mellem biomasse og kul.
2. Ældre kulfyrede værker vil forblive ude af drift og kan således ikke anvendes som ekstra elproduktionskapacitet, når det danske elforbrug forventes at stige.

Punkt 1. vil betyde udfasning af kul i de større byer (København, Århus). Det betyder samtidig en lidt mindre elproduktion fra de ombyggede værker, end der ellers kunne være.

Punkt 2. har i høj grad betydning for elproduktionen og elimporten. Det forventes, at de ældre danske kraftværksblokke vil være konkurrencedygtige med udenlandske værker. Hvis de ikke bliver taget i brug, vil det billigste alternativ være en øget import af el.

Udviklingen er dog usikker og er afhængig af udviklingen i brændselspriser og sammensætningen af produktionen i landene omkring Danmark.

Afsnittet viser, at et kulfrit DONG Energy vil:

- Reducere CO<sub>2</sub>-udledning fra elproduktionen med 64 pct. i 2025 og 48 pct. i 2030.
- Sikre et fald i de samlede danske CO<sub>2</sub>-udledninger frem til 2023, fremfor en stigning fra 2020, hvis DONG Energy ikke omstilles.
- Øge VE-andelen i det samlede endelige energiforbrug fra 39 pct. til 42 pct. i 2030.
- Kulforbruget vil ikke stige i samme omfang som i grundforløbet, og samtidig vil biomasseforbruget stige mere, end det er tilfældet i grundforløbet.
- Der forventes en markant import af el i forhold til grundforløbet.

## 5.1 Metode og input

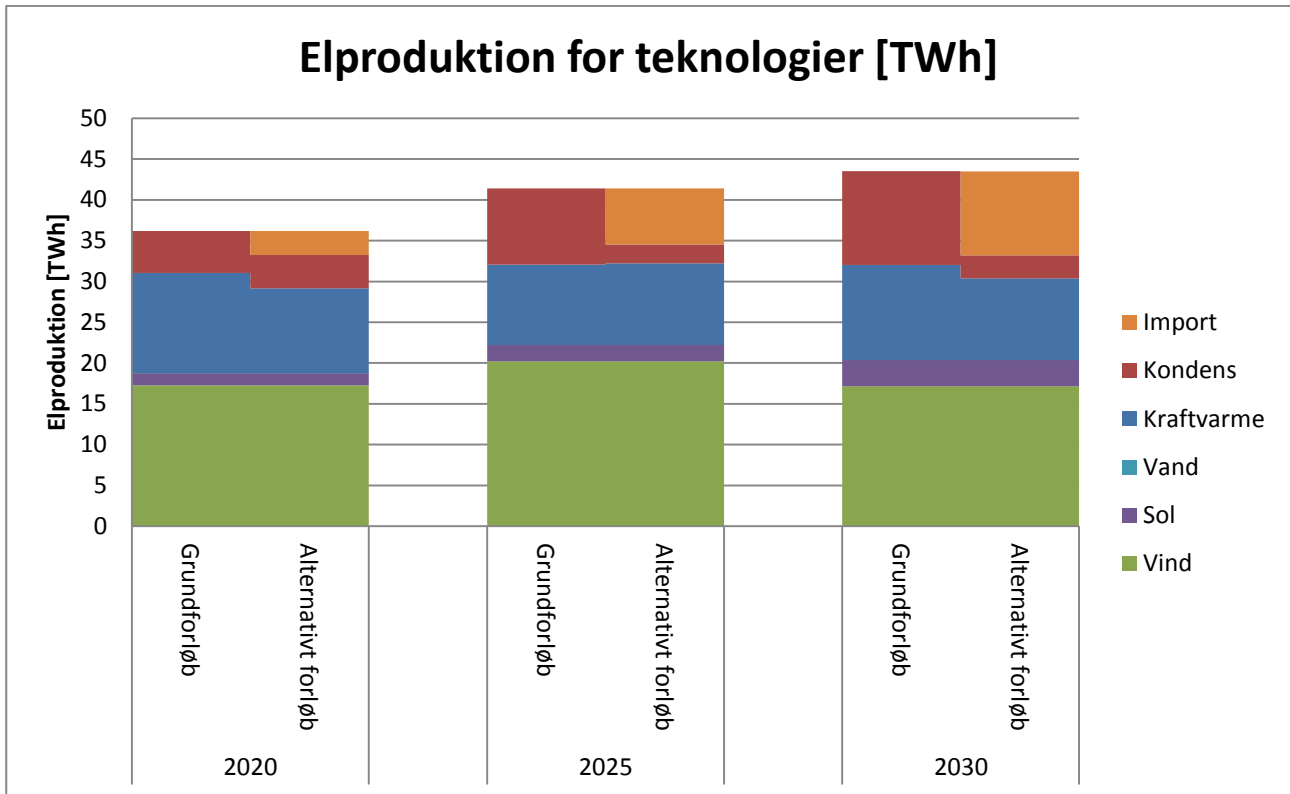
DONG Energy's vision kan realiseres på mange måder. I denne rapport antages det, at ændringen til kulfri produktion i DONG Energy's værker kun påvirker el- og fjernvarmesektoren. Den kulfri produktion vil dog reelt også påvirke elprisen, grundet forskelle i driftsøkonomien for værkerne, men det antages her, at denne ændring er så lille, at den ikke vil påvirke de øvrige sektors elforbrug. For at fremskrive effekten af den kulfri produktion for el- og fjernvarmesektoren anvendes samme metode og input som beskrevet i kapitlet 'El- og fjernvarme' ovenfor, med følgende undtagelser:

- Studstrupværket blok 4 bliver ikke levetidsforlænget.
- Asnæsværket blok 5 bliver ikke levetidsforlænget.
- Avedøreværket blok 1, der i dag kan køre med kul eller træpiller, ændres til kun at kunne køre på træpiller fra 2023 og frem.
- Studstrupværket blok 3, der i dag kan køre med kul eller træpiller, ændres til kun at kunne køre på træpiller fra 2023 og frem.
- Esbjergværket blok 3 lukkes i 2023 og et nyt, mindre flisfyret kraftværk bliver bygget i stedet.

For det alternative forløb korrigeres de modelberegnedede resultater med samme faktor som grundforløbet, som beskrevet i afsnit 4.3.3. De viste resultater for det alternative forløb angiver derved forskellen til grundforløbet.

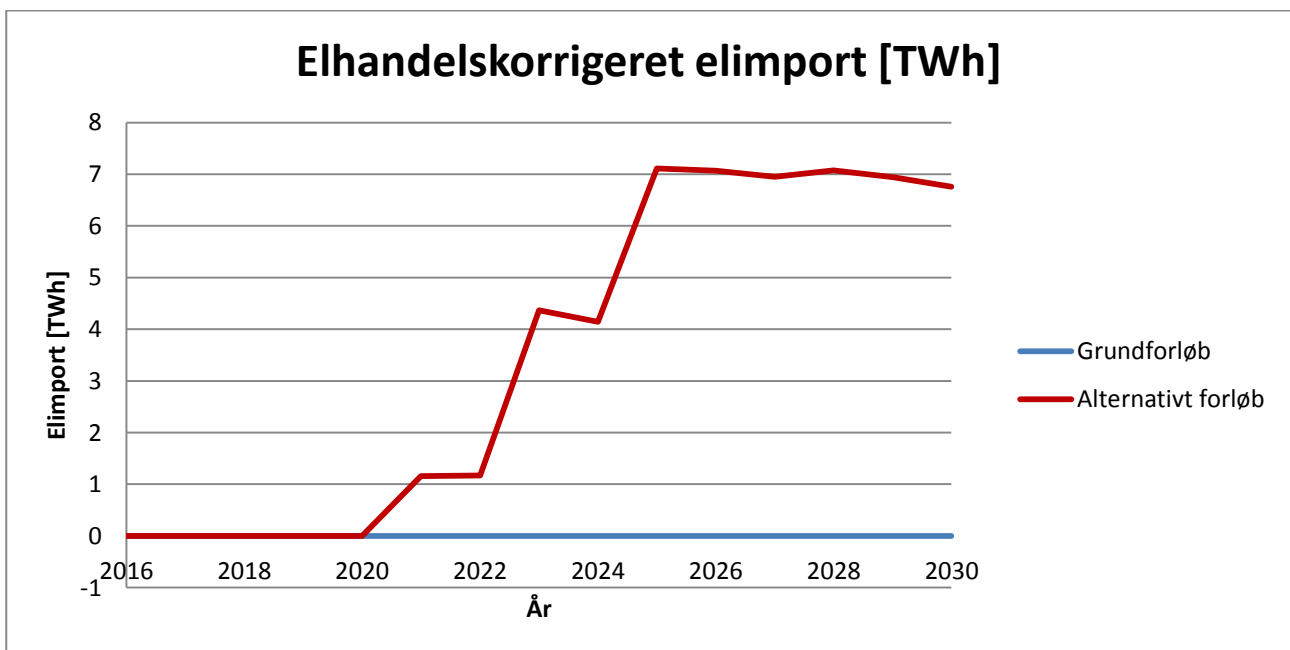
## 5.2 Resultater

Den totale nationale elproduktion falder, da mængden af el produceret fra kondensværker falder. Dette skyldes primært, at de to ældre blokke (Studstrupværkets blok 4 og Asnæsværkets blok 5) ikke er tilgængelige og derfor ikke kan levere kondensproduceret el. Dette ses i figuren nedenfor.



Figur 42: Elproduktionen i Danmark fordelt på teknologier inddelt efter år. Grundforløbet er korrigeret for elimporten. Den el, der produceres fra kondensværker i grundforløbet, erstattes primært af import i det alternative forløb.

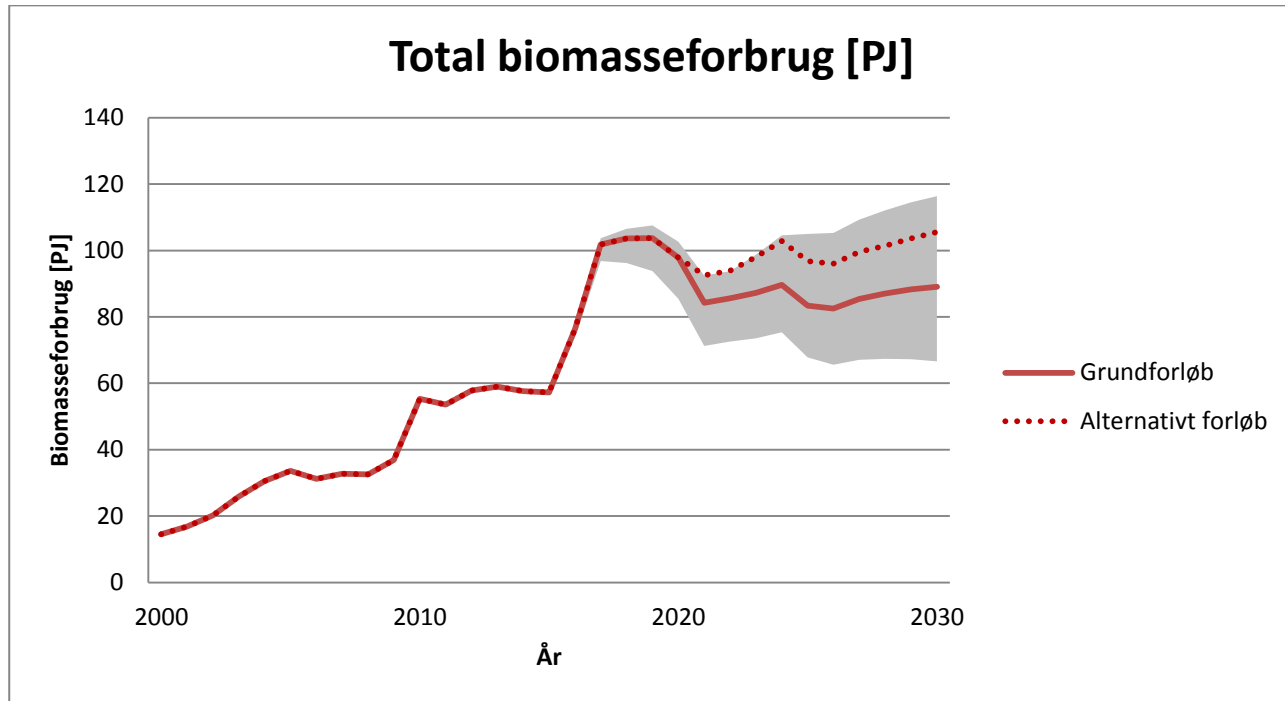
I stedet for den danske kondensproduktion vil der være en øget import, hvilket er vist i Figur 43. Her ses, at elimporten, som følge af DONG Energy's udfasning af kul, er på et nogenlunde konstant niveau på 7 TWh fra 2025 og frem.



Figur 43: Nettoelimport for grundforløbet sammenlignet med det alternative forløb hvor DONG Energy er kulfri fra 2023.

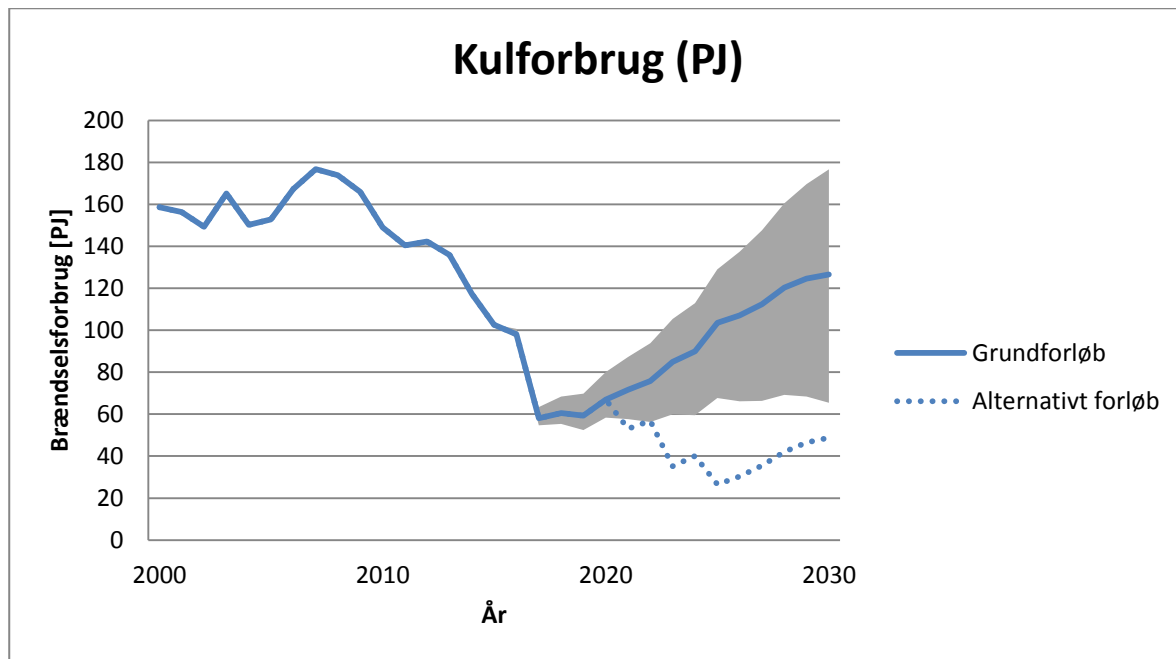
Omstillingen af DONG Energy resulterer i et væsentligt øget biomasseforbrug og et fald i kulforbruget, som ses på de to nedenstående figurer.

Den større udbygning af fast biomasse svarer til en udbygning på 17 PJ mere i 2030 for det totale forbrug, som set i Figur 44.



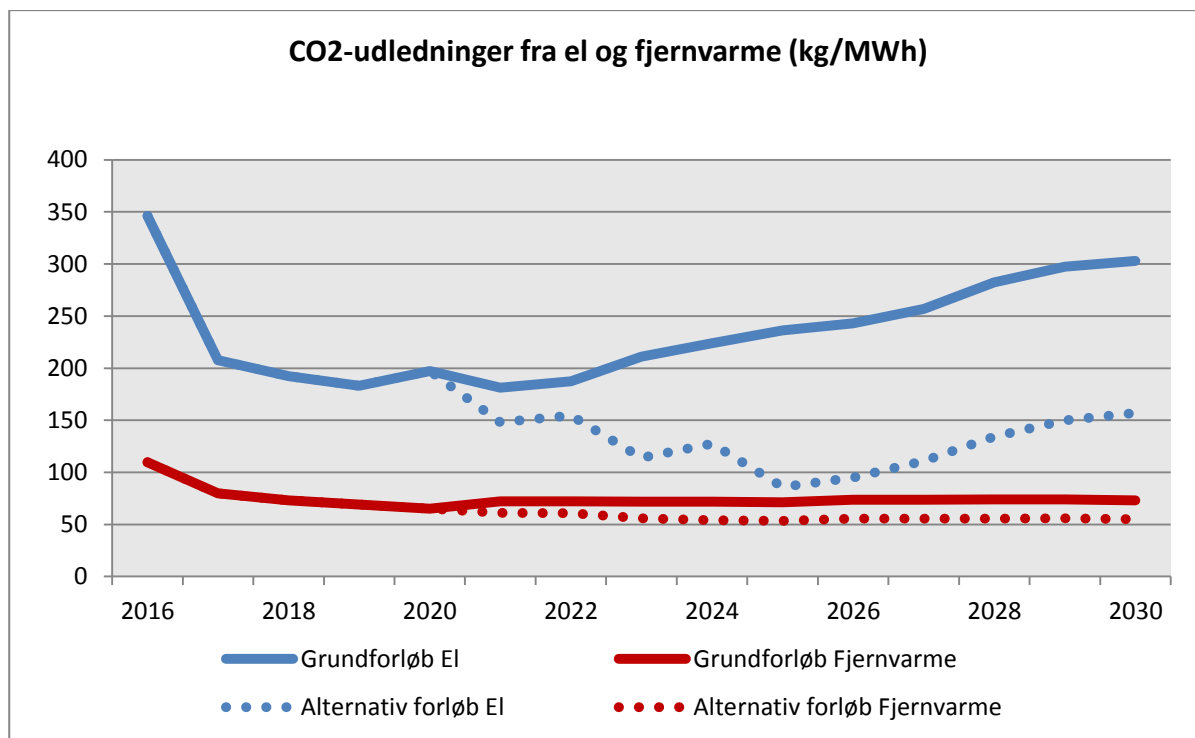
Figur 44: Total forbrug af biomasse i el- og fjernvarmesektoren for grundforløbet og det alternative forløb.

Kulforbruget, forventes samtidig at være 78 PJ lavere i 2030, hvis DONG Energy bliver kulfri fra 2023.



Figur 45: Kulforbruget i el- og fjernvarmesektoren for de forskellige forløb.

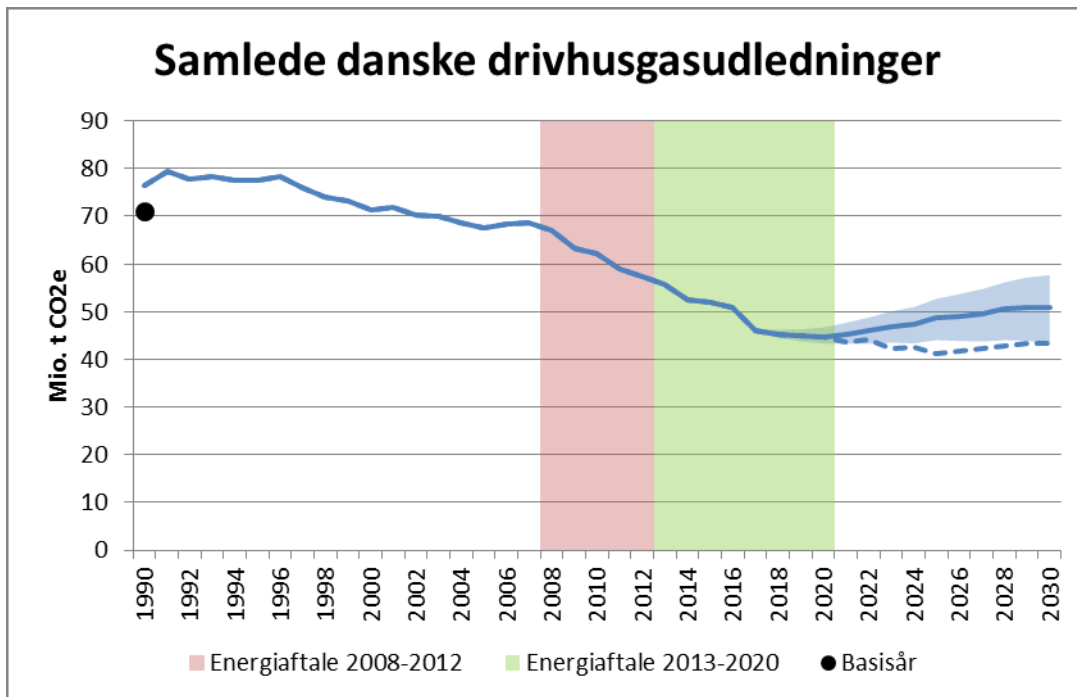
Det lavere kulforbrug svarer til en lavere CO<sub>2</sub>-udledning på især elproduktion, hvilket ses i nedenstående figur. På elproduktionen kan den danske CO<sub>2</sub>-udledning reduceres med 64 pct. i 2025 og 48 pct. i 2030 ved at DONG bliver kulfri.



Figur 46: CO<sub>2</sub>-udledninger fra el- og fjernvarmeproduktionen for de forskellige forløb.

I det alternative forløb vil stigningen i kulforbruget dels være langt mere behersket, dels først forekomme fra midten af 2020'erne. Resultat er dermed at udledningerne forventes at dykke i en periode frem til 2024, for herefter at vokse igen, dog i et noget lavere tempo end grundforløbet.

En del af forskellen til grundforløbet skyldes selve omlægningen fra kul til biomasse, men en del skyldes også, at det stigende elforbrug dækkes af øget import af el fra udlandet. Drivhusgasudledningen forbundet med den importerede elproduktion fremgår ikke af de danske emissionsopgørelser og dermed heller ikke af nedenstående figur.



Figur 47: I det alternative forløb udfases kul fra DONGs værker og udledningerne fortsætter med at falde efter 2020, markeret med den stiplede linje

Kulstoppet vil betyde, at udledningen i 2030 forventes at være på 43 mio. ton CO<sub>2</sub>e, svarende til en reduktion på 39 pct. i forhold til 1990. De energirelaterede udledninger vil i 2030 kun udgøre 40 pct. af totalen, mod 49 pct. i grundforløbet.

Da der alene er tale om et skift på de store værker, er der stort set kun tale om kvoteomfattede udledninger, der påvirkes af kulstoppet. Dermed er der ingen forskel mellem det alternative forløb og grundforløbet for så vist angår de ikke-kvoteomfattede udledninger.

## 6 Erhverv og husholdninger

I dette kapitel præsenteres basisfremskrivningens beregningsmetoder og resultater for energiforbruget i erhverv og husholdninger. Energiforbruget er opdelt på hhv. erhvervenes samlede energiforbrug, opvarmning i husholdningerne og elforbrug til apparater i husholdningerne. Beregningerne er foretaget ved brug af Energistyrelsens to forbrugsmodeller, EMMA og TIMES-DK og tæt koordineret med forsyningsmodellen RAMSES.

Der er følgende hovedpointer fra fremskrivningerne af energiforbrug fra erhverv og husholdninger:

- Erhvervslivets energieffektivitet forbedres frem mod 2020, og erhvervslivets endelige energiforbrug er i den periode uændret samtidig med økonomisk vækst.
- Fra 2020 til 2030 stiger det endelige energiforbrug med 20 pct. Stigningen er større end den økonomiske vækst, dels fordi nye datacentre og udfasning af PSO betyder en markant vækst i elforbruget på 35 pct., og dels fordi erhvervenes energieffektivitet falder pga. ophøret af energiselskabernes spareindsats efter 2020 (som konsekvens af frozen policy tilgangen i fremskrivningen).
- Erhvervslivets forbrug af fossile brændsler stiger med ca. 5 pct. mellem 2015 og 2030. Dette dækker over et fald på små 10 pct. frem til 2020 og en stigning på ca. 15 pct. mellem 2020 og 2030.
- Husholdningernes samlede endelige energiforbrug forventes at falde med næsten 8 pct. mellem 2015 og 2030. Faldet er på 15 PJ og fortsætter dermed samme trend som de sidste 9 år.
- Energieffektivisering af eksisterende bygninger, nedrivning af eksisterende bygninger og energieffektivt nybyggeri sikrer, at husholdningernes samlede nettovarmebehov<sup>90</sup> falder med op mod 8 pct. fra 2015 til 2030, selv om det samlede boligareal, der skal opvarmes, stiger med 10 pct. i samme periode.
- Husholdningernes samlede endelige energiforbrug til opvarmning falder med 10 pct. fra 2015 til 2030 fordi nettovarmebehovet falder, men også fordi der sker der en forbedring i effektiviteten i de teknologier, der tilfører varmen. Det skyldes, at boligejerne skifter til en anden og mere energieffektiv varmekilde, f.eks. når olie- og gasfyr skiftes ud med elvarmepumper.
- I 2030 forventes varmepumper at dække omkring 15 pct. af husholdningerne nettovarmebehov - i 2015 er andelen ca. 7 pct.
- Elforbruget til apparater er uændret over hele fremskrivningsperioden, fordi forbedring af effektivitet opvejer vækst i antallet af apparater i husholdningerne. Nedenfor gennemgås resultaterne fra fremskrivningen af husholdningernes energiforbrug til hhv. opvarmning og elapparater.

---

<sup>90</sup> Nettovarmebehovet dækker over den varme der skal bruges til opvarmning af en bygning (både rumvarme og varmt brugsvand). Det endelige energiforbrug, der bruges til at opfylde nettovarmebehovet er typisk større, fordi der er et tab i fx en kedel, når varmen skal produceres.

Kapitlet er opbygget i to dele, hvor første del præsenterer beregningsmetode, modeller og centrale forudsætninger om input til modellerne, herunder de energieffektiviseringer, der forventes i fremskrivningsperioden. Da det er første gang TIMES-DK modellen bruges i basisfremskrivningen, er gennemgangen af modellen mere detaljeret end for EMMA modellen. Anden del af kapitlet gennemgår selve basisfremskrivningens resultater fordelt på henholdsvis erhverv og husholdninger, hvor husholdninger er opdelt i energiforbrug til opvarmning og elforbrug til apparater. Rækkefølgen i hvert afsnit er først at beskrive erhvervslivets energiforbrug, dernæst husholdningernes apparatforbrug og sidst husholdningernes opvarmning.

## 6.1 Afgrænsning

Dette kapitel omhandler basisfremskrivning af energiforbruget fra erhverv og husholdninger. For erhverv indgår det energiforbrug, som offentlige og private virksomheder anvender inklusiv energiforbrug til intern transport, mens der for husholdningerne indgår energiforbrug til apparater og opvarmning af bygninger.

Kapitlet omhandler ikke emissioner fra erhverv eller husholdninger. Dette omhandles i kapitel 10.

## 6.2 Håndtering af frozen policy

Fremskrivningen af energiforbruget fra erhverv og husholdninger er foretaget i *frozen policy* kontekst, dvs. at der i Basisfremskrivning 2017 kun indregnes virkemidler og initiativer, som er besluttet, herunder gældende EU-krav. Derimod er der *ikke* indregnet national energipolitik og virkemidler, der *ikke* er besluttet ved udgangen af 2016.

Konkret er der i basisfremskrivningen anvendt følgende forudsætninger i forhold til *frozen policy*:

- Energieffektiviseringskrav (ecodesign) og energimærkningskrav til produkter og apparater videreføres og videreudvikles inden for rammer af EU direktiverne,
- Energikravene for nye bygninger strammes i 2020 i overensstemmelse med de vedtagne politiske rammer,
- For eksisterende bygninger er det forudsat, at de gældende komponentkrav i bygningsreglementet generelt overholdes i forbindelse med den løbende renovering. Udgangspunktet er de effektiviseringsforanstaltninger, som blev udarbejdet i forbindelse med udarbejdelse af renoveringsstrategien,
- Energiselskabernes energispareindsats ophører ved udgangen af 2020, og der kommer herefter ikke yderligere energieffektiviseringer fra dette virkemiddel.

## 6.3 Beregningsmetode

Beregning af erhvervenes og husholdningernes energieftefterspørgsel er foretaget på to modeller i Energistyrelsen. Modellernes arbejdsdeling i forhold til beregningerne er således:

- Erhvervenes energiforbrug er beregnet i EMMA-modellen
- Husholdningernes apparatforbrug er beregnet i EMMA-modellen
- Husholdningernes opvarmninger er beregnet i TIMES-DK modellen

EMMA-modellen er et makroøkonomisk værktøj, der beskriver erhvervenes og husholdningernes energieftefterspørgsel på baggrund af produktion, energipriser, energiteknologisk udvikling og påvirkning fra energipolitik. Udgangspunktet er en økonomisk fremskrivning af vækst i erhvervslivets produktion og



husholdningernes privatforbrug. Dette kombineres med prisprognosen for el og andre energivarer, samt en vurdering af den teknologiske udvikling til at beregne det endelige energiforbrug. Hertil korrigeres for effekter fra yderligere energieffektiviseringsinitiativer, der er besluttede. I EMMA beregnes således erhvervslivets energiforbrug og apparatforbruget i husholdningerne.

Husholdningernes varmeforbrug er bestemt i et selvstændigt modelværktøj, TIMES-DK. Det er en model, der er udviklet i regi af InterACT modelprojektet under Energistyrelsen, og i samarbejde med Danmarks Tekniske Universitet, DTU. TIMES-DK modellen er en teknisk energisystemmodel, der beregner den energimæssige sammenhæng på tværs af hele energisystemet. Modellen tager også udgangspunkt i en fremskrivning af den økonomiske aktivitet, der lægger niveauet for energibehovet på forbrugssiden i energisystemet. I sin fulde form beregner TIMES-DK også forsyningsiden til at balancere det samlede forbrug og produktion i det samlede energisystem, men til brug for basisfremskrivningen anvendes kun den del af TIMES-DK modellen, som beskriver husholdningernes opvarmning. Her tages udgangspunkt i udviklingen i boligmassen, og i viden om teknologiudvikling, brændselspriser og energireoveringsindsatsen. Herefter optimerer modellen husholdningernes opvarmning med valg af teknologier og brændsels sammensætning. Modellen beregner således husholdningernes nettovarmebehov og det tilhørende endelige energiforbrug anvendt til opvarmning.

Modellerne gennemgås nærmere nedenfor. Først beskrives EMMA modellens opbygning og metode for beregninger af energiforbrug i erhvervslivet og elforbrug til apparater i husholdninger, herunder særligt hvordan modellen vurderer energieffektiviseringer i forhold til energieffektiviseringsinitiativer. Dernæst beskrives TIMES-DK modellens opbygning og metode for beregningerne af energiforbruget til opvarmning, herunder indarbejdelse af energieffektiviseringer i bygningsmassen og teknologiske forbedringer i opvarmningsformer.

For mere detaljeret information om modellerne henvises til Energistyrelsens hjemmeside<sup>91</sup>.

## 6.4 Metode – EMMA-modellen

EMMA (Energi- og MiljøModeller til ADAM) beskriver sammenhænge mellem økonomi, energi og miljø på aggregeret niveau. Den første version af EMMA blev udviklet for over 15 år siden, og modellen er siden blevet anvendt til adskillige analyser og fremskrivninger. Desuden er modellen løbende blevet opdateret, revideret og videreudviklet i forskellige retninger. EMMA er primært anvendt af Energistyrelsen og Energinet.dk til hhv. generelle energiforbrugs- og el-forbrugsfremskrivninger. Til brug for basisfremskrivningen, er EMMA blevet anvendt til at fremskrive erhvervslivets energiforbrug og husholdningernes elforbrug til apparater og lys. Det er således kun en del af den fulde EMMA model, der er brugt.

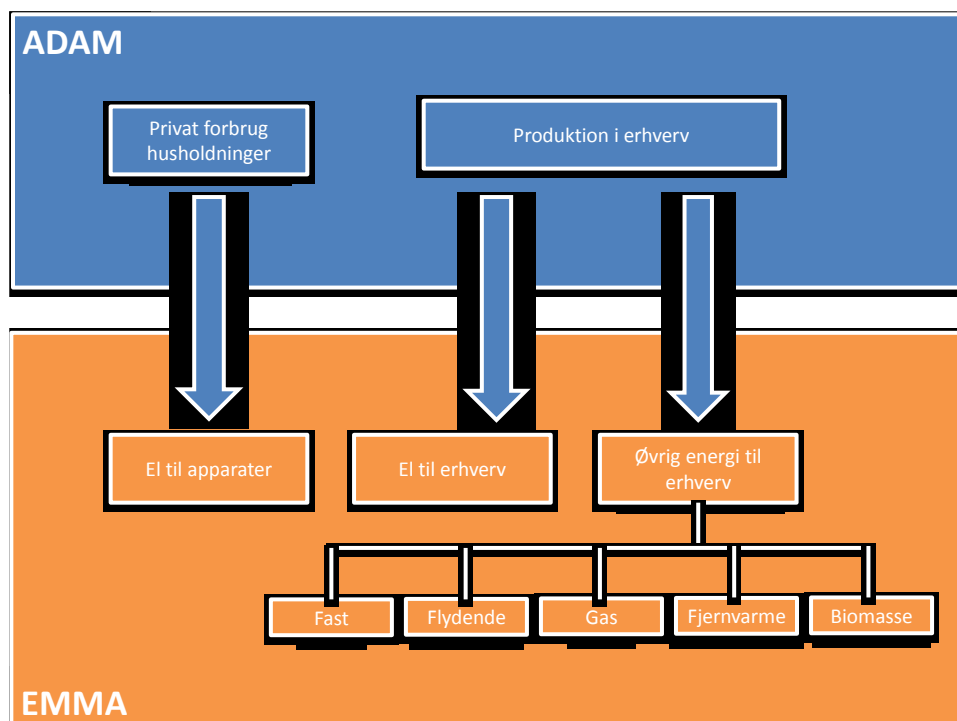
Generelt kan EMMA beskrives som en satellitmodel til ADAM, hvor ADAM beskriver udviklingen i aggregerede makroøkonomiske variabler, og EMMA beskriver udviklingen i energiforbrug. På meget overordnet niveau beskriver Figur 48 strukturen fra ADAM modellen til EMMA modellen, som der er anvendt til denne basisfremskrivning. Som udgangspunkt modelleres anvendelsen af energi i to grupper relateret til hhv. erhverv og husholdninger. For erhvervene opdeles energiforbruget på et antal brancher,

---

<sup>91</sup> <https://ens.dk/en/our-services/projections-and-models/models/>

og forbruget relateres til produktionen og energipriserne. For husholdningerne beskrives elforbruget ud fra behovet til drift af apparater. Ses på typer af energi bestemmes forbruget af energi fordelt på 6 typer af energi: fast, flydende, gas, el, fjernvarme og bioenergi. I første step modelleres substitution mellem el og øvrig energi, men substitutionsmulighederne mellem energityperne i øvrig-energi modelleres kun i begrænset omfang.

Til brug for EMMA anvendes en økonomisk fremskrivning fra ADAM, og energiforbrugene beregnes på baggrund af denne. I princippet kan det argumenteres, at ændringer i relative energipriser kunne give anledning til så store ændringer i sammensætningen af energiforbrug, at de overordnede energipriser, der ligger til grund for den økonomiske fremskrivning fra ADAM, burde revideres, og at der således opstår et konsistensproblem på tværs af modellerne. Dette vurderes dog ikke at være af væsentligt omfang i basisfremskrivningen og derfor har EMMA reelt status som en ren eftermodel i denne sammenhæng.



Figur 48: Oversigtsdiagram over ADAM-EMMA i basisfremskrivningen

Brancher i EMMA er en aggregering af nationalregnskabet's 117 erhverv, hvor det er søgt at definere et antal energimæssigt homogene brancher. Udgangspunktet er således energiforbrugene i de enkelte nationalregnskabserhverv, hvor det er søgt at aggregere hhv. energi-intensive og mindre energi-intensive erhverv inden for samme overordnede erhvervsgruppering. I EMMA er der flere erhverv end i ADAM, hvorfor ADAM erhvervene bliver disaggregeret med udgangspunkt i nationalregnskabet's input-outputtabeller.

Erhvervenes energiforbrug er i EMMA beskrevet som en funktion af produktionens størrelse, prisen for at bruge energi og et udtryk for effektivitetsforbedringer i anvendelsen af energi. Efterspørgslen efter energi stiger som følge af stigninger i produktion, eller hvis den relative pris for energi falder. Forbedringer i energieffektiviteten vil slå ud i en lavere efterspørgsel. I EMMA er den generelle ligning således:

$$\log(E^*) = -\log(e) + \log(Y) + \varepsilon \log\left(\frac{P_E}{P_X}\right) + k \quad (1)$$

Et erhvervs efterspørgsel efter energi er udtrykt ved produktionens størrelse ( $Y$ ), en effektivitetstrend ( $e$ ) og den relative pris for energi. Prisudtrykket er energiprisen ( $P_E$ ) divideret med prisen på output/produktion ( $P_X$ ), men med den detalje, at energiprisen er korrigeret for effektivitetstrenden. Effektivitetstrenden er estimeret ved en logistisk form over tid, populært sagt en s-kurve for effektivitetsforbedringer. Præelasticiteten for energivaren er givet ved ( $\varepsilon$ ). I særlige tilfælde er der også estimeret en substitutionselasticitet mellem el og øvrig energi.

For elforbruget til apparater i husholdningerne benyttes samme funktionsform. Her er det dog udviklingen i privatforbruget ekskl. udgifter til boligbenyttelse, der bruges i stedet for produktionens størrelse, og forbrugerprisindekset i stedet for outputprisen.

Som i ADAM modellen, er ligningen specificeret i fejlkorrektionsform, således at der er en træghed i gennemslag på energiforbrug fra ændringer i produktion, energitjenester eller priser. Disse ligninger er estimeret for hvert erhverv og for privatforbruget for perioden 1966-2014.

EMMA modellen tager således udgangspunkt i den økonomiske fremskrivning af erhvervenes aktivitet og husholdningernes privatforbrug, og beregner det tilhørende endelige energiforbrug fra hhv. erhvervsliv og husholdningers apparatforbrug, hvor der tages højde for udviklinger i energipriser og effektivitetsforbedringer.

Til dette korrigeres efterfølgende for yderligere effektivitetsforbedringer, som måtte komme som følge af gennemførelsen af energieffektiviseringsstiltag, fx energiselskabernes energisparsindsats. Denne indsats, der aftales frem i tiden, ligger ikke i estimationerne bag EMMA modellens ligninger og særligt effektivitetstrende, hvorfor en yderligere korrektion af de endelige energiforbrug foretages. I næste afsnit beskrives nærmere, hvordan denne yderligere korrektion sker.

#### 6.4.1 Nærmere om effektiviseringer i EMMA-modellen

Særligt fortolkningen af effektivitetstrendene er, at de – i kombination med energiprisernes historiske effekt på forbruget – beskriver den historiske udvikling i energieffektiviteten, dvs. de udtrykker ændringen i, hvor meget energi, der historisk set har været brugt for at producere en given energitjeneste eller mængde produkter.

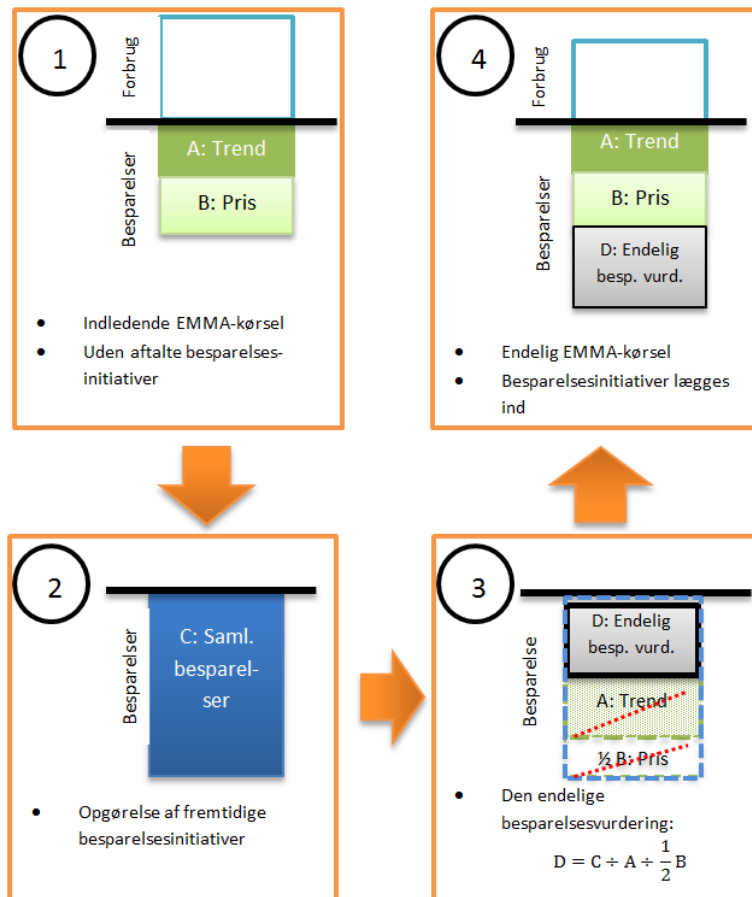
Det er vurderingen, at den aftalte energieffektivisering i dag – og fremover – har et større omfang end i den periode (1966-2014), som er grundlaget for estimationen af trendene i EMMA-modellen. Der er derfor behov for eksogent at indlægge effekten af den øgede indsats i fremskrivningen. Det kunne gøres ved at øge vækstraten i trendene i modellen, men så er det svært at vurdere det faktiske omfang af effektiviseringer.

I stedet opgøres effekten af den øgede energieffektiviseringsindsats (i det følgende betegnet som *den endelige effektiviseringsvurdering*) separat, hvorefter det lægges ind i EMMA-modellen. Det foregår i fire trin (se også figur 1 og 2, der illustrerer hhv. de fire trin og effekten på energiforbruget i modellen):

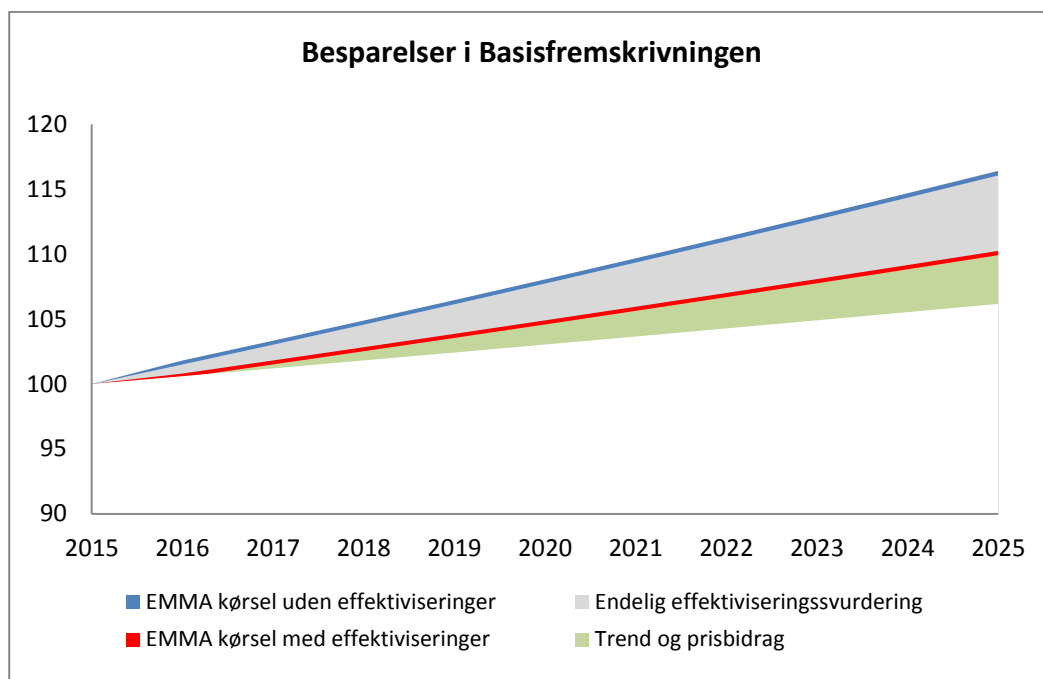
- 1) Opgørelse af energieffektiviseringer, der allerede indgår i EMMA-modellen  
Der skal korrigeres for, at der allerede indgår energieffektiviseringer i fremskrivningen via modellens trendbidrag og priseffekter, som netop er den gennemsnitlige historiske energieffektivisering. Der laves derfor en indledende modelkørsel, hvor trendene i fremskrivningen opdateres med den gennemsnitlige historiske vækstrate, og energipriserne indgår med de forventede fremtidige vækstrater. Denne kørsel anvendes til at vurdere, hvor stor en del af den fremtidige udvikling i energiforbruget, der kan relateres til vækst i energieffektivitet baseret på historisk udvikling (trendbidrag) og på forventningen til de fremtidige energipriser (priseffekt).
- 2) Opgørelse af aftalte effektiviseringsinitiativer  
Dernæst opgøres effekten af de væsentligste af de aftalte besparelsesinitiativer i fremskrivningsperioden. I denne opgørelse er der fokus på den akkumulerede effekt af initiativerne frem til 2020 og 2025. Der tages også her hensyn til, at der kan være et vist overlap mellem effekten af de forskellige initiativer, men ikke til om en effektivisering ville være blevet gennemført alligevel uden en politisk aftale. Det skal understreges, at den opgjorte effekt ikke er et udtryk for den additionelle<sup>92</sup> effekt af de forskellige initiativer.
- 3) Beregning af den endelige effektiviseringsvurdering  
Fra vurderingen af de væsentligste besparelsesinitiativer (punkt 2 ovenfor) fratrækkes overlappet med den del af energieffektiviseringerne, der allerede indgår i EMMA-modellen (punkt 1 ovenfor). Konkret fratrækkes 100 pct. af bidragene fra trende og 50 pct. af priseffekten. Resultatet af denne beregning kaldes den endelige effektiviseringsvurdering.
- 4) Den endelige effektiviseringsvurdering lægges ind i EMMA  
Ved den endelige effektiviseringsvurdering er der nu opgjort de effektiviseringer, der skal lægges ind oveni dem, som EMMA selv beregner. Effektiviseringerne lægges ind fordelt med en nøgle baseret på historiske data på sektorer og energiarter. EMMA er nu klar til den endelige kørsel til fremskrivning af energiforbruget.

---

<sup>92</sup> En energibesparelse er additionel, hvis den konkrete indsats ikke var blevet gennemført (i dag eller f.eks. inden for de næste par år) uden den aktuelle energieffektiviseringsindsats.



Figur 49: Skitsering af processen for at indregne den fremadrettet øgede energispareindsats i fremskrivningen af energiforbruget.



Figur 50: Skitsering af betydningen af den øgede energieffektiviseringsindsats (den endelige effektiviseringsvurdering der lægges ind i EMMA-modellen). Hele det skraverede areal udtrykker den samlede, første effektiviseringsvurdering.

Denne tilgang bygger på, at en del af de effektiviseringer, som opgøres i forbindelse med de forskellige aftalte effektiviseringsinitiativer (opgøres i punkt 2 ovenfor), ville komme af sig selv som følge af trende eller som følge af stigende energipriser (priseffekt). Dette overlap bliver der korrigeret for ved at opgøre de effektiviseringer, der ville komme af sig selv på baggrund af den indledende modelkørsel (punkt 1 ovenfor) og efterfølgende fratække dem fra de aftalte effektiviseringsinitiativer (punkt 3 ovenfor) for at komme frem til den endelige effektiviseringsvurdering, der skal lægges ind oveni den indledende EMMA-kørsel (punkt 4 ovenfor).

Beskrivelse af effektiviseringsinitiativerne og deres omfang sker i Tabel 54 nedenfor. Med EMMA modellen og effektiviseringsinitiativerne er det endelige energiforbrug for erhvervslivet og husholdningernes apparatforbrug fastlagt. Således udestår det endelige energiforbrug til opvarmning i husholdningerne. Dette gennemgås i det følgende afsnit.

## 6.5 Husholdningernes varmekonsum i TIMES-DK

Energistyrelsen har i samarbejde med DTU opbygget en TIMES-DK model for Danmark.<sup>93</sup> TIMES-DK er en teknisk energisystemmodel, der beskriver hele energisystemet – både forsynings- og forbrugssiden. TIMES-DK modellen dækker pt. sektorerne: energiudvinding, el og fjernvarme produktion, erhverv og husholdninger. I dette års basisfremskrivning anvendes TIMES-DK kun til fremskrivning af husholdningernes varmekonsum, idet modellens beskrivelse af erhvervslivets energiforbrug stadig er under udvikling, og forsyningsiden håndteres af RAMSES modellen.

Husholdningernes varmekonsum beregnes med udgangspunkt i en fremskrivning for det samlede opvarmede areal. Dette kobles til en vurdering af udviklingen af bygningsmassens sammensætning gennem

<sup>93</sup> [https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/wp03\\_-\\_interact\\_times-dk\\_phase\\_1.pdf](https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/wp03_-_interact_times-dk_phase_1.pdf)

renoveringer og nybyggeri, og bygningsmassens energieffektivitet afgør så nettovarmebehovet til at opvarme det samlede areal. Herefter beregnes, med en vurdering af tilgængelige opvarmningsteknologier og deres effektivitet, det endelige energiforbrug, som går til opvarmningen af bygningsmassen. Dette er i princippet en to-trins vurdering: Beregning af nettovarmebehov på baggrund af bygningsmassens effektivitet og beregning af det endelige energiforbrug på baggrund af brændseffektiviteterne i opvarmningsteknologier. Dette sker dog samtidigt i TIMES-DK modellen.

TIMES-DK modellen er en optimeringsmodel, der søger at vælge teknologier og tidspunkter for brug af forskellige teknologier ved at minimere de samlede tilbagediskonterede omkostninger ved hele energisystemet. Optimeringsperioden anvendt til basisfremskrivningen er 2016-2035, fem år længere end perioden for Basisfremskrivningen for at undgå hjørneløsninger i slutperioden. Modellen vurderer energisystemet med perfekt forudseenhed, hvilket betyder, at modellen vil vælge at indsætte ny teknologi på det bedste tidspunkt set fra et økonomisk perspektiv. Dog forventes adfærden i husholdningerne med hensyn til valg og udskiftninger af opvarmingskilder at være mindre optimerende end modellen umiddelbart forudsiger. Således er der lagt en række trægheder ind i modellen, der resulterer i en mere kontinuert udfasning af en række teknologier, frem for pludselige bortfald af ineffektive teknologier set fra modellens samlede optimerende synspunkt.

TIMES-DK modellen anvender teknologikataloger over fremtidige tilgængelige bygninger og opvarmningsteknologier som grundlag for vurderinger af udskiftninger i energisystemet, hvorfor de teknologiske forventninger, der ligger i teknologikataloger, derfor er direkte udtrykt i modellens resultater. Dog er det, lige som for EMMA modellens vedkommende, nødvendigt at vurdere yderligere energieffektiviseringsinitiativer og deres effekt og lægge disse vurderinger ind i TIMES-DK. Eksempelvis betyder renoveringsstrategien, at der gennemføres yderligere forbedringer i bygningsmassens energieffektivitet, som ikke nødvendigvis ville blive gennemført, hvis der ikke lå konkrete initiativer bag. Disse yderligere energieffektiviseringer lægges inde i TIMES-DK modellen eksogent.

TIMES-DK modellen beregner således det samlede nettovarmebehov og det endelige energiforbrug, der knytter sig til at levere nettovarmen. Nedenfor gennemgås nærmere modellens beregninger af disse.

### **6.5.1 Beregning af nettovarmeforbrug**

Der tages udgangspunkt i DREAM-gruppens fremskrivning af boligefterspørgslen frem mod 2030 fordelt på bygningstype og geografi (SMILE fremskrivningen).<sup>94</sup> Dette danner grundlaget for det samlede opvarmede areal, som modellen har behov for at varme op. TIMES-DK modellen er kalibreret til bygningsmassen, som den så ud i 2010 fordelt på 36 forskellige bygningskategorier, der med baggrund i BBR registret har en tilknyttet energistandard, således at det samlede nettovarmebehov fra bygningsmassen stemmer overens med nettovarmebehovet, som angivet i energistatistikken. Modellen sørger således for, at bygningsmassen fremskrives over de 36 bygningskategorier under antagelse af nedrivning, og at nybyggeri til en vis grad lever op til bygningsreglementets energikrav.

De 36 bygningskategorier har følgende karakteristika. Tre opdelinger efter opførelstidspunkter, to i forhold til bygningstyper, tre områdeopdelinger i forhold til fjernvarmeforsyning og derudover en opdeling efter

---

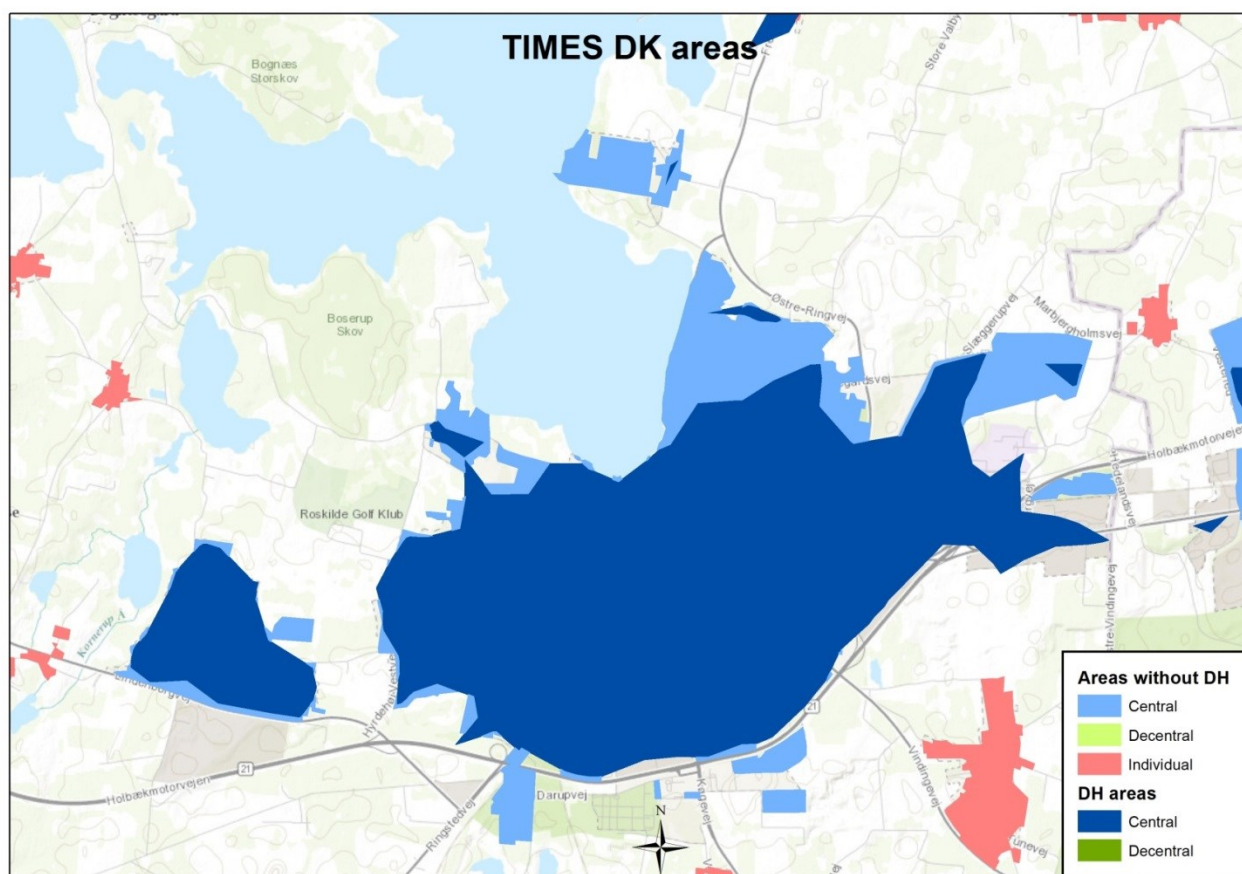
<sup>94</sup> Ekstra beregninger fra DREAM på baggrund af SMILE fremskrivningen  
<http://www.unece.org/fileadmin/DAM/stats/documents/ece/ces/ge.11/2016/WP06.pdf>

hvorvidt bygningerne ligger øst eller vest for Storebælt. Opdelingen sker dels for at kunne bestemme bygningskarakteristikker, der har betydning for nettovarmeforbruget (alder og bygningstype), dels for at bestemme forsyningsmuligheder (fjernvarmeområde og øst/vest).

Opdelingen efter opførelstidspunkt er i før-1972, 1972-2010 og 'nye'. Dog er 'nye' underopdelt i 2011-2015, 2016-2020 og 2021-2030, når bygningsstandarden og dermed nettoenergiforbrug beregnes.

Bygningstype er klassificeret som enfamilieshuse eller etageejendomme i overensstemmelse med opdelingen i Energistatistikken.

Bygningerne kategoriseres også efter, i hvilken type område de ligger. Danmark opdeles således i tre typer af områder; centrale, decentrale og individuelt opvarmede områder. Centrale områder forsynes fra centrale fjernvarmenet (defineret i EnergiProducentTællingen) eller deler grænseflader med områder, der forsynes fra centrale fjernvarmenet. Decentrale områder forsynes fra andre net end det centrale eller deler grænseflader med områder, der forsynes fra andre net end det centrale. Individuelle områder deler ikke grænseflader med fjernvarmeområder, og forsynes udelukkende via individuelle opvarmningsanlæg (inklusiv blokvarme). I Figur 51 ses et eksempel på opdelingen omkring Roskilde.



Figur 51: Eksempel på opdeling på de tre områder. Centrale fjernvarmeområder er mørkeblå, områder der støder op til centrale områder er lyseblå. Decentrale fjernvarmeområder er mørkegrøn, områder, som støder op til disse er lysegrøn. Og individuelle områder er de grå. [DTU, Stefan Petrovic 2013]



For bygninger bygget før 2010 benyttes BBR data til viden om bygningsalder, beboelsesareal, bygningstype og varmforsyningsteknologi. Herefter anvendes SBI<sup>95</sup> antagelser om bygningsteknisk karakteristik til at beregne nettovarmebehovet. Bygningsteknisk karakteristik indbefatter data for specifikke varmetab gennem væg, loft, fundament, vinduer, samme bygningselementers areal i forhold til grundareal, ventilationsgrad mm.

Det beregnede nettovarmebehov justeres herefter i forhold til Energistatistikens<sup>96</sup> oplysninger om nettovarmeforbrug, aggregeret så det kun er fordelt efter opvarmningsteknologi og bygningstype (etageejendom/enfamilieshus).

I BBR findes data om det leverede energiforbrug, men disse oplysninger anvendes ikke til at bestemme bygningernes endelige energiforbrug, idet, det vurderes, at denne del af BBRs data endnu ikke er konsolideret.

BBRs oplysning om energi leveret til bygningen anvendes derfor kun til at tjekke om den angivne varmeteknologi er sandsynlig. Fx hvis olie er angivet som opvarmingskilde, men der er ikke registreret, at olie er leveret til bygningen i flere år, antages det, at bygningen ikke længere anvender olie, som opvarmingskilde. I de tilfælde vælges så en sandsynlig opvarmningsteknologi, ud fra hvilket område bygningen er placeret i, hvis bygningen ligger i et centralt eller decentralt område antages det, at den nu forsynes med fjernvarme.

Nettovarmeforbruget for nye bygninger (her bygninger opført senere end 2010) bestemmes af energirammen fastsat i bygningsreglementet og mængden af nybyggeri modelleres af TIMES-DK til opfyldelse af fremskrivningen af samlet opvarmet areal og en antaget nedrivningsrate for eksisterende bygninger. Energieffektiviteten for de bygninger, som TIMES-DK modellerer overholder energirammen for hhv. BR10, BR15 og BR20, der ses i Tabel 46. Der regnes med standardbygning for etageejendomme og enfamilieshuse på hhv. 800m<sup>2</sup> og 150m<sup>2</sup>. Da TIMES-DK er kalibreret til 2010 justeres dette dog også i forhold til seneste tilgængelige data fra BBR om bygninger bygget efter 2010.

Energirammen omfatter energi leveret til ejendommen. For overholdelse af energirammen kræves det herudover, at bygningens endelige energiforbrug ganges med en primær energi faktor (PEF), PEF er et mål for hvor meget (primær)energi, der forventes forbrugt til at producere den energi, der tilføres bygningen. PEF er lig 1 for alt andet end el og fjernvarme, PEF for el og fjernvarme er forskellige i BR2010, BR2020 og BR2015. Værdier for PEF kan ses i Tabel 47.

Bygningens nettoenergiforbrug kan beregnes som bygningens endelige energiforbrug, divideret med effektivitet for opvarmningsteknologien, anvendte effektiviteter( $\eta$ ) ses i Tabel 48.

Maksimalt nettoenergiforbrug ( $E_{\text{netto},x,n}$ ) beregnes ud fra energirammen som vist herunder

$$E_{\text{tilfmax},x,n} \geq \text{PEF}_{x,n} * E_{\text{Endl},x,n}, \quad E_{\text{Endl},x,n} = E_{\text{netto},x,n} / \eta_{x,n}$$
$$E_{\text{tilfmax},x,n} \geq \text{PEF}_{x,n} * E_{\text{netto},x,n} / \eta_{x,n}$$

<sup>95</sup> Wittchen, K. B., SBI 2010:56 Danske bygningers energibehov i 2050. <<http://www.sbi.dk/miljo-og-energi/energibesparelser/danske-bygningers-energibehov-i-2050/danske-bygningers-energibehov-i-2050>>

<sup>96</sup> <https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Statistik/energistatistik2015.pdf>

$$E_{\text{netto},x,n} \leq E_{\text{tilfmax},x,n} * \eta_{x,n} / \text{PEF}_{x,n}$$

$E_{\text{Endl}, x,n}$  : Bygningens endelige energiforbrug

x : fuel and technology

n : BR -Year

Værdien af  $\eta_{x,n} / \text{PEF}_{x,n}$  for den for forskellige år og opvarmningsteknologier ses i Tabel 49.

Energirammen ( $E_{\text{tilfmax}}$ )	BR10	BR15	BR20
	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>
Energirammen	52,5 + A/1650	30+A/1000	20
Enfamilieshus 150 m <sup>2</sup>	64	37	20
Etageejendom 800 m <sup>2</sup>	54	31	20

Tabel 46: Energiramme fastsat i Bygningsreglementerne, A er bygningens areal.

PEF	Til og med BR10	BR15	BR20
Fjernvarme	1	0,8	0,6
El	2,5	2,5	2,5
Andre	1	1	1

Tabel 47: Primær energifaktor PEF

Effektivitet ( $\eta$ )	2010	2015	2020	2030
	Pct.	Pct.	Pct.	Pct.
Fjernvarme	95	95	95	95
Elvarme (direkte)	97	97	97	97
El varmepumpe	280	330	370	400
Gasfyr	99	99	100	100
Træpillefyr	72	72	79	83
Brændeovn	65	65	70	75

Tabel 48: Effektiviteter af opvarmningsteknologier

$\eta / \text{PEF}$	2010-15	2016-2020	Efter 2021
Fjernvarme	1,1	0,8	0,6
Elvarme (direkte)	2,6	2,6	1,9
El varmepumpe	0,9	0,8	0,5
Gasfyr	1,0	1,0	1,0
Træpillefyr	1,4	1,4	1,3
Brændeovn	1,5	1,5	1,4
Antaget vægtet gennemsnit	1	0,85	0,7

Tabel 49: Værdien  $\eta/\text{PEF}$

Det vægtede gennemsnit er fundet ved en antagelse om fordeling af opvarmningsteknologier for nye bygninger. Der skelnes ikke mellem enfamilieshuse og etageejendomme. Det er antaget, at efter 2016 opvarmes mindst 80 pct. af den nye bygningsmasse med enten fjernvarme eller elvarmepumper.

Ud fra disse antagelser kan det beregnes, hvilket nettovarmeforbrug der i gennemsnit kræves for netop at overholde energirammen. Beregnede nettovarmeforbrug ses i Tabel 50.

Nettovarmeforbrug	2010-15	2016-2020	Efter 2021
	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>
Enfamilieshus 150 m <sup>2</sup>	64	43	29
Etageejendom 800 m <sup>2</sup>	55	37	29

**Tabel 50: Gennemsnit af nettovarmeforbrug beregnet ud fra energirammen og antaget fordeling af opvarmningsteknologi.**

I en undersøgelse udført af Energistyrelsen<sup>97</sup>, er registreret energi leveret i 2014 til opvarmning af enfamilieshuse opført mellem 2000 og 2013, opdelt på bygninger opført efter energirammerne i hhv. BR10, BR2015 og BR2020 (A, A2015 og A2020). Resultaterne viser, at det registrerede energiforbrug er højere end hvad, der var forventet ud fra energirammerne. Udover ovennævnte undersøgelse anvendes registreringer i BBR af energi leveret til enfamilieshuse i 2015 til at bestemme et gennemsnitligt endeligt forbrug for bygninger opført i 2011 og senere. Det antages her, at de er opført efter BR10 kravene. Et gennemsnitligt forbrug på 67kWh/m<sup>2</sup> er beregnet, hvilket er højere end forventet ud fra energirammen for BR10. Forbrug og afvigelser fra energirammen i de to målinger ses i Tabel 51.

	BR2010-huse	A2015-huse	A2020-huse
<b>Målte forbrug</b>	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>
Forbrug 2014	63	57	60
BBR 2015 forbrug	67		
<b>Målt merforbrug i forhold til energirammen</b>	Pct.	Pct.	Pct.
Forbrug 2014 / energiramme for fjernvarme	4%	31%	89%
Forbrug 2014 / energiramme for gas	0%	57%	200%
BBR 2015 forbrug / energiramme for fjernvarme	11%		
BBR 2015 forbrug / energiramme for gas	7%		

**Tabel 51: Målt forbrug og målt ekstra forbrug i forhold til forbrug beregnet ud fra energirammen i BR**

Det ses, at der er registreret et relativt stort merforbrug for de bygninger, der er bygget efter A2015 og A2020 standarderne. Årsagerne til merforbruget, specielt for de huse, der er bygget efter de nyeste normer, forventes at være, dels en reboundeffekt, altså når den samlede varmeregning ikke er særlig høj, vælger folk at have en højere indetemperatur end de 20 °C, som er antaget ved beregning af opfyldelse af Bygningsreglementets energiramme. Dels at bygningsentreprenører i praksis ikke kunne bygge lavenergibygninger i 2011, og at beboerne ikke har viden nok til at styre lavenergiboligens varme- og ventilationssystem optimalt endnu.

Reboundeffekten forventes at være konstant over årene, mens viden om lavenergibyggeteknik og varmestyring forventes at vokse over årene, merforbruget pga. de to sidstnævnte årsager antages derfor at falde for de bygninger, der opføres senere. Det egentlige nettoenergiforbrug bestemmes ved, at ekstra

<sup>97</sup> Foreløbige undersøgelser udført Energistyrelsen medio 2016, Undersøgelsen bygger på data fra BBR, Energimærkningsdatabasen og egne beregninger.

forbrug tillægges de ud fra energirammen beregnede nettoenergiforbrug. Hvor meget ekstraforbrug, der tillægges, er vist i Tabel 52.

	2010-2015	2016-2020	2021-2030	Efter 2030
Tillæg	5 pct.	30 pct.	60 pct.	40 pct.

Tabel 52: Energiforbrug tillagt nettoenergiforbruget beregnet ud fra bygningsreglementets energiramme

Herved fås de specifikke nettoenergiforbrug for nye bygninger.

I Tabel 53 ses de specifikke nettoopvarmningsforbrug uden besparelser for både eksisterende og nye bygninger.

Region	område	Bygningstype	Årligt nettoenergiforbrug					
			<1972	1972-2010	2010-2015	2016-2020	2021-2030	>2030
			kWh/m <sup>2</sup> /år	kWh/m <sup>2</sup> /år	kWh/m <sup>2</sup> /år	kWh/m <sup>2</sup> /år	kWh/m <sup>2</sup> /år	kWh/m <sup>2</sup> /år
DK-Øst	Central	Enfamilieshus	144	107	68	57	46	40
DK-Øst	Central	Etageejendom	147	104	56	47	46	40
DK-Øst	Decentral	Enfamilieshus	151	108	68	57	46	40
DK-Øst	Decentral	Etageejendom	138	101	57	48	46	40
DK-Øst	Individuel	Enfamilieshus	147	100	67	57	46	40
DK-Øst	Individuel	Etageejendom	143	90	61	51	46	40
DK-Vest	Central	Enfamilieshus	146	106	68	57	46	40
DK-Vest	Central	Etageejendom	144	104	57	48	46	40
DK-Vest	Decentral	Enfamilieshus	151	108	68	57	46	40
DK-Vest	Decentral	Etageejendom	144	97	59	49	46	40
DK-Vest	Individuel	Enfamilieshus	142	100	67	56	46	40
DK-Vest	Individuel	Etageejendom	143	91	62	52	46	40

Tabel 53: Specifikke nettoenergiforbrug uden besparelser, for eksisterende bygninger justeres nettoenergiforbruget efterfølgende i forhold til energistatistikken.

TIMES-DK modellen modellerer den samlede bygningsmasse og den tilhørende bygningsstandard og beregner herfra det nettovarmebehov, der i første omgang er nødvendigt for at varme det beboede areal op. Dette skal dog yderligere justeres, idet der skal medregnes effekten, der vedrører stramning af krav til bygningskomponenter til eksisterende boliger. Når en bygningsdel, f.eks. vindue eller tag i eksisterende boliger, udskiftes, skal det overholde komponentkravene i bygningsreglementet. I forbindelse med Strategi for energirenovering af bygninger, maj 2014 blev den samlede effekt fra initiativer og stramninger af reglerne for eksisterende bygninger opgjort til 38,5 PJ i 2035, svarende til 1,6 PJ/år. Heraf vurderes 85 pct. af effektiviseringerne at ske i husholdninger, og 70 pct. af effekten vedrører varmemeforbruget i husholdninger. Strategien indeholder bl.a. de ændringer i bygningsreglement, der trådte i kraft i 2016.

	Årlig besparelse 2016-2030 PJ	2020 PJ	2025 PJ	2030 PJ
Husholdninger – opvarmning				
Bygningsreglement - eks. bygninger	1,6	5,6	11,2	16,8

Tabel 54: Besparelser i nettovarmeforbruget før rebound

Ved besparelser i boliger er der en såkaldt rebound-effekt, hvor boligejerne vælger at udnytte gevinsten ved en bedre bygning til at øge komforten. Energistyrelsens undersøgelse om rebound for opvarmning af boliger<sup>98</sup> viser, at den samlede reelle effekt ved at isolere boligen reduceres mellem 30 pct. og 60 pct., som følge af disse adfærdsændringer.

Effekten af stramninger i bygningsreglementet er derfor reduceret med 30 pct. i de videre beregninger i TIMES-DK. De ovenfor opgjorte besparelser i nettovarmeforbruget i eksisterende boliger fordeles efterfølgende af TIMES-DK på bygningskategorier og opvarmningsteknologier. Besparelserne gøres tilgængelige fra 2020 og omkostningen sættes lig nul. Dermed vil TIMES-DK vælge at implementere alle disse besparelser i 2020.

Det samlede nettovarmebehov er således beregnet i TIMES-DK på bygningsmasse og den tilhørende energistandard justeret for yderlige besparelser og rebound. Det samlede nettovarmebehov fordelt på bygningskategorier danner grundlag for, at TIMES-DK kan beregne hvilke opvarmningsteknologier, der billigst kan levere nettovarmen, og dermed beregne det endelige energiforbrug.

### 6.5.2 Beregning af endeligt energiforbrug til opvarmning i boligerne

Boligernes endelige energiforbrug beregnes i TIMES-DK for de forskellige bygningskategorier og opvarmningsteknologier og ud fra, at nettoenergiforbrug kan dækkes med eksisterende og nye opvarmningsteknologier. Modellen vælger eksisterende eller nye opvarmningsteknologier til at dække bygningernes nettoenergiefterspørgsel.

Modellen benytter data om den installerede effekt fordelt på teknologier og data om de installerede og nye opvarmningsteknologiers f.eks. effektivitet, mulig årlig brugstid og levetid/restlevetid, anskaffelsespris, drift- og vedligeholdelsesomkostninger. Ved brug af opvarmningsteknologiens effektivitet beregnes det endelige forbrug.

For fjernvarmeteknologier benyttes områdeopdelingen bl.a. til at bestemme, om det er muligt, og hvor dyrt det må forventes at være at tilslutte bygningen til fjernvarme. I centrale og decentrale områder er tilslutning til fjernvarme mulig og i centrale områder er det billigere end i de decentrale. I de individuelle områder er det ikke muligt at forsyne bygningen med fjernvarme.

Opvarmningskapacitet installeret i de eksisterende boliger beregnes ud fra en antagelse om, at der i boligerne vil være installeret en opvarmningskapacitet svarende til, at hele nettovarmeforbruget er leveret ved fuldlast i 20 pct. af årets timer, der antages dog 7 pct. af årets timer for solvarme. Kapaciteten opdeles dels efter bygningstype dels efter opvarmningsteknologi.

<sup>98</sup> Reboundeffekten for opvarmning af boliger, Energistyrelsen, juni 2016.

Restlevetiden for de eksisterende kapaciteter bestemmes ved at antage, at teknologierne er blevet installeret jævnt over årene, og at de har samme levetid som antaget for de samme teknologier i teknologikataloget for 2015. Og det antages, at teknologierne bliver og er blevet udskiftet efter denne levetid. Altså vil hele den eksisterende opvarmingskapacitet være udskiftet efter levetiden, og udskiftningen sker senest lineært mellem startåret, som i det her tilfælde er 2010 og startåret plus levetiden, altså lige stor kapacitet kan udskiftes hvert år i disse år. Hvis det er økonomisk fordelagtigt, kan kapaciteterne udskiftes tidligere.

Effektiviteten for de eksisterende opvarmningsteknologier tager udgangspunkt i Energistatistikens effektivitetsantagelser. Eksisterende opvarmningsteknologier er naturgasfyr, oliefyr, træpillefyr (biomassefyr), halmfyr, brændeovn, solvarme, direkte el, elvarmepumpe og varmeveksler til fjernvarmeinstallation.

Tekniske og finansielle data for opvarmningsteknologierne, som TIMES-DK modellen installerer, findes i Energistyrelsens og Energinet.dk's teknologikatalog for individuelle opvarmningsteknologier<sup>99</sup>. I teknologikatalogets datablade findes bl.a. data for varmeproduktionseffektivitet, levetid, investering, udgift til drift og vedligeholdelsesudgifter(ekskl. udgift til brændsel).

Der er muligt at vælge samme typer af opvarmningsteknologier, som er beskrevet for de eksisterende opvarmningsteknologier, bortset fra halmfyr. Derudover er der data for både el- og gasvarmepumper, for hver af disse typer er der beskrevet et antal undertyper, fx er der for elvarmepumper til enfamiliehuse data for luft-til luft, luft til vand og kølevæske(jord) til vand.

På baggrund af alt dette sammensætter TIMES-DK modellen de nødvendige opvarmningsteknologier, der forventes i drift i perioden, for at opvarme bygningsmassen. Og med de tilhørende brændselseffektiviteter beregnes herfra det endelige energiforbrug i husholdningernes opvarmning.

## 6.6 Metodediskussion, herunder fremtidige forbedringer

Forbrugsmodelleringen i basisfremskrivningen er hele tiden under udvikling for at kunne give så troværdige resultater som muligt. EMMA modellen har været en fast bestanddel af Energistyrelsens værktøjskasse i mange år, men efterhånden som den nyudviklede TIMES-DK model bliver mere robust, forventes det, at den vil begynde at overtage mere og mere af fremskrivningen af energiforbrug. Særligt gør TIMES-DK modellens detaljerighed på teknologisisiden, sammenhængen på tværs af energisystemet og det at modellen beskriver teknologiskift i energiforbrugene, at modellen er velegnet til formålet. Dette forstærkes således også af, at der forventes en del teknologiskift i fremskrivningsperioden. Det er således valgt, at modellen indføres gradvist i modelsetuppet i basisfremskrivningen, startende med opvarmningen i husholdningerne.

Der er dog nogle udfordringer i anvendelsen af en fuldt optimerende model til fremskrivningsformål, idet modellen ofte kan foretage urealistiske spring mod hjørneløsninger. Dette er dog afhjulpet ved at forhindre særligt voldsomme spring i modellen, se nedenfor for gennemgang af forudsætninger for husholdningernes opvarmning. Endelig arbejdes der på, bedre at modellere adfærdsmæssige effekter i form af fx rebound i forbrug og særlige præferencer, som en energiteknisk model normalt ikke tager med.

---

<sup>99</sup> Der anvendes værdier fra det opdaterede teknologikatalog, som er under forberedelse til endelig offentliggørelse

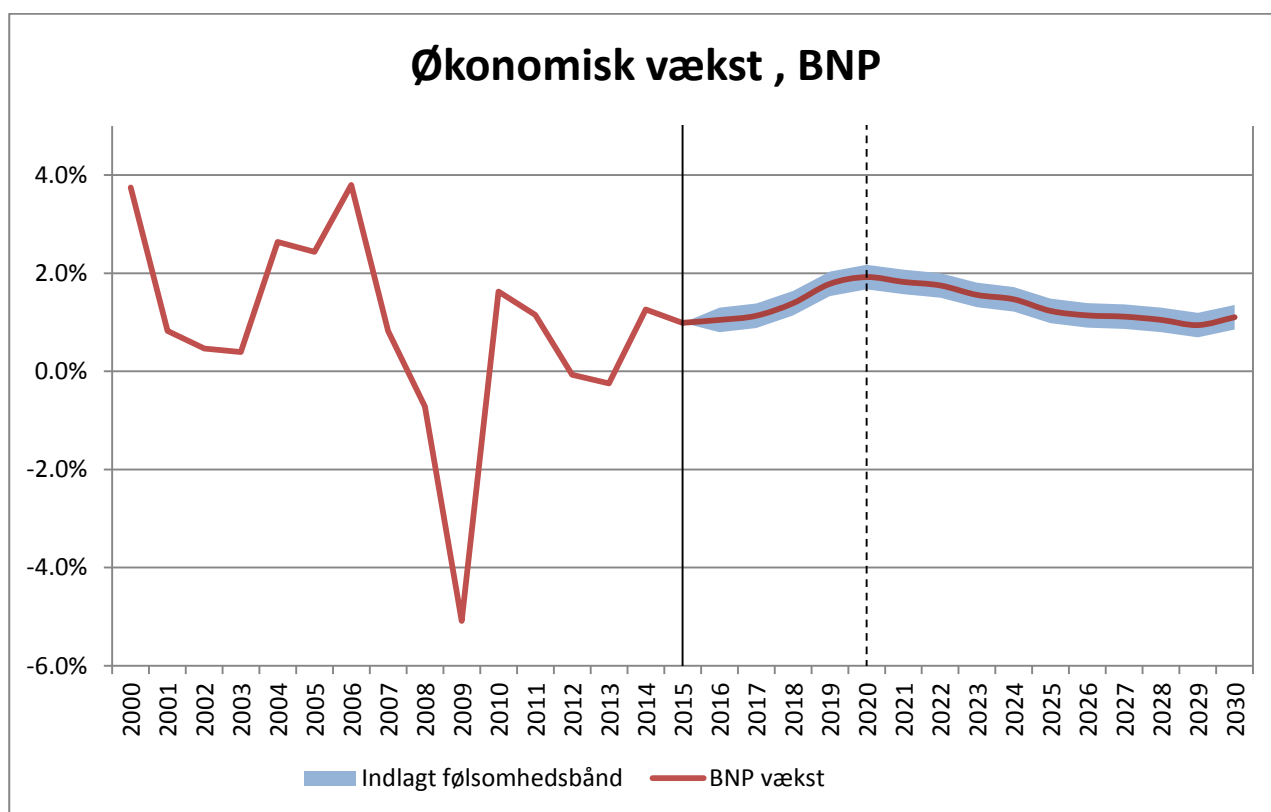
## 6.7 Input

Til brug i fremskrivningen, og som beskrevet ovenfor, er der en række eksogene variabler, der indlægges. Disse gennemgås nedenfor.

### 6.7.1 Input om økonomiske nøgletal

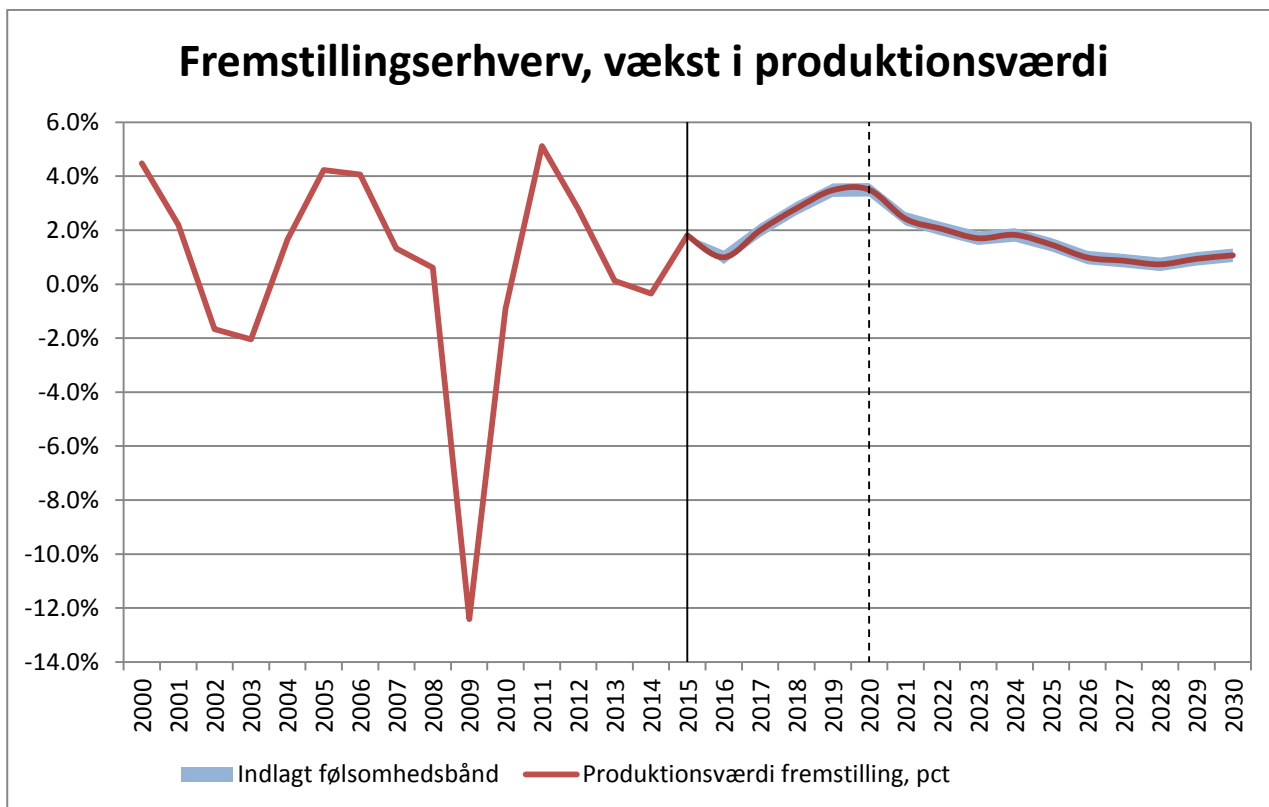
Den økonomiske vækst har stor betydning for energiforbrugets udvikling. Forudsætningerne om økonomisk vækst, der er anvendt i basisfremskrivning, er baseret på den strukturelle økonomiske fremskrivning fra Finansministeriets i forbindelse med fremlæggelsen af Finanslovsforslag 2017<sup>100</sup>. Den økonomiske vækst kan ses nedenfor på Figur 52. Det skal bemærkes, at den økonomiske fremskrivning er foretaget før den store revision af BNP, som blev offentliggjort i november 2016, der væsentligt opjusterede den økonomiske vækst i en række historiske år.

Frem mod 2020 forventes det, at den gennemsnitlige årlige vækst bliver ca. 1,6 pct., mens væksten ligger på en gennemsnitlig årlig vækst på 1,3 pct. efter 2020, jf. Figur 52. I basisfremskrivningen beregnes erhvervenes energiforbrug på baggrund af erhvervenes underliggende produktion udtrykt ved produktionsværdierne.



Figur 52. Økonomisk vækst fra FM's strukturelle fremskrivning ved FFL17. Finansministeriet 2016.

Anm. Efter 2015 er vist et 3 års glidende gennemsnit



**Figur 53. Vækst i erhvervenes produktionsværdi fra FM's strukturelle fremskrivning ved FFL17. Finansministeriet 2016**  
**Anm. Efter 2015 er vist et 3 års glidende gennemsnit**

I EMMA modellen modelleres efterspørgslen for hvert erhverv efter komponenterne 'el' og 'øvrige energi'. Øvrige energi består af et aggregat af fjernvarme, naturgas, olie, VE og kul. I fremskrivningen er fordelingen mellem de enkelte elementer holdt konstant med seneste historiske års andel.

Priser for brændsler, el og fjernvarme anvendes i TIMES-DK modellen. Priser på brændsler fremgår af kapitel 3.3.3, og el- og fjernvarmepriser af kapitel 4.8.7.

I henhold til aftalen om PSO fra 2016 flyttes PSO gradvist over på finansloven og forsvinder dermed fra elregningen. PSO tariffen frem til udfasning beregnes ud fra kørslerne i RAMSES modellen og ligger indeholdt i slutbruger-elprisen, der anvendes i EMMA og TIMES-DK modellerne.

### 6.7.2 Afgifter

Det er aftalt i Forårspakke 2.0 fra 2009, at energiafgifterne bliver indekseret fra 2016-2020 med den faktiske udvikling i nettoprisindekset. I praksis vil indekseringen ske med to års forsinkelse, fx så vil 2016-indekseringen være baseret på nettoprisudviklingen i 2014. I fremskrivningen er afgiftssatsen for energiforbrug til rumopvarmning indekseret med 1,8 pct. om året. Afgiftssatsen for procesenergi er holdt konstant på 4,5 kr./GJ i hele fremskrivningsperioden.

Der er CO<sub>2</sub>-afgift på de brændsler, der ligger uden for det kvoteomfattede forbrug (ikke kvote / non-ets). I fremskrivningen er CO<sub>2</sub>-afgiften forudsat at skulle stige med 1,8 pct. om året i hele fremskrivningsperioden.



Den eksisterende NOX afgift reduceres til 5 kr./ton med Finanslov 2016, hvilket er lagt ind i fremskrivningen.

### 6.7.3 Forventet udvikling i etablering af datacentre

I løbet af de næste 8-10 år er der konkret udsigt til etablering af 2 datacentre i Danmark, og der kan komme flere datacentre på længere sigt. Datacentre har elforbrug til servere og køling der er så store at de har væsentlig betydning for Danmarks samlede elforbrug. I basisfremskrivningen, der dækker perioden 2017-2030, vil elforbruget til datacentre være det samme som Energinet.dk's Analyseforudsætninger 2016, nemlig 0,7 TWh/år ekstra forbrug for hvert år frem til og med 2023, svarende til at det samlede elforbrug øges med 2 pct. pr. år. Efter 2023 antages stigningen at aftage. Det er usikkert om overskudsvarme fra datacentre vil blive udnyttet, og i hvilke fjernvarmenet det da vil indgå. I fremskrivningen indgår udelukkende varmeudnyttelse for de 2 datacentre, der er kendskab til, svarende til at omkring 40 pct. af overskudsvarmen fra det samlede estimerede nye datacentre i fremskrivningen udnyttes.

### 6.7.4 forudsætninger for husholdningernes varmekonsum

I forhold til TIMES-DK modellen er der lagt følgende forudsætninger ind. Enkelte af disse forudsætninger er lagt for til en vis grad at modvirke urealistiske hjørneløsninger, som en model som TIMES-DK kan udvise på det korte sigt. Forudsætningerne drejer sig om følgende:

- Udviklingen i tilgængelige opvarmningsteknologier er baseret på foreløbig udgave af teknologikataloget
- Særlige forventninger, hvor en optimeringsmodel er udfordret ifht hjørneløsninger. Det drejer sig typisk om indlagte trægheder i skift væk fra og til teknologier.
  - Det forudsættes, at der er en betydelig lock-in effekt, der stammer fra at være tilsluttet fjernvarmenet, og som ikke er fuldt tilfredsstillende modelleret. Fjernvarmekonsumet er begrænset til et minimalt årligt fald.
  - Manglende omkostninger i form af fx informationsbarrierer og geneomkostninger. Disse forventes at lægge en dæmper på skift i teknologier, hvorfor kun en andel af en given installeret kapacitet kan skiftes pr. år.
  - Det forventes, at brændeovne tilfredsstillere mere end bare et umiddelbart behov for varme, eksempelvis anden nytte ved at have ild i brændeovnen. Dette er ikke modeleret i TIMES-DK modellen, hvorfor brændeforbruget er fuldt eksogeniseret i fremskrivningen. Det antages, at brændeforbruget fastholdes med samme andel af nettovarmebehov, som i 2015.
  - Det forventes ikke, at der i større omfang sker yderligere tilslutninger og udbygning af naturgasforsyningen. Det antages derfor, at forbruget af naturgas ikke må vokse mere end nettovarmebehovet.
  - Der forventes en lang række trægheder i udbygningen med varmepumper. Herunder geneomkostninger ved etablering og informationsbarrierer for brug og effektivitet af varmepumper. Det antages derfor, at udbygningen maksimalt er 5 pct. årlig stigning i elforbrug til varme.
  - Teknologibeskrivelserne for træpille- og halmfyr er mangelfulde. Forbruget af disse brændsler er eksogeniseret stabilt i perioden.

- Olieforbrug og elvarme er begge begrænset til et max 10 pct. årligt fald, fordi der forventes en vis træghed i skift væk fra disse opvarmningsteknologier. Det forventes en rolig udfasning af oliefyr og direkte elvarme som følge af trægheder i skift af opvarmningsteknologi.
- Derudover er der lagt en særlig konservativ forventning til teknologiforudsætningerne for følgende
  - Det forventes ikke, at der sker en udbygning med gasvarmepumper i husholdningernes opvarmning. Der er tale om en meget ny teknologi, der endnu ikke har fodfæste på markedet.

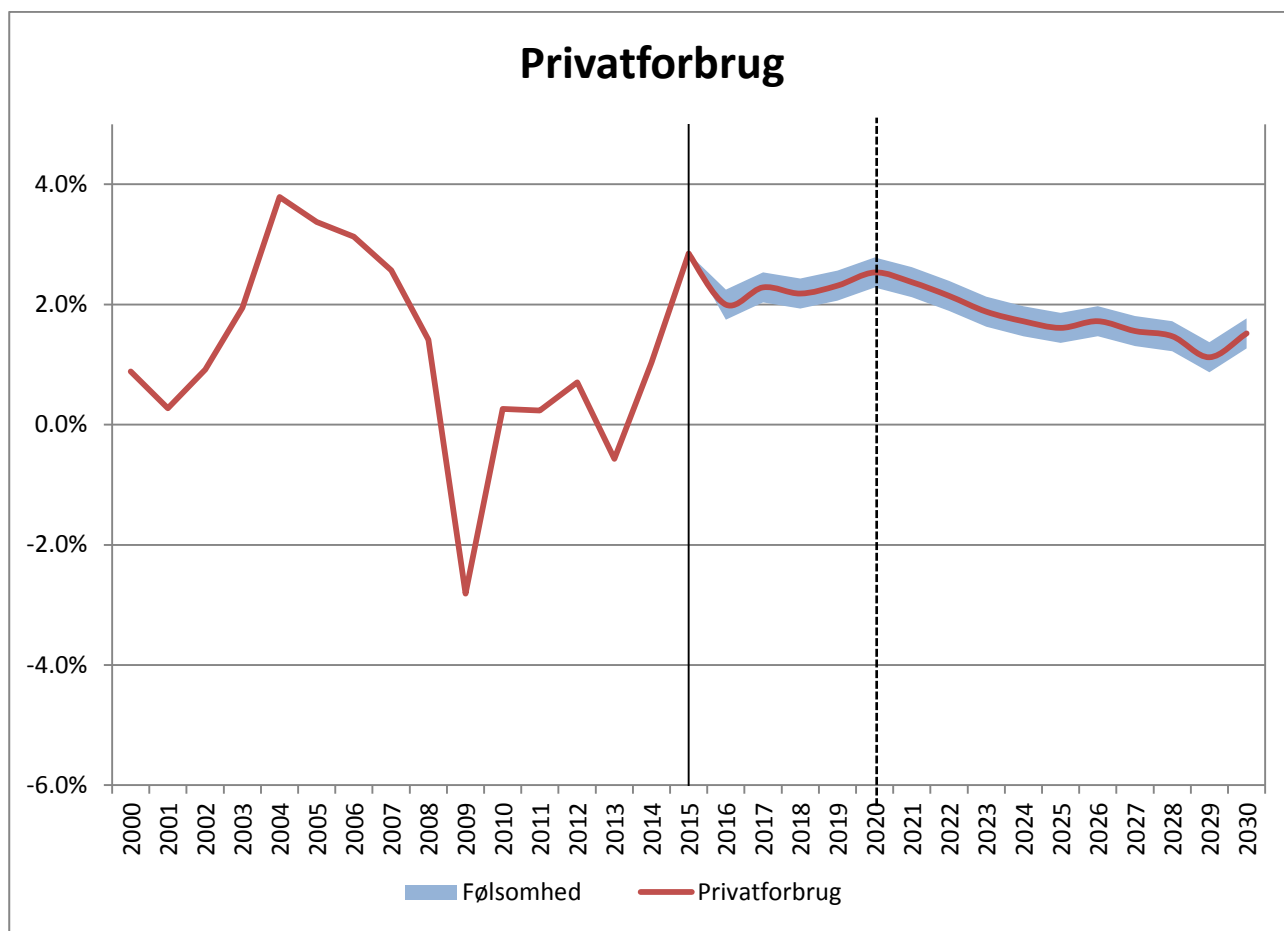
Disse forudsætninger er lagt ind i TIMES-DK modellen til beregningen af det endelige energiforbrug til husholdningernes opvarmning.

### **6.7.5 Forudsætninger for husholdningernes elforbrug**

Med hensyn til husholdningernes elforbrug til apparater beregnes dette i EMMA modellen. En dansk husholdning vil typisk have en lang række elforbrugende apparater, fx et køleskab, TV, computere mv. Forbruget pr. husstand er meget forskelligt i typer af husstande. Fx er forbruget i parcelhuse betydeligt større end forbruget i lejligheder. Dette hænger bl.a. sammen med forskellige husstandsstørrelser, indkomst og alderssammensætning. Jo større en husstand er, desto flere apparater må der forventes, og for en del apparater vil anvendelsen afhænge af antal personer og indkomst i husstanden.

Effektiviteten af apparater bestemmes i høj grad af omfanget af markedsudbuddet, der i stigende omfang er reguleret gennem EU-krav (ecodesign). Herudover har energimærkningen en effekt på produktvalget, jf. afsnit om energieffektiviteter. Derimod vurderes variationer i elprisen i den størrelsesorden, der ses i fremskrivningsperioden, ikke at have en markant effekt på produktvalget.

Til grund for beregningen af husholdningernes elforbrug til apparater benyttes privatforbruget eksklusiv udgifter til boligbenyttelse. Udviklingen i privatforbrug er gengivet i Figur 54.



Figur 54. Vækst i privatforbrug fra FM's strukturelle fremskrivning ved FFL17. Finansministeriet 2016

### 6.7.6 Opgørelse af effekter af effektiviseringsinitiativer i EMMA-fremskrivningen

I dette afsnit opgøres effekten af de effektiviseringsinitiativer, der påvirker det samlede energiforbrug i erhvervene (inkl. offentlig sektor) samt elforbruget i husholdninger. Alle de effektiviseringer, som kommer af sig selv som følge af teknologisk udvikling, og 50 pct. af dem, som kommer som følge af stigende energipriser, trækkes imidlertid fra efterfølgende (jf. tidligere omtalte trin 3 og 4), og der skal derfor ikke korrigeres for disse, når den akkumulerede effekt af effektiviseringsinitiativerne opgøres.

De effektiviseringsinitiativer der vedrører energiforbruget i erhvervene er følgende:

- Energiselskabernes effektiviseringsindsats – kun erhverv
- Skærpede energikrav til nye bygninger – erhverv og husholdninger
- Strategi for renovering af eksisterende bygninger – erhverv og husholdninger
- Ecodesign og energimærkning af apparater mv. – erhverv og husholdninger

I det følgende gennemgås vurderingen af de enkelte aftalte initiativer.

### 6.7.6.1 *Energiselskabernes energieffektiviseringsindsats*

Der er indgået aftale om, at net- og distributionsselskaberne i perioden 2016-2020 årligt skal sikre realisering af 10, 1 PJ konkrete dokumenterbare energieffektiviseringer.<sup>101</sup> En væsentlig andel af denne indsats realiseres i erhvervenes energiforbrug, således blev 57 pct. realiseret her i 2015. Det forventes, at andelen af realiserede besparelser i ordningen vil være i samme størrelsesorden frem til 2020, så effekten opgøres på grundlag af, at 60 pct. af effekten i perioden vil komme fra erhvervene. 20 pct. af besparelserne i erhverv er elbesparelser.

De gennemførte evalueringer af energiselskabernes effektiviseringsindsats viste, at de energieffektiviseringer, som energiselskaberne realiserer og dokumenterer, i meget stort omfang er reelle, dvs. at de lever op til kravet om, at de skal være konkrete og dokumenterbare.<sup>102</sup> Det kan dog ikke afvises, at nogle af de effektiviseringer, der medregnes, ikke er reelle.

Evalueringen fra 2015 vurderede, at ca. 50 pct. af de opgjorte energieffektiviseringer i erhvervene var additionelle, og nettoeffekten, hvor spillover-effekter mv. også medtages, blev opgjort til ca. 75 pct. Udover, at en mindre del af effektiviseringerne måske ikke er reelle, skal der således – i første omgang – alene korrigeres for, at nogle af de opgjorte effektiviseringer har en levetid, der er kortere end fremskrivningsperioden, og den samme effektivisering kan derfor blive talt med flere gange. I lyset af, at der efterfølgende korrigeres for det fulde trendbidrag og 50 pct. af priseffekten, er det vurderingen, at de anvendte faktorer er relativt konservative.

Den akkumulerede effekt af energiselskabernes energieffektiviseringsindsats med disse forudsætninger fremgår af Tabel 55. Efter 2020 kommer der ikke nye energieffektiviseringer, men der er en række af de allerede opnåede energibesparelser, som fortsat har effekt.

Akkumulerede besparelser (PJ)	2020	2025	2030
<b>Erhvervene i alt</b>	<b>21,21</b>	<b>18,94</b>	<b>17,21</b>
- heraf el	3,76	3,30	2,91
- heraf øvrig	17,45	15,63	14,30

Tabel 55: Effekt fra energiselskabernes energispareindsats i erhvervene

### 6.7.6.2 *Skærpede energikrav til nye bygninger*

I 2016 blev bygningsreglementet skærpet for nye bygninger med den nye 2015-energiklasse, der medførte en stramning af kravet til nye bygninger med 25 pct., og det er politisk aftalt, at kravene strammes yderligere 25 pct. fra 2020. I opgørelsen af effekterne er det forudsat, at stramningerne har effekt året efter de indføres.

Med hensyn til opgørelsen af effekterne tages der udgangspunkt i ovenstående krav til nye bygninger, idet der er regnet med gennemsnitsboliger på 150 m<sup>2</sup> og gennemsnitserhvervsbygninger på 1.000 m<sup>2</sup>, og at byggeriet udvikler sig som i den forbrugsmodel, der blev anvendt i forbindelse med opstillingen af

<sup>101</sup> Aftale af 16. december 2016 om Energiselskabernes energispareindsats mellem energi, forsyning- og klimaministeren og net- og distributionsselskaberne inden for el, gas, fjernvarme og olie.

<sup>102</sup> Rapporten fra 2015-evalueringen kan findes her:

[https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Energibesparelser/5.1.3.4\\_evalueringsrapport.pdf](https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Energibesparelser/5.1.3.4_evalueringsrapport.pdf)

energiscenarierne frem til 2050<sup>103</sup>. Det bemærkes, at det er muligt at opfylde energikravene med et større nettovarmebehov ved at opsætte solceller på nybyggeri. I det omfang det bliver tilfældet, kan nettovarmebehovet være undervurderet. Der udestår imidlertid en vurdering af, hvor stor en andel af den forventede solcelleudbygning, der vedrører nybyggeri. Det er endvidere forudsat, at effektiviseringer fordeler sig med 40 pct. i erhvervene, og at 25 pct. af effektiviseringerne er eleffektiviseringer og resten varmeeffektiviseringer. De årlige effektiviseringer og de akkumulerede fremgår af Tabel 56.

Akkumulerede besparelser (PJ)	2020	2025	2030
Erhvervene i alt	1,40	3,12	4,84
- heraf el	0,35	0,78	1,21
- heraf øvrig	1,05	2,34	3,63

**Tabel 56: Effekt fra bygningsreglementskrav i nye erhvervsbygninger**

Da nye bygninger har lang levetid skal disse effekter ikke korrigeres. Der vurderes heller ikke at være overlap med andre aktiviteter.

### 6.7.6.3 *Strategi for energirenovering af bygninger*

I strategien for energirenovering af bygninger<sup>104</sup> er det opgjort, at initiativerne og de strammere krav til eksisterende bygninger vil medføre en akkumuleret energieffektivisering på 14,4 PJ i 2020 svarende til et gennemsnit på 1,6 PJ/år i perioden 2012-2020. I 2030 vil strategiens initiativer medføre akkumulerede energieffektiviseringer på 30,4 PJ svarende til 1,6 PJ/år. På baggrund heraf er effekterne i erhvervene opgjort således som det fremgår af Tabel 57.

Effekterne er de akkumulerede effektiviseringer. De skal derfor ikke korrigeres ift. levetider mv. Det er vurderingen, at der vil være et væsentligt overlap i forhold til energiselskabernes energieffektiviseringsindsats. Dette er der i den endelige basisfremskrivning korrigeret for.

Akkumulerede besparelser (PJ)	2020	2025	2030
Erhvervene i alt	1,20	2,40	3,61
- heraf el	0,40	0,80	1,20
- heraf øvrig	0,80	1,60	2,40

**Tabel 57: Effekt af bygningsreglementskrav til eksisterende erhvervsbygninger som følge af krav ved renoveringer mv.**

### 6.7.6.4 *Ecodesign og energimærkning af apparater mv*

Der tages her udgangspunkt i effekterne, således som de er opgjort i rapporten "Effektvurdering af ecodesign og energimærkning", som er udført af IT-Energy og ViegandMaagøe for Energistyrelsen i 2013. I dette studie gennemførtes evalueringer af effekten af de konkrete tiltag for alle de produkter, hvor der på det tidspunkt var vedtaget eller planlagt konkrete normer og energimærkning, jf. Kommissionens handlingsplan for ecodesign 2012-2014. Beregningerne er foretaget ud fra krav i eksisterende reguleringer og udkast eller forslag til kommende reguleringer.

<sup>103</sup> "Energiscenarier frem mod 2020, 2035 og 2050", Energistyrelsen, marts 2014.

[http://www.ens.dk/sites/ens.dk/files/undergrund-forsyning/el-naturgas-varmeforsyning/Energianalyser/nyeste/energiscenarier\\_-\\_analyse\\_2014\\_web.pdf](http://www.ens.dk/sites/ens.dk/files/undergrund-forsyning/el-naturgas-varmeforsyning/Energianalyser/nyeste/energiscenarier_-_analyse_2014_web.pdf)

Den anvendte forbrugsmodel er beskrevet i "Notat om dokumentation af Forbrugsmodellen 2013"

<sup>104</sup> Strategi for energirenovering af bygninger, maj 2014

Til brug for analysen er der opstillet en baseline, dvs. det forventede forbrug for produkterne, hvis der ikke havde været regulering igennem ecodesign og energimærkning. For de fleste produkter er baseline opstillet på baggrund af apparatspecifikke beregningsforudsætninger, f.eks. historiske og fremskrevne salgstal opdelt på energiklasser, brugstider på forskellige apparattilstande, herunder on-tid, standby-tid, off-tid samt forventet teknologiudvikling uden regulering. For enkelte produkter er der dog ikke tilstrækkelige oplysninger om produkternes danske salgstal, brugstider mv., hvorfor der estimeres ud fra EU-tal og viden om særlige forhold for det danske marked.

De effekter i *erhvervene fra* ecodesign og energimærkning, der anvendes i fremskrivningen fremgår af Tabel 58. I disse effekter er der korrigeret for et lille overlap i forhold til energiselskabernes energieffektiviseringsindsats.

Akkumulerede besparelser	2020	2025	2030
Erhvervene i alt	4,55	5,83	7,10
- heraf el	4,31	5,51	6,72
- heraf øvrig	0,24	0,31	0,38

**Tabel 58: Effekt af produktkrav for erhvervene**

Det er skønnet, at 55 pct. sker i erhvervene. Eleffektiviseringer udgør ca. 95 pct. i 2020 af den opnåede effekt, mens elandelen i 2030 er ca. 90 pct.. Effektiviseringerne er opgjort i 2020 og 2025. Der er derfor ikke behov for at justere i forhold til akkumuleringen af indsatsen.

I fremskrivningen af elforbruget til apparater i *husholdninger* medregnes alene den effekt, der vedrører EU's indsats for stramning og udbredelse af krav til produkter i form af energimærkning og minimumskrav til energieffektivitet.

Der tages ligeledes udgangspunkt i effekterne, således som de er opgjort i rapporten "Effektvurdering af ecodesign og energimærkning", som er udført af IT-Energy og ViegandMaagøe for Energistyrelsen i 2013.

Akkumulerede besparelser (PJ)	2020	2025	2030
Husholdninger i alt	3,58	4,58	5,58
- heraf el til appa + lys	3,33	4,26	5,20
- opvarmning	0,24	0,31	0,38

**Tabel 59: Effekt af ecodesign og energimærkning af produkter i husholdninger**

Det er forudsat, at 45 pct. af de opgjorte effektiviseringer sker i husholdningerne. Eleffektiviseringer udgør ca. 95 pct. i 2020 af den opnåede effekt, mens elandelen i 2030 er ca. 90 pct.. Effektiviseringerne er opgjort i 2020 og 2025. Der er derfor ikke behov for at justere i forhold til akkumuleringen af indsatsen.

### 6.7.7 Følsomhedsberegninger

For at illustrere følsomheden af EMMA modellens beregninger af husholdningernes elforbrug til apparater og erhvervslivets energiforbrug, har vi lavet en simpel følsomhedsberegning. Denne beregning illustrerer et høj-energiforbrugsforløb og lav-energiforbrugsforløb. Til denne følsomhed har vi justeret samtidigt i tre parametergrupper.

I beregninger af erhvervslivets endelige energiforbrug er der lagt et følsomhedsbånd ind med en gennemsnitlig årlig højere og lavere vækst på 0,25 pct.-point for alle erhverv frem mod 2030. Dette bånd er illustreret i figurene over erhvervenes energiforbrug nedenfor. I gennemsnit øges erhvervenes samlede energiforbrug med ca. 7 pct. i 2030. Omvendt, forventes 6 pct. lavere energiforbrug i den lave

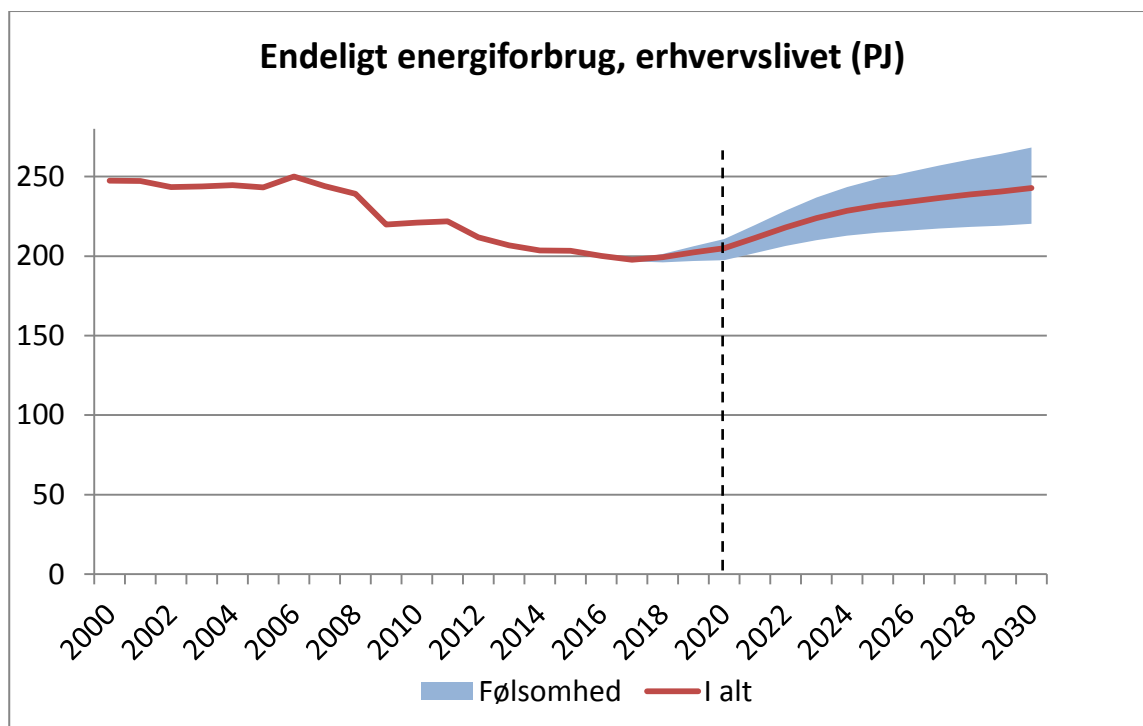
vækstfølsomhed. Der foreligger dog ikke information om den faktiske varians, der ligger bag de økonomiske væksttal, hvorfor det indlagte følsomhedsbånd er en håndholdt beregning, der forsøger at udtrykke et udfaldsrum for basisfremskrivningens forventede energiforbrug fra erhverv og husholdninger.

Det vil også have stor betydning for erhvervslivets energiforbrug, hvordan væksten fordeler sig på de enkelte erhverv. I følsomhederne er antaget en lige stor vækst i alle erhverv, men det kunne sagtens tænkes, at der sker strukturforskydning indenfor eller imellem erhvervene, eller der kan være en anden vækst i energitunge erhverv i forhold til resten af økonomien. Denne type af forskydninger er der dog ikke foretaget beregninger på.

## 6.8 Resultater for erhvervslivets energiforbrug

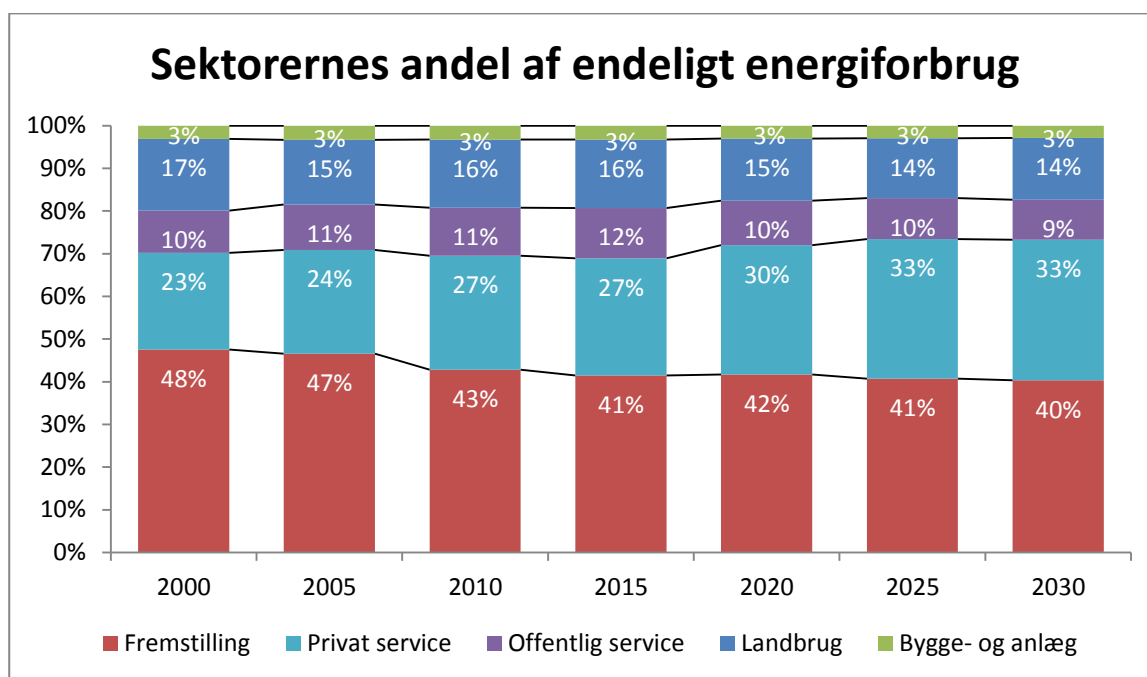
Nedenfor gennemgås resultaterne i nærmere detaljer, hvor der også drages sammenligninger med den historiske udvikling fra 2000 til 2015 op mod fremskrivningsperioden 2015-2030. Først beskrives resultaterne for erhvervslivet samlet, hvorefter de enkelte sektorer i fremskrivningen behandles.

Erhvervslivets energiforbrug udgør i dag ca. 200 PJ og svarer til ca. 30 pct. af Danmarks endelige energiforbrug. Siden 2000 frem mod 2015 er erhvervslivets energiforbrug faldet jævnt, og blev accelereret i forbindelse med finanskrisen. Frem mod 2020 forventes det, at energiforbruget fortsætter på samme niveau på godt 200 PJ, hvor løbende energieffektiviseringer går hånd i hånd med økonomisk vækst. Efter 2020 forventes der en jævn stigning i energiforbruget op til ca. 240 PJ i 2030 svarende til næsten 20 pct. stigning fra 2020 til 2030 eller en gennemsnitlig årlig vækst på 1,7 pct. Dette er dog med en betydelig usikkerhed på omkring +/- 24 PJ i 2030. Hovedsagligt skyldes denne stigning, at der bliver etableret datacentre med tilhørende store elforbrug og lavere elpriser som følge af bortfald af PSO-afgiften.



Figur 55. Erhvervslivets samlede endelige energiforbrug forventes at forblive på 2015 niveau frem mod 2020, hvorefter det stiger med knap 20 pct. frem mod 2030.

Historisk har fremstillingserhverv stået for næsten halvdelen af erhvervslivets endelige energiforbrug, men siden 2000 er sektorens andel af energiforbruget faldet og udgør i dag 41 pct. Herudover står serviceerhverv (privat og offentlig) også for omkring 40 pct., mens landbrug og byggeri står for de resterende 20 pct. af energiforbruget. I fremskrivningsperioden forventes der ikke større forskydninger i erhvervslivets andele af energiforbruget, bortset fra et skift mellem offentlig og privat service. Fra 2015 til 2020 forventes det, at offentlig service andel falder med 2 pct. fra 12 pct. i 2015, hvorefter andelen forbliver nogenlunde stabil på ca. 10 pct. Dette skyldes hovedsagligt, at den forventede økonomiske aktivitet i offentlige erhverv ikke ventes at vokse lige så hurtigt som andre erhverv i økonomien. Samtidig stiger den privat services andel af energiforbruget med 3 pct. fra 27 pct. i 2015 til 30 pct. i 2020 op til 33 pct. i 2025, hvilket kan henføres til etableringen af flere datacentre i Danmark.



Figur 56. Sektorernes andel af det endelige energiforbrug

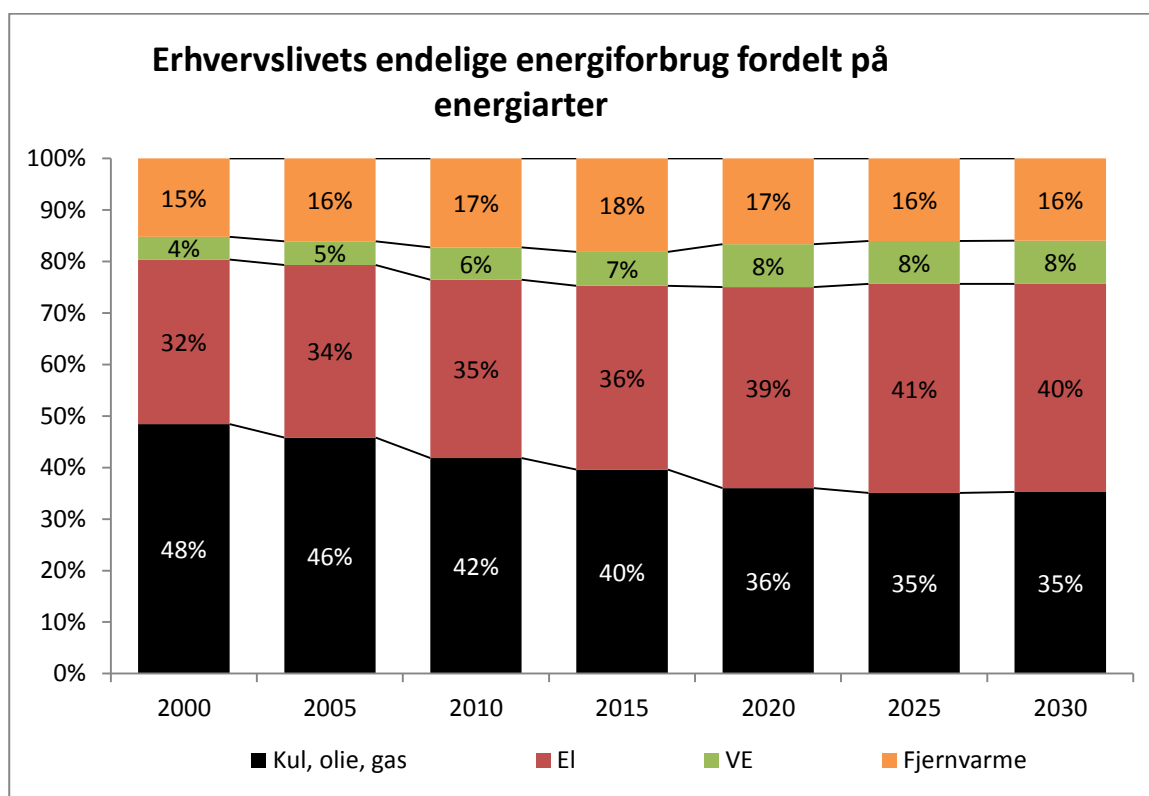
Set over de seneste 15 år har der været mindre ændringer i sammensætningen af erhvervslivets energiforbrug, hvor andelen af fossile brændsler er faldet til fordel for el, VE og fjernvarme. Andelen af fossile brændsler udgør i 2015 40 pct. mod 49 pct. i 2000, hvor naturgassens andel af de fossile brændsler er øget igennem samme periode. Andelen af VE-brændsler er steget fra 4 pct. i 2000 til 7 pct. i 2015. I fremskrivningsperioden stiger erhvervslivets forbrug af alle energiarter. Forbrug af fossile brændsler stiger med ca. 5 pct. hvilket dækker over et fald på op imod 10 pct. mellem 2015 og 2020, og en stigning på godt 15 pct. mellem 2020 og 2030.

Brændselsammensætningen ændres i mindre grad over fremskrivningsperioden. Elforbruget udgør i 2015 36 pct. af erhvervslivets endelige energiforbrug - en andel som stiger til 40 pct. i 2030. De fossile brændsler andel falder fra at udgøre 40 pct. af erhvervslivets endelige energiforbrug i 2015 til ca. 35 pct. i 2030. Andelen af vedvarende energi er nogenlunde konstant i fremskrivningsperioden. Eftersom det



endelige energiforbrug stiger, øges det absolutte forbrug af alle energiarter, selvom sammensætningen kun ændres i mindre grad.

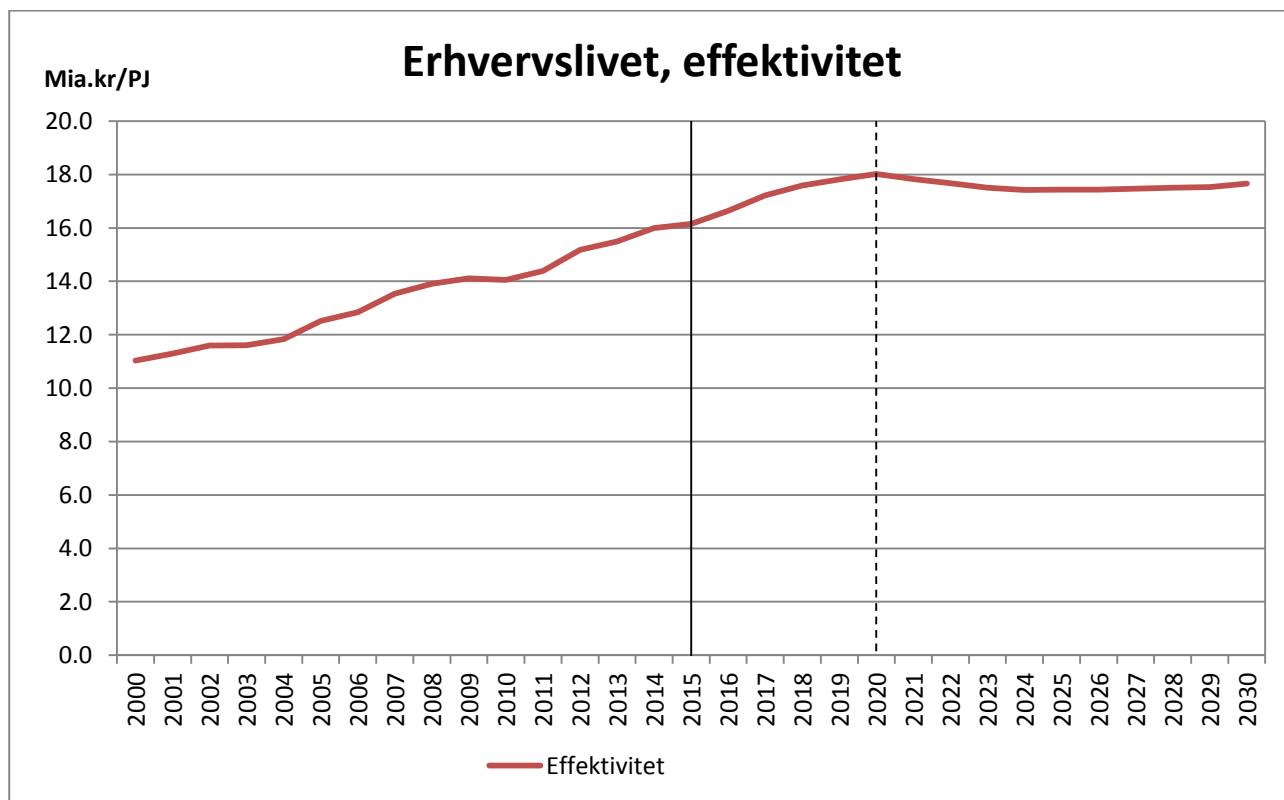
Erhvervslivets elforbrug forventes at vokse med 35 pct. i perioden fra 2015 til 2030. Stigningen skyldes primært idriftsættelse af datacentre, men også udfasning af PSO. Hvis der ses bort fra datacentrenes elforbrug, er stigningen i elforbruget 10 pct. - denne stigning ville have været næsten dobbelt så stor uden EU-krav til produkters energieffektivitet. Produktstandarderne er det vigtigste energieffektiviseringstiltag i forhold til elforbruget, ikke mindst efter energiselskabernes energispareforpligtelse ikke indregnes i fremskrivningen efter 2020.



Figur 57. Erhvervslivets endelige energiforbrug fordelt på energiarter

Erhvervslivets energieffektivitet, defineret som produktionsværdi divideret med energiforbrug, har vist en jævn forbedring fra 2000 til 2015. I den periode er effektiviteten steget fra 11,3 mia. kr. pr. PJ til 16,1 mia.kr per PJ. Dette er et resultat af både teknologiske forbedringer samt energispareindsatsen. Det forventes, at den samlede energieffektivitet fortsat forbedres frem mod 2020, men frem mod 2030 forbedres energieffektiviteten ikke længere af energiselskabernes energispareindsats, som grundet frozen policy-tilgangen i basisfremskrivningen ikke indregnes. Den øgede effektivitet i erhvervene fra 2015-2020 skyldes hovedsagligt de energieffektiviseringer, som energiselskaberne er forpligtede til at realisere i perioden, men også EU's produktstandarder og de skærpede krav til bygningers energieffektivitet har en betydning. Effektiviteten på tværs af erhvervslivet er markant forskellig fra erhverv til erhverv, og er funderet i erhvervene forskellige produktionsformer, jf. gennemgangen af de enkelte erhverv nedenfor.

Niveauet i erhvervslivets energiforbrug dæmpes i hele fremskrivningsperioden af den fortsatte virkning af energieffektiviseringer gennemført som følge af energiselskabernes energispareindsats frem til 2020, af EU minimumskrav til produkters energieffektivitet (ecodesignkrav) og af skærpede energieffektivitetskrav til bygninger (Bygningsreglementet). Betydningen af de to sidstnævnte virkemidler stiger over perioden 2020 til 2030, mens effekten af den førstnævnte falder.

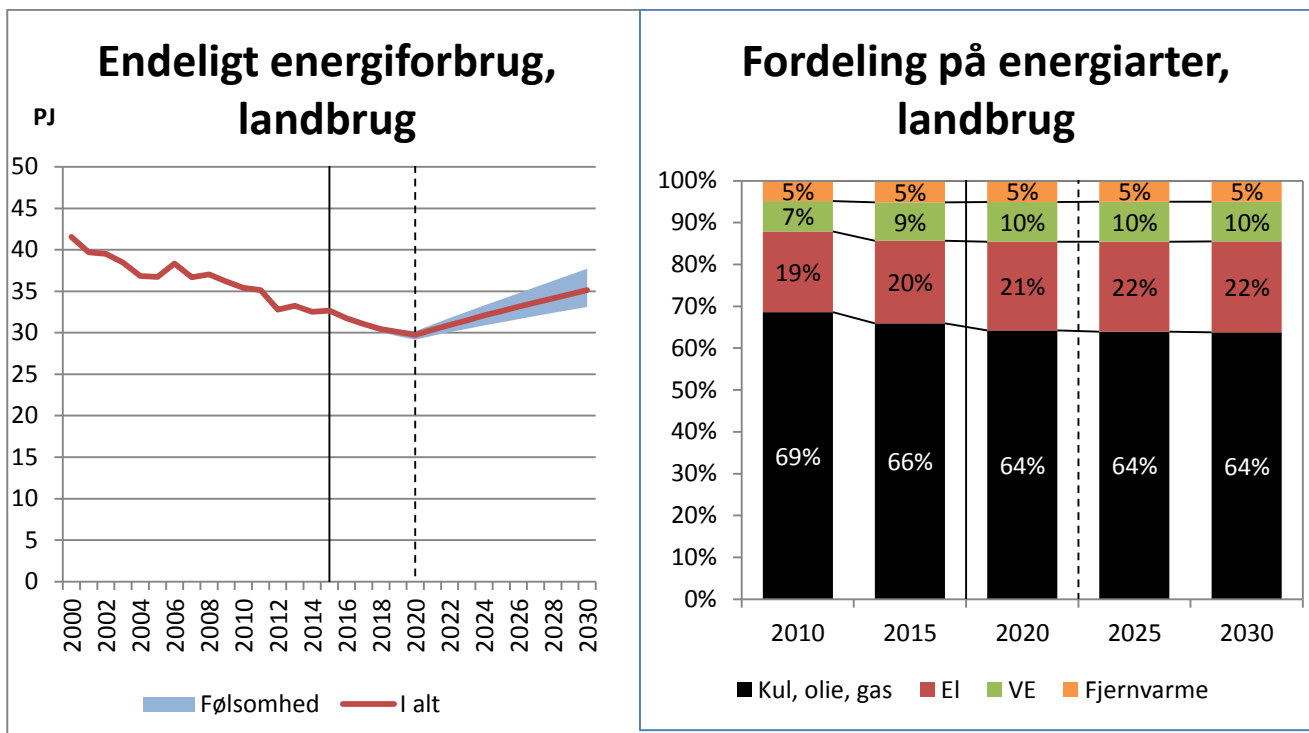


Figur 58. Den historiske forbedring i energieffektiviteten øges frem til 2020. Efter 2020 stagnerer forbedringerne i energieffektiviteten. Anm.: Lodret streg indikerer historisk år.

Dele af erhvervslivet, primært fremstillingserhverv, er omfattet af EU's CO<sub>2</sub>-kvotesystem. Kvotesystemet har dog, med de aktuelle forventninger til et lavt kvoteprisniveau igennem fremskrivningsperioden, relativt lille betydning for erhvervslivets energiforbrug, da CO<sub>2</sub>-kvoteprisen kun udgør en meget lille del af erhvervslivets samlede omkostninger til energi.

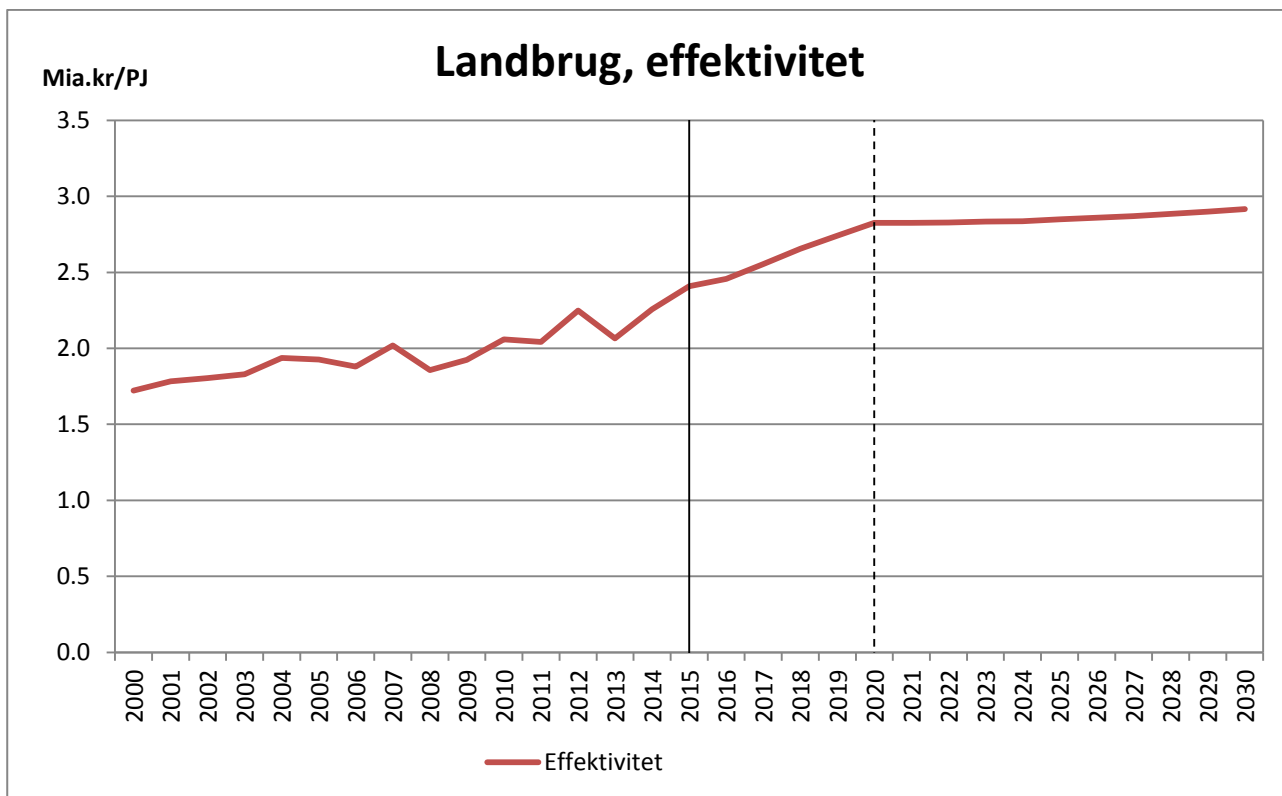
### 6.8.1 Landbrug

I landbruget faldt energiforbruget i perioden 2000 til 2015 med godt en femtedel, fra 42 PJ i 2000 til 33 PJ i 2015, og i 2015 udgjorde landbruget 16 pct. af det samlede endelige energiforbrug fra erhvervslivet. Frem mod 2020 forventes det, at landbrugets energiforbrug fortsætter med at falde til et niveau på 30 PJ, hvorefter det stiger støt frem mod 2030, med en gennemsnitlig årlig vækst på 1,7 pct. op til godt 35 PJ i 2030. Sammensætningen af energiarter i landbruget har vist en faldende fossil andel, der til dels er opvejet af stigninger i VE og elandelen, og dette mønster forventes at fortsætte frem mod 2020. Herefter er der ikke yderligere forskydninger mellem energiarter i landbrugets energiforbrug.



Figur 59: Endeligt energiforbrug i landbruget, samt fordeling på energiarter

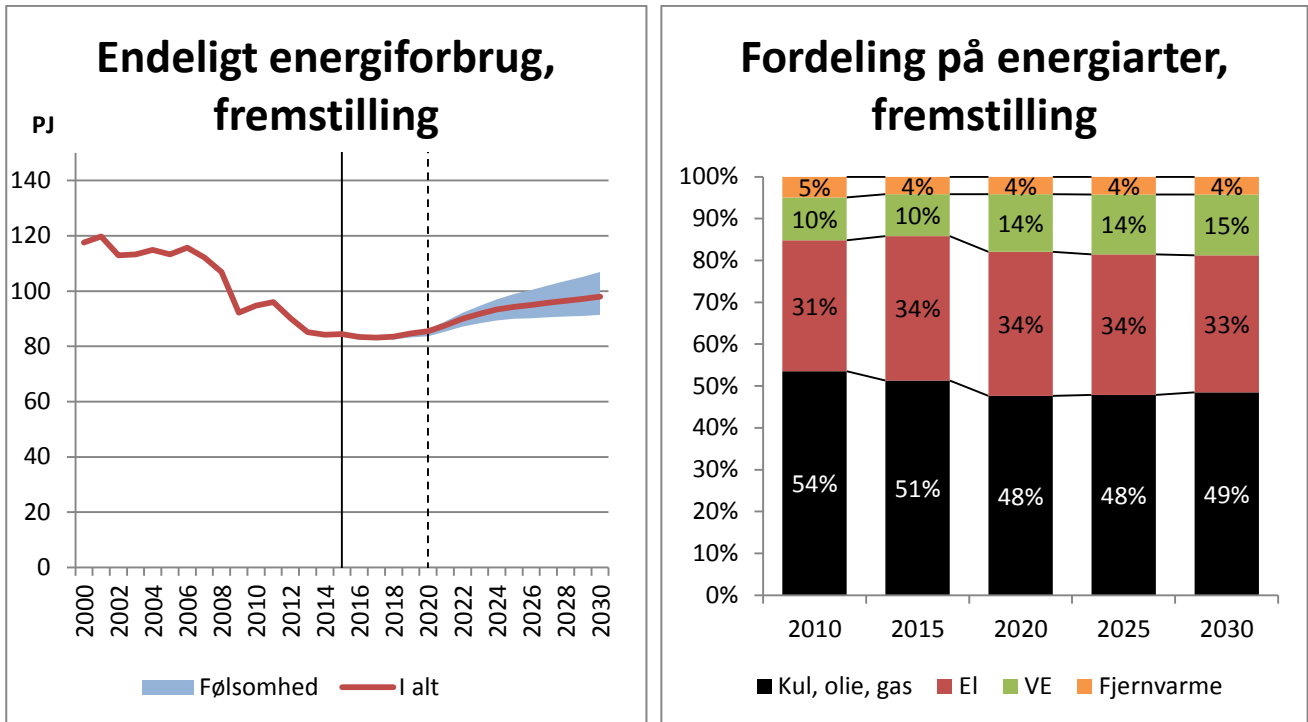
Fra 2000 til 2015 har landbrugets energieffektivitet udvist en langsom stigning fra 1,7 mia.kr. pr. PJ i 2000 til 2,4 mia. kr. pr. PJ i 2015. Denne udvikling forventes at fortsætte frem mod 2020, hvorefter effektiviteten stabiliserer sig på 2,8 mia.kr. pr. PJ i 2020 og 2,9 mia. kr. i 2030.



Figur 60: Energieffektivitet i landbruget i mia. kr/PJ

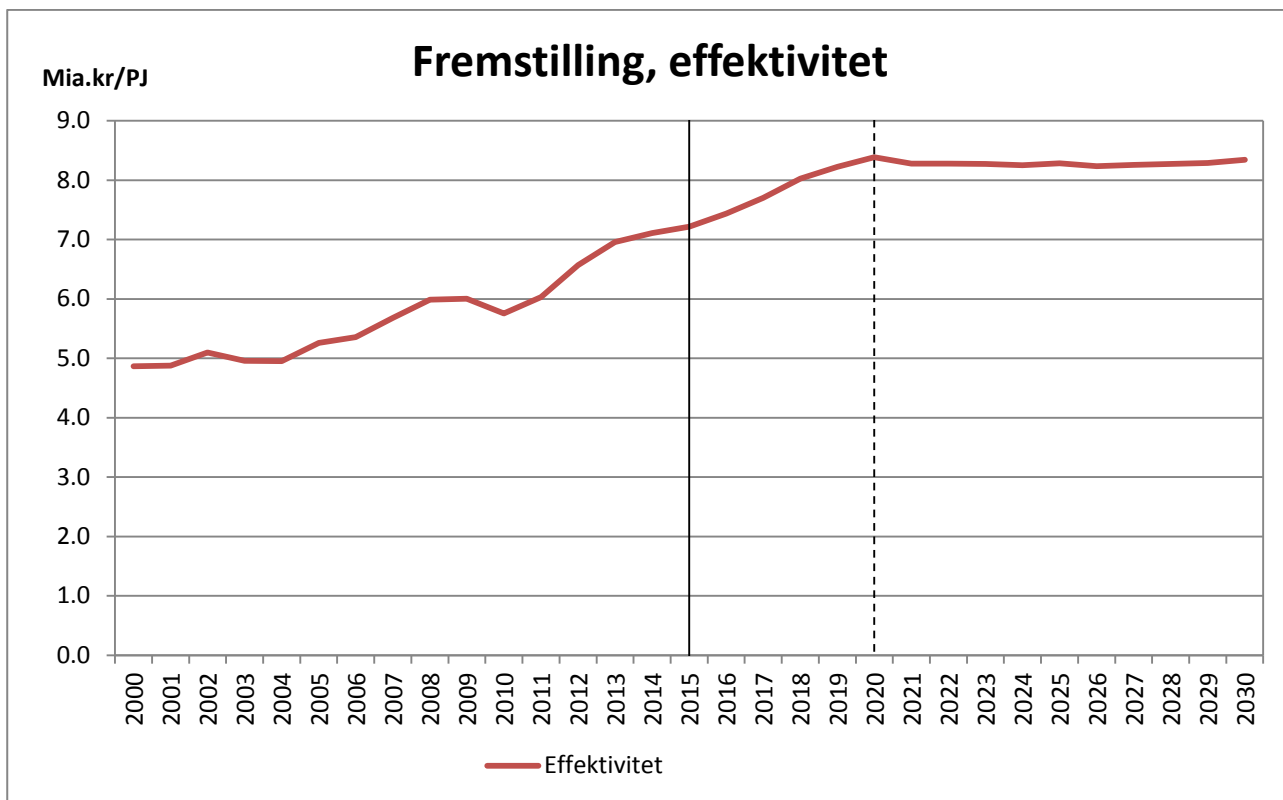
## 6.8.2 Fremstilling

Fremstillingserhvervene stod for næsten 120 PJ af det endelige energiforbrug i 2000, men i 2015 var dette reduceret til 85 PJ. Faldet i energiforbruget skyldes hovedsageligt en generel nedgang i produktionen, særligt i forbindelse med finanskrisen i perioden 2007-2010. I denne periode var der et fald i produktionen på godt 4 pct. årligt, hvilket medførte et nogenlunde tilsvarende fald i energiforbruget. Frem mod 2020 forventes det, at energiforbruget forbliver stabilt på ca. 85 PJ, hvorefter det stiger op mod 98 PJ i 2030. Erhvervet har historisk udvist et roligt skift i brændsels sammensætningen, idet andelen af fossile brændsler er faldet til et niveau på 51 pct. i 2015 og tilsvarende er andelen af el steget til 34 pct. Frem mod 2020 viser fremskrivningen, at dette fortsætter til en fossil andel på 48 pct. i 2020 og herefter er stabilt i resten af fremskrivningsperioden. Samtidig forventes andelen af vedvarende energi at udgøre 14 pct. fra 2020 og frem.



Figur 61: Endeligt energiforbrug i fremstillingserhvervene, samt fordeling på energiarter

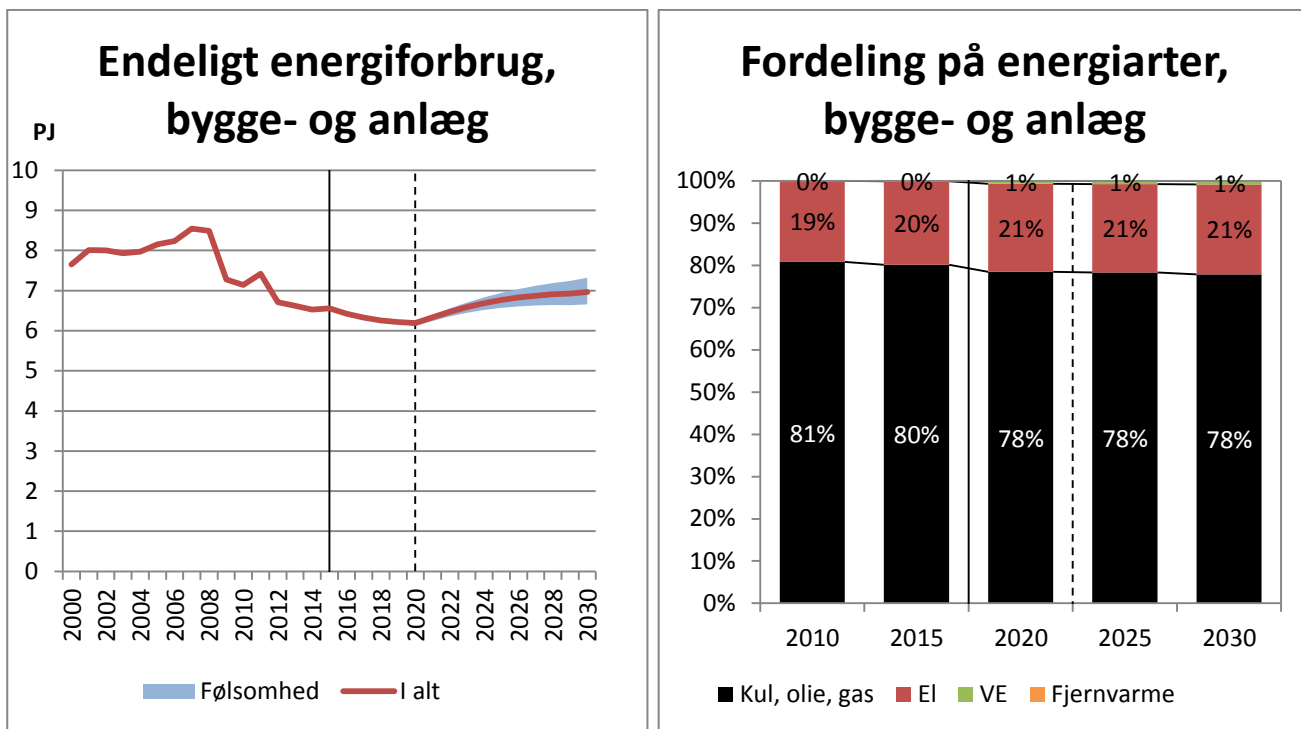
Fremstillingserhvervene har siden 2000 udvist en stigning på næsten 50 pct. i energieffektiviteten. Således var energieffektiviteten 4,9 mia. kr. per PJ i 2000, mens den var 7,2 mia.kr.pr. PJ i 2015. Effektiviseringen af energiforbruget forventes at fortsætte frem mod 2020 til et niveau på 8,4 mia. kr. pr. PJ i 2020, hvorefter effektivitetsforbedringerne forventes at stagnere.



Figur 62: Energieffektivitet i fremstillingserhvervene i mia. kr/PJ

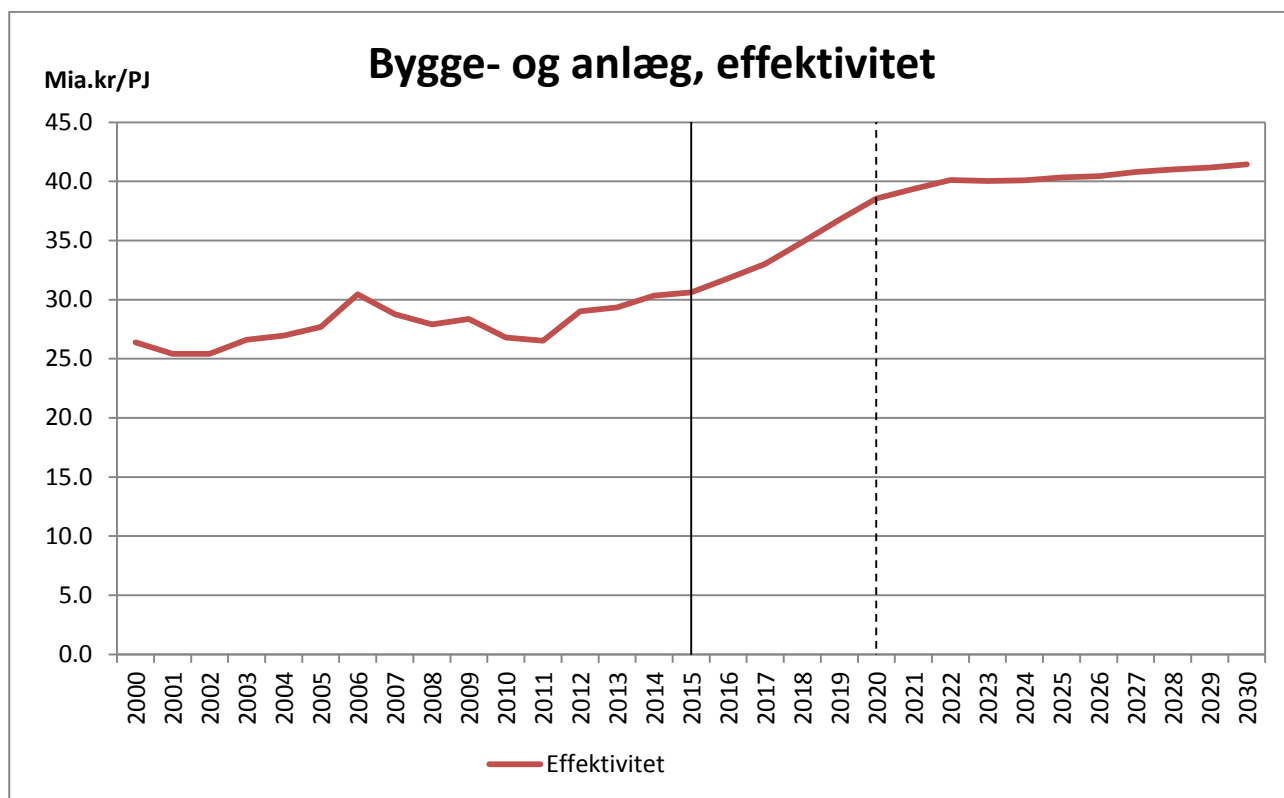
### 6.8.3 Bygge- og anlæg

Bygge- og anlægserhvervet er et relativt lille erhverv i basisfremskrivningen, men det har en særegen energisammensætning, hvorfor erhvervet er beskrevet for sig. Energiforbruget i erhvervet svinger meget afhængig af konjunkturerne i byggeriet. Således var energiforbruget i 2000 på 7,6 PJ og toppede i 2007 med 8,5 PJ, hvorefter energiforbruget faldt til 6,5 PJ i 2015. Frem mod 2020 fremskrives energiforbruget til 6,2 PJ i 2020, for så at stige stille og roligt mod et niveau på 7 PJ i 2030. Erhvervet anvender primært dieselolie i maskiner, hvilket forventes at fortsætte i hele fremskrivningsperioden.



Figur 63: Endeligt energiforbrug i bygge- og anlæg, samt fordeling på energiarter

Energieffektiviteten i erhvervet afspejler således også anvendelsen af olie til maskiner. Siden 2000 frem til 2015 har energieffektiviteten svinget fra 26,4 mia.kr. pr. PJ i 2000 til et 30,6 mia.kr. pr. PJ i 2015. Dog forventes det, at effektiviteten i maskinerne forbedres, så den kommer op på 38,6 mia. kr. i 2020. Derefter er forventningen igen, at effektivitetsudviklingen stagnerer og rammer 41,5 mia.kr. i 2030.

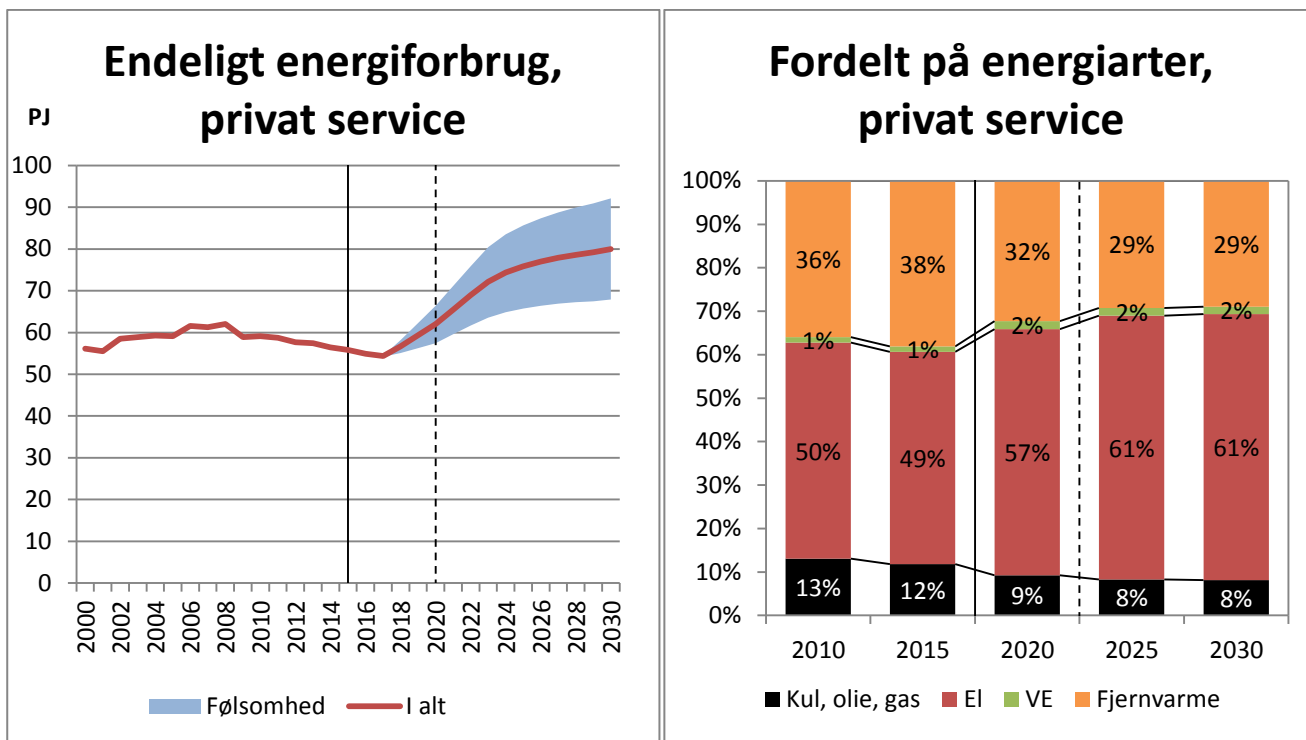


Figur 64: Energieffektivitet i bygge- og anlæg i mia. kr/PJ

#### 6.8.4 Privat service

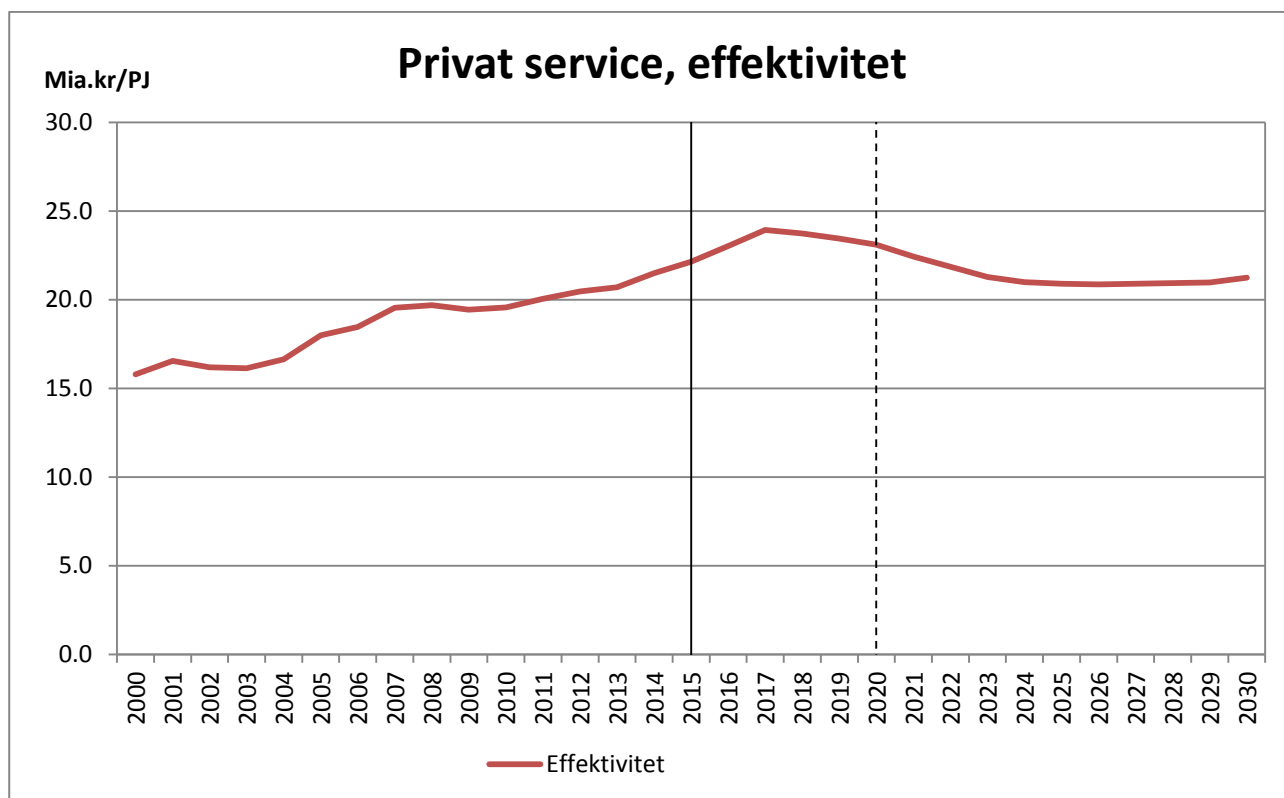
Det endelige energiforbrug fra privat serviceerhverv har stort set været konstant i perioden fra 2000 til 2015. I 2000 og 2015 var energiforbruget 56 PJ, hvor der var en mindre top i 2008 på 62 PJ. Med idriftsættelse af datacentre forventes energiforbruget fra private serviceerhverv at stige markant. I 2017 forventes således et samlet energiforbrug på godt 54 PJ, men herefter forventes en stigning op til 76 PJ i 2025, svarende til en gennemsnitlig årlig vækst på knap 5 pct. Datacentrenes betydning for forbruget er dog behæftet med betydelig usikkerhed, hvorfor spændet for energiforbruget i privat service ligger på +/- 24 PJ i 2030. Fra 2025 til 2030 forventes den gennemsnitlige årlige vækst at stabilisere sig på godt 1 pct., således at energiforbruget i 2030 er på knap 80 PJ. Historisk har erhvervet haft en faldende andel af fossile brændsler til et niveau på 12 pct. af energiforbruget i 2015. Denne udvikling fortsætter frem til 2020, hvorefter den fossile andel stagnerer for at ende på 8 pct. i 2030. Det er primært elandelen i energiforbruget, der udvides betydeligt, og igen ligger forklaringen i datacentrenes brug af el, som markant skubber til fordelingen af energiarter for privat service.





Figur 65: Endeligt energiforbrug i privat service, samt fordeling på energiarter

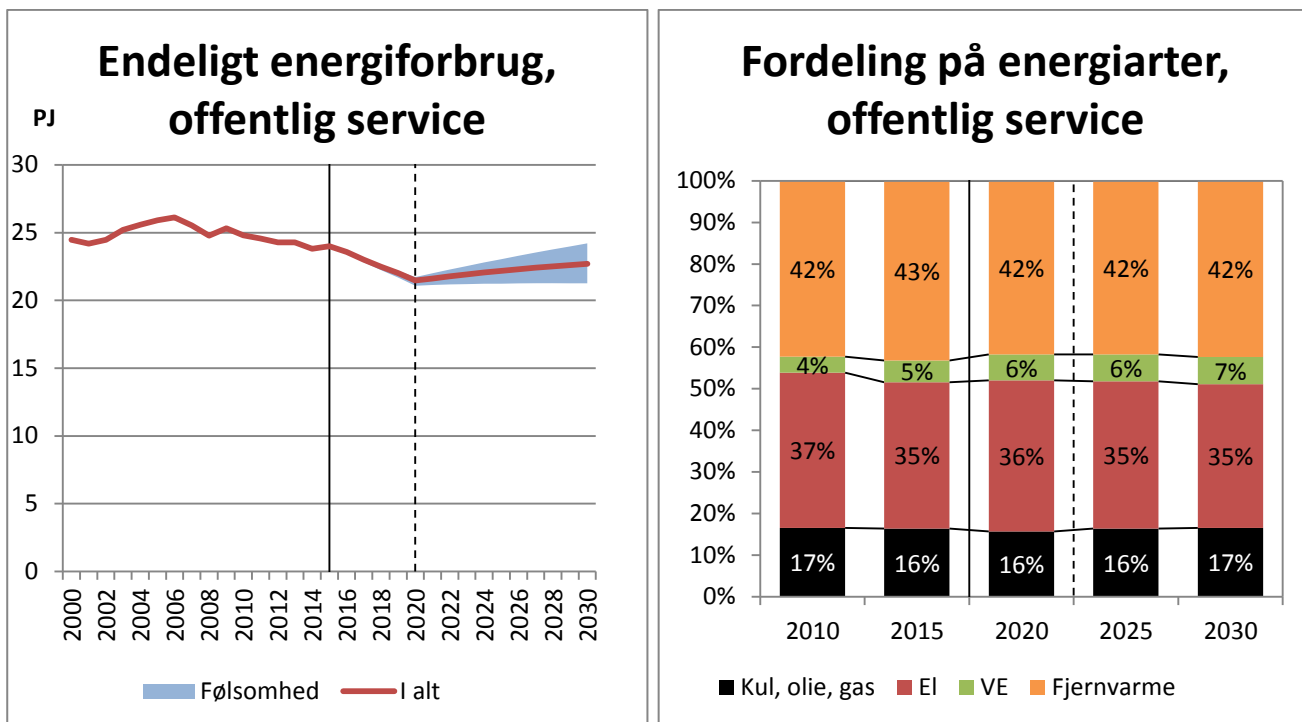
I perioden fra 2000 frem til 2015 har der været en stødt stigning i effektiviteten i privat serviceproduktion. I 2000 udgjorde den 15,8 mia.kr. pr PJ, mens den er steget til 22,1 mia.kr. i 2015, svarende til en stigning på 40 pct. Denne udvikling forventes at fortsætte i fremskrivningsperioden frem mod 2017. Beregningen af effektiviteten i privat service er dog misvisende efter 2017, hvor datacentrene forventes at påvirke energiforbruget. Datacentrenes energiforbrug er indlagt eksogent i basisfremskrivningen og fremgår ikke i den økonomiske fremskrivning, hvorfor produktionsværdien i baggrundsdata ikke stiger. Dette betyder således, at den beregnede energieffektivitet falder betydeligt i takt med, at energiforbruget udvides og den økonomiske produktion er antaget upåvirket.



Figur 66: Energieffektivitet i privat service i mia. kr/PJ

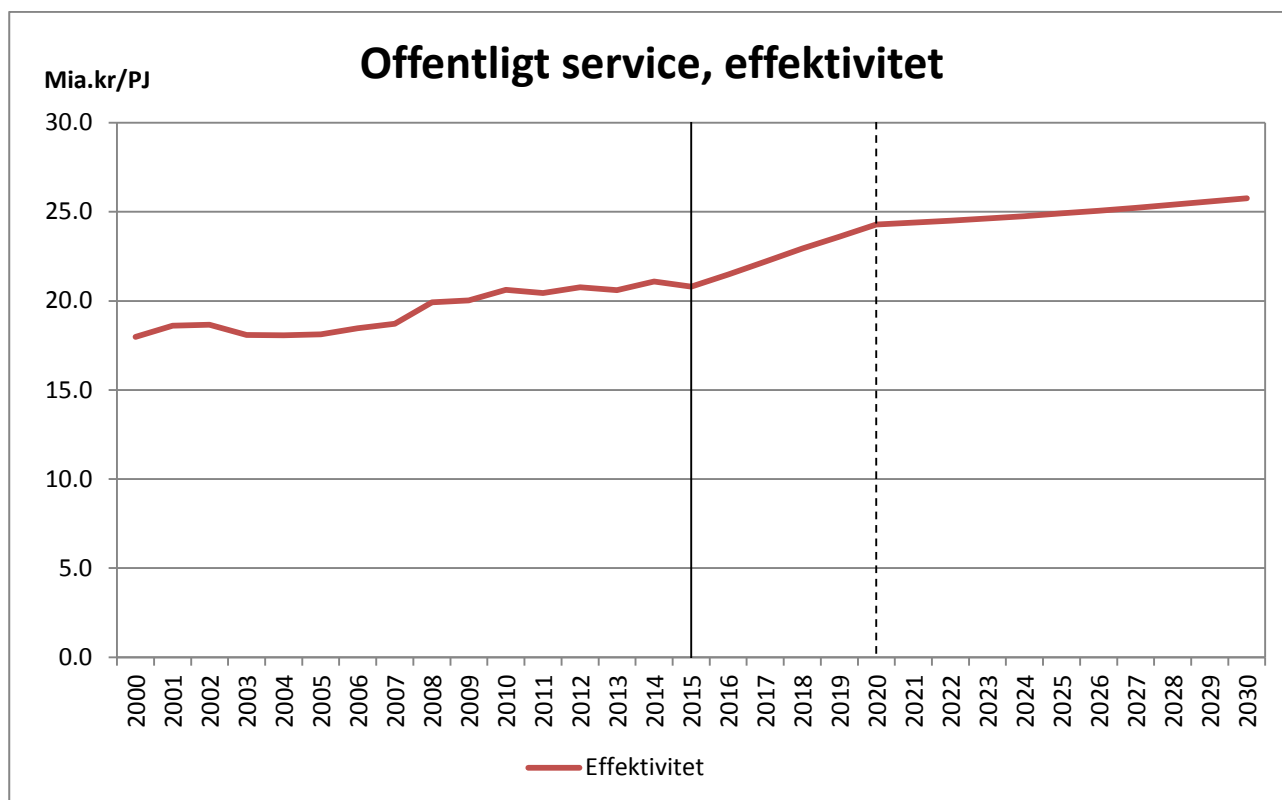
### 6.8.5 Offentlig service

Det endelige energiforbrug for offentlig service var 24,5 PJ i 2000, hvorefter det steg til 26 PJ i 2006, for så at falde til 24 PJ i 2015. Frem mod 2020 betyder forventningen til energispareindsatsen og begrænsningen i den offentlige sektors aktivitet, at energiforbruget fremskrives til et niveau på ca. 22 PJ i 2020, der så stabiliseres her frem mod 2030. I hele perioden forventes sammensætningen af energiforbruget at være nogenlunde uændret med en fossil andel på 16 – 17 pct.



Figur 67: Endeligt energiforbrug i offentlig service, samt fordeling på energiarter

Energieffektiviteten i offentlig service er steget jævnt fra 2000 til 2015, med hhv. niveauerne 18 mia. kr. per PJ og 20,8 mia. kr. pr. PJ, svarende til en stigning på 16 pct. Frem mod 2020 forventes det pga. kombinationen af teknologiske forbedringer og energispareindsatsen, at effektiviteten stiger til 24,3 mia.kr. pr. PJ for derefter at udvise en noget fladere udvikling frem til 25,8 mia.kr. pr. PJ i 2030.



Figur 68: Den historiske forbedring i energieffektiviteten øges frem til 2020. Efter 2020 stagnerer forbedringerne i energieffektiviteten. Anm.: Lodret streg indikerer historisk år.

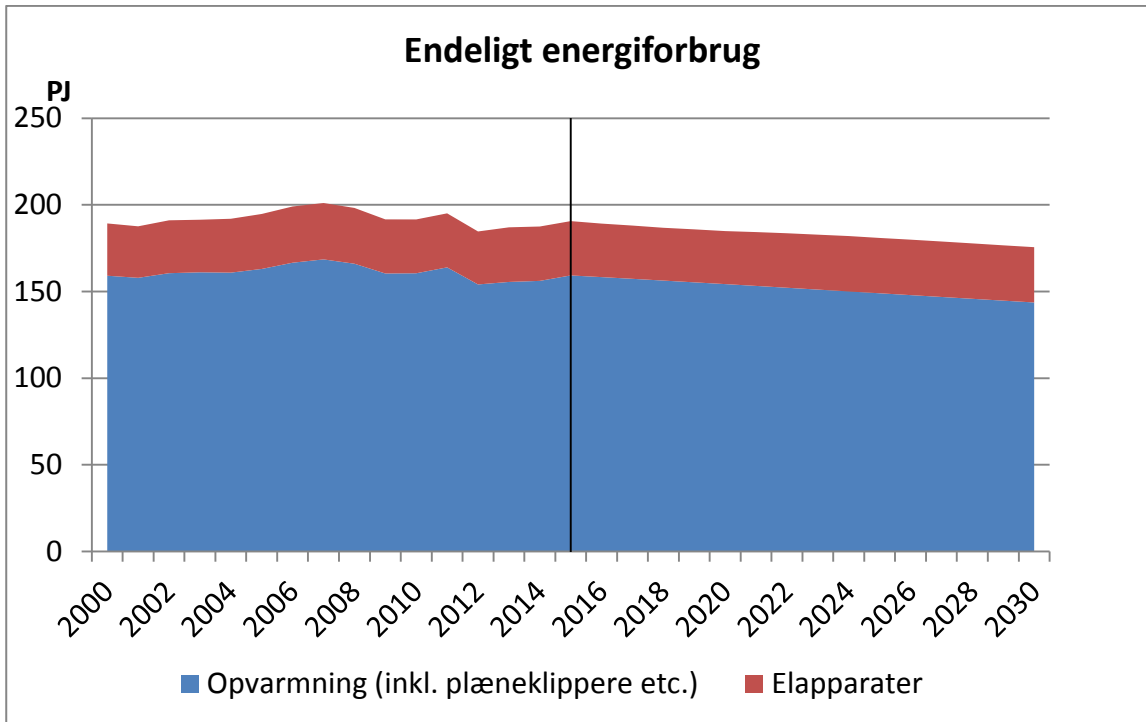
## 6.9 Resultater for husholdningernes energiforbrug

Husholdningernes energiforbrug til opvarmning og apparater udgør i dag ca. 30 pct. af Danmarks samlede endelige energiforbrug. Heraf går 83 pct. af husholdningernes endelige energiforbrug til opvarmning, og de resterende 17 pct. går til elapparater.

På trods af et stigende antal elektriske apparater har det tilhørende elforbrug været nogenlunde konstant de seneste 15 år, fordi de elektriske apparater samtidig er blevet betydelig mere effektive. Den løbende forbedring i effektivitet er primært drevet af EU's produktstandarder (ecodesignkrav) og EU's energimærkning.

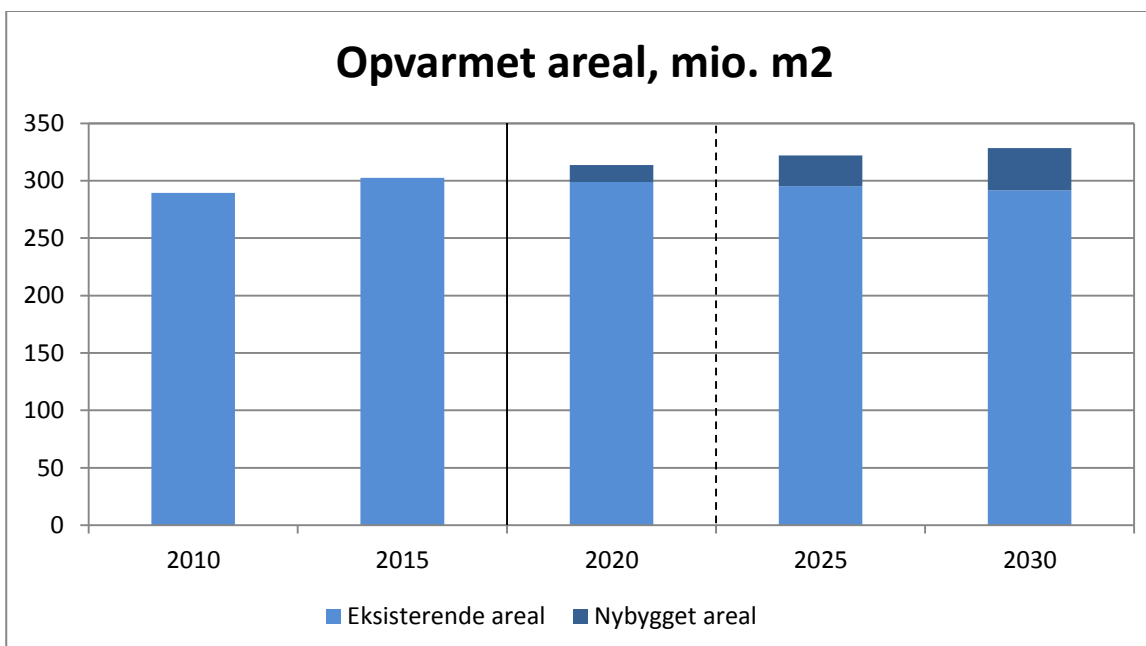
I fremskrivningsperioden forventes fortsat vækst i privatforbruget at bevirke, at antallet af apparater og boligernes opvarmede areal vokser, men der sker også forbedringer af energieffektiviteten, selv med basisfremskrivningens frozen policy-tilgang.

Husholdningernes samlede endelige energiforbrug (inkl. energiforbrug til plæneklippere etc.) forventes i 2030 at være ca. 8 pct. lavere end dagens niveau, således er det i 2015 på 190 PJ, hvor det forventes at blive omkring 185 PJ i 2020 og 175 PJ i 2030. Dette dækker over et uændret elforbrug til apparater og et fald i energiforbruget til opvarmning.



Figur 69: Husholdningernes samlede endelige energiforbrug til opvarmning (inkl. plæneklippere etc.) og el til apparater forventes at falde med ca. 8 pct. fra 2015 til 2030.

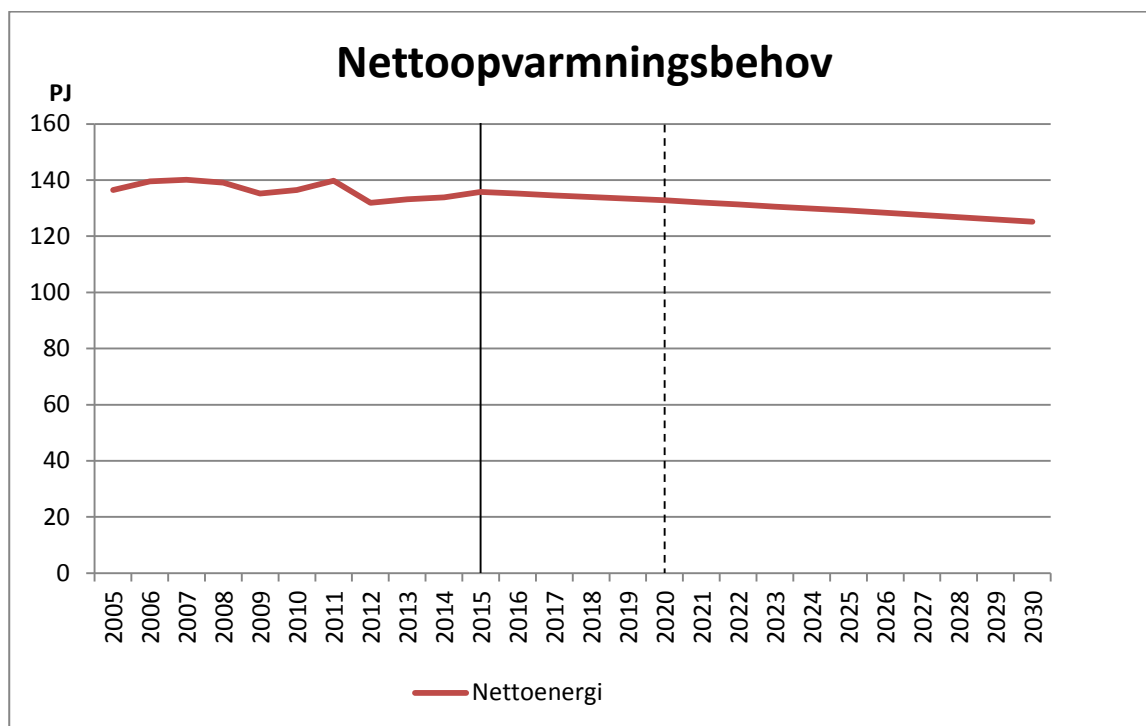
Det opvarmede areal er baseret på en støt stigende efterspørgsel efter beboelse, som følger af det stigende befolkningstal og krav til større boliger. I 2030 forventes det, at det beboede areal er vokset med omkring 9 pct. og ca. 96 pct. af det i 2015 eksisterende bygningsareal er der stadig. Samlet set forventes ca. en årlig vækst i antal opvarmede kvadratmeter på 0,6 pct.



Figur 70: Opvarmet areal i husholdninger i eksisterende og nybygget areal

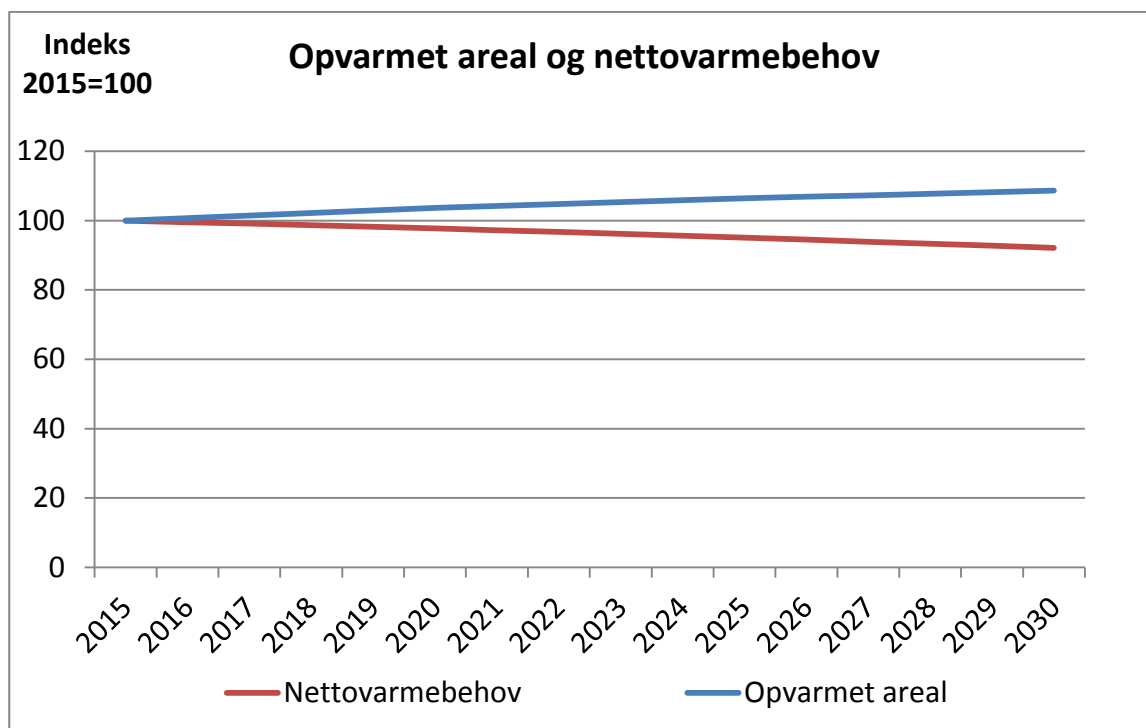
På trods af stigningen i det opvarmede areal, forventes nettovarmebehovet at falde fra omkring 136 PJ i 2015 til ca. 125 PJ i 2030. Faldet skyldes højere energieffektivitet i nybyggede huse, men i endnu højere grad at effektiviteten i eksisterende bygninger forbedres. Nettoenergiforbruget til opvarmning af boligerne er bl.a. et resultat af diverse virkemidler, bl.a. stramningerne i bygningsreglementet og energiselskabernes energispareindsats indtil 2020.

Energikravene i bygningsreglementet blev strammet med 25 pct. med virkning fra 2016 (BR15). Derudover er det i energiaftalen fra 2008 politisk aftalt en yderligere 25 pct. stramning af energikravene, med virkning for bygninger, der opføres fra 2021 (A2020). Kravene i bygningsreglementet har effekt for både nye og eksisterende bygninger. Nye bygninger skal opføres efter de skærpede krav, mens eksisterende byggeri når de renoveres, skal overholde en række energieffektivitetskrav til komponenter. Det er forudsat, at disse krav i betydeligt omfang overholdes, men at der samtidig med renoveringen sker en vis komfortforbedring (rebound).



Figur 71: Nettovarmebehovet falder støt i perioden. Primært på baggrund af forbedringer i bygningsmassens energieffektivitet.

Stigningen i det opvarmede areal modvirkes således af bygningsmassens energieffektivitet, hvilket betyder, at det samlede opvarmningsbehov fortsætter det fald, der har været historisk ind gennem fremskrivningsperioden.

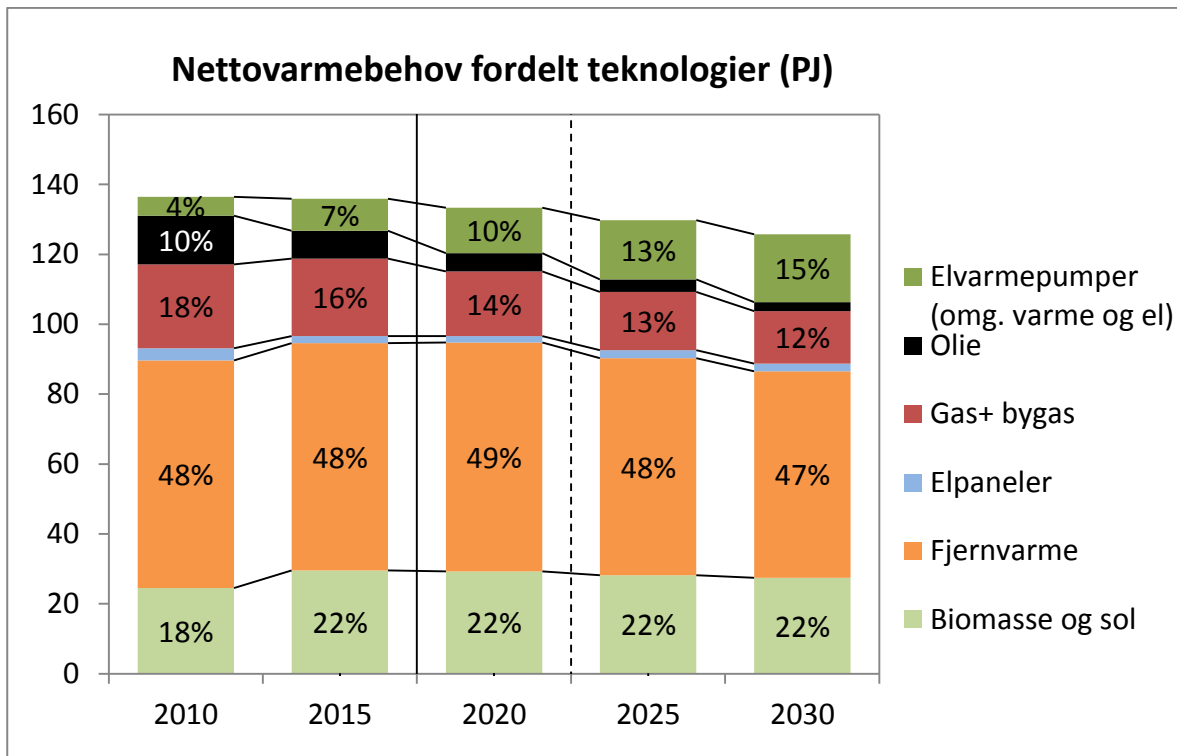


Figur 72: Det opvarmede areal forventes at vokse jævnt frem mod 2030, mens nettovarmebehovet modsat falder gennem perioden grundet forbedring af bygningernes effektivitet.

Det endelige energiforbrug til opvarmning af boligerne falder ca. 10 pct. over fremskrivningsperioden. Faldet er større end faldet i nettoopvarmningsbehovet, fordi opvarmningsteknologiernes virkningsgrader – dvs. mængden af energioutput i forhold til energiinput - samlet set stiger ca. 1,9 pct.-point over perioden. Den gennemsnitlige virkningsgrad forbedres, fordi husholdningerne skifter til mere energieffektive varmekilder. En del af forbedringen i virkningsgrad skyldes dels de løbende stramninger af EU's krav til energieffektivitet (ecodesign) og EU's energimærkning, som også omfatter opvarmningsteknologier, dels forventes generel teknologisk udvikling.

Det endelige energiforbrug indeholder omgivelsesvarme til varmepumper. Den kan dog betragtes som gratis energi. Hvis den ikke indregnes, falder forbruget endnu mere, fordi energiforbruget går fra at være fossile brændsler (olie og naturgas) til at være eldrevne varmepumper, jf. Figur 73. Varmepumper bruger kun omkring en tredjedel energi (el) sammenlignet med konventionelle fyr (olie, naturgas og biomasse).

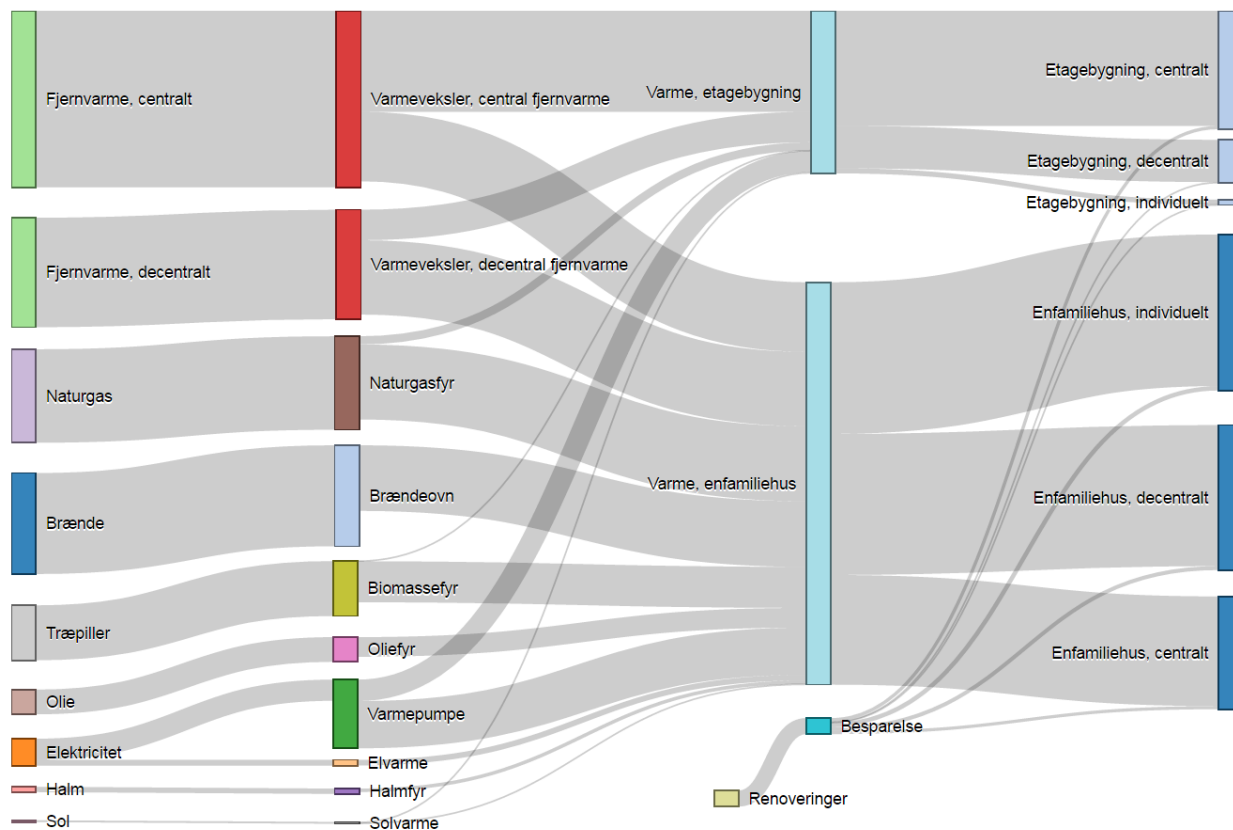
Selvom energiforbruget til opvarmning har været nogenlunde uændret igennem de sidste 15 år, mens der er sket væsentlige ændringer i, hvilke energiarter der anvendes. Der er sket en markant reduktion af oliefyr, således er husholdningernes forbrug af olie til opvarmning i 2015 ca. en tredjedel af olieforbruget i 2000. Olien er i den periode primært blevet erstattet af træpillefyr, brændeovne og varmepumper drevet af el. Frem mod 2030 forventes sammensætningen af energiarter yderligere at ændres. Andelen af nettovarmebehovet, som varmepumper dækker, stiger fra 7 pct. i dag til 15 pct. i 2030. Modsat falder andelen af naturgas og olie over perioden. Andelen af nettovarmebehovet, som fjernvarme dækker, udgør næsten 50 pct. og er uændret over perioden. Biomasseandelen er også uændret over perioden og dækker ca. 20 pct. af behovet.



**Figur 73: Det faldende nettovarmebehov i fremskrivningen dækker over et fald i alle teknologier med undtagelse af varmepumper der, stiger igennem perioden.**

Energistrømmene, der ligger bag husholdningernes opvarmning i 2020 er illustreret i Figur 74 nedenfor. Her ses fordelingen af anvendelsen af brændsler i teknologier og til hvilke opvarmningsformål disse er anvendt. Figuren læses som det endelige energiforbrug i venstre søjle. Dette anvendes i teknologier, der vises i anden søjle, hvor tykkelsen af strengen angiver størrelsen af energistrømmen. Forskellen på den endelige energi, der går som input, til nettoenergien, som er output af teknologierne udtrykker teknologiernes effektivitet. Eksempelvis ses, at brændeovne har en relativ dårlig effektivitet (ca. 65 pct.) og varmepumper en høj effektivitet (med en COP-værdi 3). I tredje søjle ses fordelingen af nettovarme på henholdsvis etageboliger og enfamiliehuse og endelig i sidste søjle den geografiske fordeling af bygningerne på individuelle, decentrale og centrale fjernvarmeområder. Heraf ses også, at effekten af renoveringsstrategien i 2020 endnu er på et relativt lavt niveau, jf. beskrivelsen af energieffektiviseringerne i Tabel 54. Det skal bemærkes, at figuren er en aggregering af TIMES-DK modellens energistrømme.





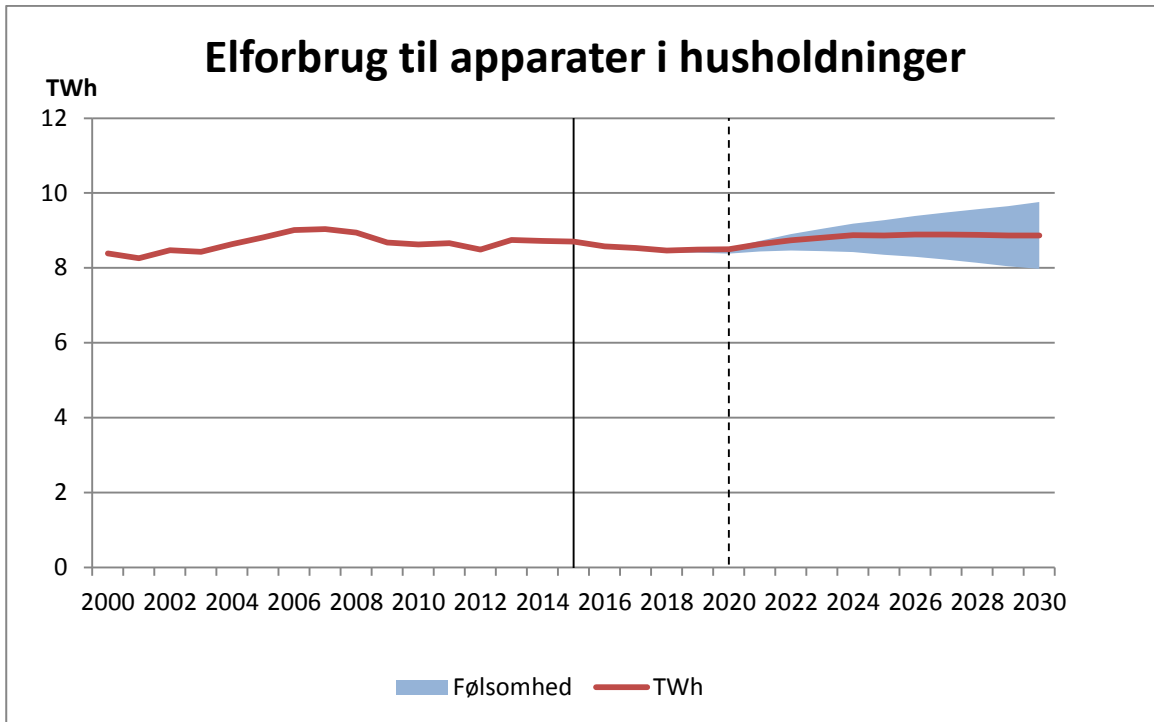
Figur 74: Energistrømme i husholdningernes opvarmning i TIMES-DK for året 2020.

Elforbruget til elektriske apparater i husholdningerne forventes uændret over perioden, som er en fortsættelse af den historiske udvikling. I 2000 var elforbruget til apparater på 8,3 TWh, mens det i 2015 var på 8,7 TWh. I fremskrivningen forventes det i 2020 at være 8,5 TWh og i 2030 på 8,9 TWh. Vækst i privatforbruget betyder, at der vil blive investeret i flere elektriske apparater. Men samtidig forbedres apparaternes energieffektivitet over hele perioden, fordi der sker en løbende skærpelse af EU's minimumskrav til energieffektiviteten (ecodesign)<sup>105</sup> og af EU's energimærkning<sup>106</sup> og flere produkter omfattes af reglerne. Effekterne af lovgivningen blev opgjort i 2013.<sup>107</sup> I 2030 udgør effektiviseringerne knap 20 pct. af det samlede elforbrug til elektriske apparater i husholdningerne sammenlignet med et forløb uden regulering.

<sup>105</sup> For at nedbringe forskellige produkters energiforbrug stiller EU krav (dvs. ecodesign), så de mindst energieffektive produkter bliver fjernet fra markedet. Ecodesigndirektivet er det lovmæssige grundlag for at gennemføre ecodesignkrav til produkter og apparater.

<sup>106</sup> Der er siden 1995 været indført EU krav om energimærkning af en række produkter. Der er i dag krav til bl.a. hårde hvidevarer, belysning, kedler og varmepumper. Mærkningen kaldes populært A til G skalaen.

<sup>107</sup> "Effektivrunding af ecodesign og energimærkning", som er udført af IT-Energy og Viegand Maagøe for Energistyrelsen i 2013.



Figur 75: Elforbrug til apparater i husholdninger historisk og i fremskrivningsperioden

## 7 Transport

Følgende kapitel gennemgår den forventede udvikling i transportens energiforbrug i BF17, samt hvordan det samlede energiforbrug til transport er udregnet.

De centrale resultater for transportens energiforbrug er følgende:

- Frem mod 2030 forventes energiforbruget til transport at forblive på omtrent samme niveau som i dag
- Elektrificeringen af vejtransporten spiller en meget begrænset rolle i fremskrivningen
- Fossile brændstoffer forventes at udgøre 92 pct. af energiforbruget i 2030
- Energiforbruget til flytransport stiger

Transportmodellen har siden BF15 gennemgået en større opdatering for vejtransporten, og inkluderer således nu bestandsmodeller for 33 forskellige typer vejtransport. Denne udvikling af modellen er sket med henblik på at give en mere realistisk beskrivelse af udviklingen af sektoren i forhold til indfasningen af nye køretøjer, kørsel som funktion af alder og bestandens samlede energieffektivitet. Dette har dog givet relativt små ændringer på de samlede resultater på overordnet niveau.

### 7.1 Afgrænsning

Fremskrivningen af transportens energiforbrug dækker:

- Energiforbruget til vejtransporten for vejgående maskiner, som påfyldes i Danmark, upåagtet køretøjets nationalitet.
- Alt nationalt banetransport
- Indenrigs- og udenrigsluftfart tanket i Danmark
- Skibsfart med nationale færgeruter, og godstransport med skib mellem danske landsdele
- Energiforbruget i forsvarets transportmidler

Dvs. at den ikke-omfattede transport er:

- Energiforbruget til (danske) vejtransportmidler, som er tanket i udlandet.
- Energiforbruget til ikke-vejgående maskiner, f.eks. entreprenørmaskiner mm.
- International godstransport med skib og erhvervsskibe, f.eks. fiskekuttere

### 7.2 Håndtering af frozen policy for transportområdet

Som angivet i afsnit 2.1 skal

- Der antages FP omkring udvikling af danske politikker for klima- og energiområdet.
- Der antages FP omkring danske skatter og afgifter både på fokusområdet, såvel som på andre områder.
- Der skal ikke antages FP omkring udvikling af politikker for andre områder.

Denne definition af frozen policy betyder, at iblandingen af biobrændstoffer fastholdes på nuværende niveau, på trods af, at dette betyder, at Danmark hermed ikke vil overholde sine forpligtelser ift. EU's VE-direktiv. Denne antagelse er dog fuldt i tråd med ovenstående principper.

En anden antagelse, som er anvendt i denne fremskrivning, er, at der ikke kommer nye EURO-normer i fremskrivningsperioden. EURO-normer har til hensigt at regulere emissioner fra køretøjer, som har effekt på nærmiljøet, og falder dermed udenfor regulering på energi- og klimaområdet. Med baggrund i ovenstående principper er det således ønskeligt at anvende 'expected policy' på dette område. Det er imidlertid uklart hvad en 'expected policy' på dette område bør være. Historisk har der blevet indført nye EURO-normer med ca. 5-års intervaller. Dog har den nylige udvikling med bl.a. VW's 'Dieselgate' vist, at køretøjsproducenterne har overordentligt svært ved at leve op til eksisterende forpligtelser. Samtidig har eksisterende EURO-normer ført til meget store reduktioner af motorenes emissioner. Dette kunne samlet indikere, at det ikke kan forventes at EURO-normerne vil komme med samme hyppighed som angivet af den historiske tendens. På denne baggrund antages det her, at 'expected policy' vil være, at der ikke kommer nye EURO-normer i fremskrivningsperioden

Denne antagelse har en vis betydning, da vedtagelse af en eksisterende EURO-normer hver har givet en forøgelse af energiforbruget på ca. 3 pct. Hvis EURO-normerne blev indført i ca. 5-årige intervaller, som hidtil, og kan det forventes at disse evt. fremtidige EURO-normer også leder til nævnte forøgelse af energiforbruget, vil det betyde at stort set hele den antagne energieffektivisering, særligt for de tunge køretøjer, ville blive elimineret.

Endelig skal det nævnes, at der i tråd med ovenstående principper antages, at investeringer i transportinfrastruktur følger den historiske trend. Der tages ikke stilling til, hvilke konkrete infrastrukturprojekter der herigennem investeres i, men det antages, at denne investering vil lede til en øget vækst i trafikken, som investeringer i infrastrukturen historisk har gjort.

## **7.3 Beregningsmetode**

Basisfremskrivningens beregninger for transport er foretaget i transportmodellen. Transportmodellen er en regnearksmodel, der med udgangspunkt i det seneste statistikår fremskriver energiforbruget til transportsektoren. De forskellige transportformer modelleres i forskellige detaljer på grund af deres forskellige vigtighed i forhold til energi- og klimaspørgsmål. Vejtransporten fremskrives således relativt detaljeret, bane- og indenrigslufttransporten fremskrives i nogle detaljer, mens national færgefart og forsvarsets energiforbrug til transport fremskrives meget simpelt. Nedenfor gennemgås metoden til fremskrivningen af disse områder.

### **7.3.1 Metode anvendt til fremskrivning af vejtransport**

Fremskrivningen af vejtransportens energiforbrug er baseret på følgende elementer:

1. Trafikarbejdet opdelt på køretøjskategorier for seneste statistiske år, opdelt på køretøjsalder.
2. Udviklingen i trafikarbejdet opdelt på køretøjskategorier igennem fremskrivningsperioden
3. Udviklingen i energieffektiviteten for køretøjskategorierne igennem fremskrivningsperioden

4. Overlevelse af køretøjerne som funktion af deres alder
5. Kørselslængde for køretøjer som funktion af deres alder
6. Indfasningen af nye typer køretøjer igennem fremskrivningsperioden (f.eks. el- og brintbiler)

På denne baggrund udregnes:

- Med 1, 4 og 5 udregnes (7) trafikarbejdet opdelt på køretøjskategorier for første fremskrivningsår, opdelt på køretøjsalder.
- Herved indeholder 7 kun trafikarbejdet for køretøjerne, som eksisterede i seneste statistiske år, som blot nu er blevet et år ældre. For at udregne hvor mange nye køretøjer, som skal indfases i første fremskrivningsår, summeres trafikarbejdet for hver køretøjskategori i 7, og på baggrund af 2 udregnes en manko, som angiver (8) hvor meget trafikarbejde, som mangles indenfor den givne køretøjskategori.
- Med 6 og 5 udregnes hvor meget af 8, som udføres ved indfasningen af nye typer køretøj. Herved udregnes (9) hvor meget trafikarbejde konventionelle nye køretøjer, som skal indfases i det første fremskrivningsår, skal udføre.
- 7 og 9 giver tilsammen (10) det samlede trafikarbejde fordelt på køretøjskategorier og køretøjsalder
- Med 10 og 3 udregnes det samlede energiforbrug for hver køretøjskategori.

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

Metoden anvender følgende køretøjskategorier:

Personbiler	Benzin	Lille (<1,4 l)
Personbiler	Benzin	Mellem (1,4-2,0)
Personbiler	Benzin	Stor (>2,0 l)
Personbiler	Diesel	Lille
Personbiler	Diesel	Mellem
Personbiler	Diesel	Stor
Personbiler	Gas	Alle
Personbiler	El	Mellem (<1,6 t)
Personbiler	El	Stor (>1,6 t)
Personbiler	Brint	Alle
Varebiler	Benzin	Varebil
Varebiler	Diesel	Varebil
Varebiler	Gas	Varebil
Varebiler	El	Varebil
Anh & sættevognstog	Diesel	Diesel TT/AT 28 - 34t
Anh & sættevognstog	Diesel	Diesel TT/AT 34 - 40t
Anh & sættevognstog	Diesel	Diesel TT/AT 40 - 50t

Anh & sættevognstog	Diesel	Diesel TT/AT 50 - 60t
Anh & sættevognstog	Diesel	Diesel TT/AT >60t
Sololastbil	Diesel	<12t
Sololastbil	Diesel	>12t
Anh & sættevognstog	Gas	Diesel TT/AT 28 - 34t
Anh & sættevognstog	Gas	Diesel TT/AT 34 - 40t
Anh & sættevognstog	Gas	Diesel TT/AT 40 - 50t
Anh & sættevognstog	Gas	Diesel TT/AT 50 - 60t
Anh & sættevognstog	Gas	Diesel TT/AT >60t
Sololastbil	Gas	<12t
Sololastbil	Gas	>12t
Rutebus	Diesel	Rutebus
Rutebus	Gas	Rutebus
Rutebus	El	Rutebus
Turistbus	Diesel	Turistbus
Motorcykel	Benzin	Alle

Tabel 60: Kategorierne af køretøjer på vej anvendt i Energistyrelsens Transportmodel

### 7.3.2 Input til fremskrivning af vejtransporten

Som metoden angiver, er det altså input 1-6, som kræves for at lave udregningerne. 7-10 er således udelukkende resultater af 1-6. Grundlaget for 1-6 gennemgås i de følgende afsnit.

#### 7.3.2.1 Trafikarbejdet opdelt på køretøjskategorier for seneste statistiske år

Der anvendes en samlet statistik fra Danmarks Tekniske Universitet. Statistikken er baseret på data fra Vejdirektoratet.

Vejdirektoratet opgør hvert år trafikarbejdet med danske køretøjer fordelt på overordnede kategorier.

Trafikarbejdet er i perioden 2001-2004 opgjort i underopdelte kategorier, og i 2015 har Trafikstyrelsen/Vejdirektoratet opdateret denne statistik med trafikarbejdet for 2014 og årskørslerne fordelt på køretøjsårgange baseret på odometer aflæsninger ved bilsyn.

Trafikarbejdet i disse overordnede kategorier anvendes som basis for den videre fordeling af trafikarbejdet på de diverse underkategorier (vægteklasse, drivmiddel, årgange etc.). Fordelingen sker ved at benytte fordelingen af bestanden på forskellige kategorier af køretøjer indenfor de ovennævnte hovedgrupper. Dette forudsætter en antagelse om, at alle typer af køretøjer indenfor en given hovedkategori principielt kører lige meget, hvilket åbenlyst ikke er korrekt, men dog bedste bud. Det vurderes ikke at være en antagelse, som leder til væsentlig usikkerhed i resultaterne.

Grundet inputtet størrelse, er det ikke muligt at gengive dem her, men de kan fås ved henvendelse til Energistyrelsen

### 7.3.2.2 *Udviklingen i trafikarbejde*

Der anvendes kørsler fra Landstrafikmodellen (LTM) til fastsættelse af den forventede udvikling i vejtransporten. Der er anvendt den nyeste version af LTM (version 1.083), hvor der bl.a. er rettet nogle fejl i efterspørgselsfremskrivningen ift. tidligere modeludgaver.<sup>108</sup>

For at lave en fremskrivning, der er i overensstemmelse med tilgangen for parametre uden for energiområdet, laves der en justering af resultaterne fra LTM. Kørslen fra LTM er baseret på en forventet økonomisk udvikling af ældre dato (konvergensprogram 2013), ligesom der kun er inkluderet allerede vedtagne og finansierede vej- og trafikprojekter, dvs. projekter til og med 2020.

Dette vurderes ikke at repræsentere den mest sandsynlige udvikling for transportsektoren, hvorfor LTM kørslerne justeres. Dette gøres dels for at afspejle den nuværende forventning til den generelle økonomiske vækst (FFL2017), dels for at afspejle en forventning om fortsat udbygning med vej- og trafikprojekter i perioden efter 2020. Selvom disse projekter ikke er vedtaget endnu, forventes der en løbende udbygning af vejinfrastrukturen, som imødekommer den stigende trafik og behovet for øget mobilitet. Der er ligeledes fremadrettet afsat en vis finansiering til infrastrukturer på de offentlige budgetter, som forventes at blive udmøntet i konkrete projekter.

Justeringen laves ved at opdele væksten i transportarbejde fra LTM i to komponenter; et der beskriver væksten fra trafikprojekterne, og et der beskriver væksten som resultat af den generelle økonomiske vækst. Komponenten, der afhænger af økonomisk vækst, justeres til den nuværende forventning til vækst i BNP, og komponenten, der afhænger af trafikprojekterne, videreføres i samme størrelse i perioden efter 2020, som den udgør i perioden frem til 2020.

Ud over denne vækst medtages også effekterne af den i 2016 vedtagne ændring af registreringsafgiftssatsen fra 180 pct. til 150 pct., samt forhøjelsen af skalaknækket. SKAT har estimeret, at begge ændringer hver vil medføre en vækst i bilparken på lidt over 2000 ekstra solgte biler pr. år.

Samlet estimeres udviklingen i trafikarbejdet som angivet nedenfor:

	BF2015			BF2017		
	2010-2020	2021-2030	2031-2035	2010-2020	2020-2030	2031-2035
<b>Personbiler</b>	1,90 %	1,64 %	0 %	1,73 %	1,66 %	1,48 %
<b>Varebiler</b>	1,52 %	1,24 %	0 %	1,29 %	1,17 %	1,00 %
<b>Lastbiler</b>	2,10 %	1,50 %	0 %	1,60 %	1,29 %	0,97 %
<b>Busser</b>	0,47 %	0,47 %	0 %	0,47 %	0,47 %	0,47 %

Tabel 61: Den anvendte vækst i trafikarbejdet i BF17 for vejtransporten

### 7.3.2.3 *Udviklingen i energieffektivitet*

Den historiske udvikling i energieffektivitet findes tilbage til 1964. Før denne dato er antaget konstant energieffektivitet i den bagudliggende periode.

<sup>108</sup> Modellen udvikles og vedligeholdes af DTU Transport. For yderligere information og dokumentation af LTM henvises til [www.landstrafikmodellen.dk](http://www.landstrafikmodellen.dk)

Den fremtidige udvikling i energieffektivitet er for personbiler baseret både på EU-præstationsnormer for personbiler og på Energistyrelsens Alternative Drivmiddel-model. Det antages for personbiler, at de frem til 2020 gradvist og lineært udvikler sig således, at den samlede emission fra de indfasede personbiler i 2020 bliver mindre end 95 g. CO<sub>2</sub>/km. Emissionen bliver dog korrigeret med en 'realitetsfaktor' for at tage højde for, at personbiler under almindelig brug har en højere emission end angivet af normen. Fra 2020 og frem anvendes effektiviseringsraterne fra Alternativ Drivmiddelmodellen.

For øvrige vejtransportmidler er den fremtidige udvikling i energieffektivitet baseret på Alternativ Drivmiddelmodellen.

De estimerede energieffektiviteter for transportmiddelkategorierne for vejtransport (se afsnit 7.3.1) er anvendt som input i Nationalt center for miljø og Energis transportmodel, som for hver transportmiddelkategori og årstal angiver et energiforbrug/km. Dette tal afviger til tider fra estimaterne angivet i Alternativ Drivmiddelmodellen, hvilket skyldes, at transportmiddelkategorierne, som er anvendt i denne model, ofte er bredere end kategorierne anvendt i Nationalt center for miljø og Energis transportmodel. Dette muliggør forskydninger indenfor kategorien, såsom f.eks. en tendens mod mindre køretøjer indenfor en kategori og et heraf mindre energiforbrug, hvilket kan betyde en højere stigning i energieffektiviteten for en kategori end angivet i Alternativ Drivmiddelmodellen.

Grundet inputtet størrelse, er det ikke muligt at gengive dem her, men de kan fås ved henvendelse til Energistyrelsen

#### **7.3.2.4 *Køretøjernes overlevelse***

Køretøjernes overlevelse er baseret på den gennemsnitlige overlevelse for hver årgang fra registerdata 1993-2012. Den anslåede overlevelse er ens for de overordnede køretøjskategorier. Den årlige overlevelse efter køretøjets 35 år er antaget konstant.

Det er for nye køretøjer, såsom elbiler, antaget, at de har samme overlevelse som øvrige køretøjer indenfor deres kategori.

Datasættet leveres af Danmarks Tekniske Universitet.

Grundet inputtet størrelse, er det ikke muligt at gengive dem her, men de kan fås ved henvendelse til Energistyrelsen

#### **7.3.2.5 *Udviklingen i kørselslængde opdelt efter køretøjskategori og køretøjets alder***

Udviklingen i kørselslængde er baseret på Vejdirektoratets opgørelser. Vejdirektoratet opgør hvert år trafikarbejdet med danske køretøjer fordelt på overordnede kategorier. Primært på baggrund af synsdata fra 2014 er følgende udviklingen i kørselslængde estimeret og anvendt i transportmodellen:



Køretøjskategori			Årlig reduktion i årskørsel
Personbiler	Benzin	Lille (<1,4 l)	2,2 %
Personbiler	Benzin	Mellem (1,4-2,0)	2,2 %
Personbiler	Benzin	Stor (>2,0 l)	2,2 %
Personbiler	Diesel	Lille	2,2 %
Personbiler	Diesel	Mellem	2,2 %
Personbiler	Diesel	Stor	2,2 %
Personbiler	Gas	Alle	2,2 %
Personbiler	El	Mellem (<1,6 t)	2,2 % *
Personbiler	El	Stor (>1,6 t)	2,2 % *
Personbiler	Brint	Alle	2,2 % *
Varebiler	Benzin	Varebil	2,3 %
Varebiler	Diesel	Varebil	4,4 %
Varebiler	Gas	Varebil	2,3 % *
Varebiler	El	Varebil	2,3 % *
Anh & sættevognstog	Diesel	Diesel TT/AT 28 - 34t	9 %
Anh & sættevognstog	Diesel	Diesel TT/AT 34 - 40t	9 %
Anh & sættevognstog	Diesel	Diesel TT/AT 40 - 50t	9 %
Anh & sættevognstog	Diesel	Diesel TT/AT 50 - 60t	9 %
Anh & sættevognstog	Diesel	Diesel TT/AT >60t	9 %
Sololastbil	Diesel	<12t	10 %
Sololastbil	Diesel	>12t	10 %
Anh & sættevognstog	Gas	Diesel TT/AT 28 - 34t	9 % *
Anh & sættevognstog	Gas	Diesel TT/AT 34 - 40t	9 % *
Anh & sættevognstog	Gas	Diesel TT/AT 40 - 50t	9 % *
Anh & sættevognstog	Gas	Diesel TT/AT 50 - 60t	9 % *
Anh & sættevognstog	Gas	Diesel TT/AT >60t	9 % *
Sololastbil	Gas	<12t	10 % *
Sololastbil	Gas	>12t	10 % *
Rutebus	Diesel	Rutebus	4 %
Rutebus	Gas	Rutebus	4 % *
Rutebus	El	Rutebus	4 % *
Turistbus	Diesel	Turistbus	4 %
Motorcykel	Benzin	Alle	2,2 %

Tablet 62: Årlige reduktion i årskørsel for hver køretøjskategori for vejtransporten

\*Antaget

### 7.3.2.6 Indfasningen af nye typer køretøjer igennem fremskrivningsperioden

I forhold til indfasning af nye typer køretøjer medtages her elperson- og varebiler, elbusser, gasbusser og gaslastbiler.

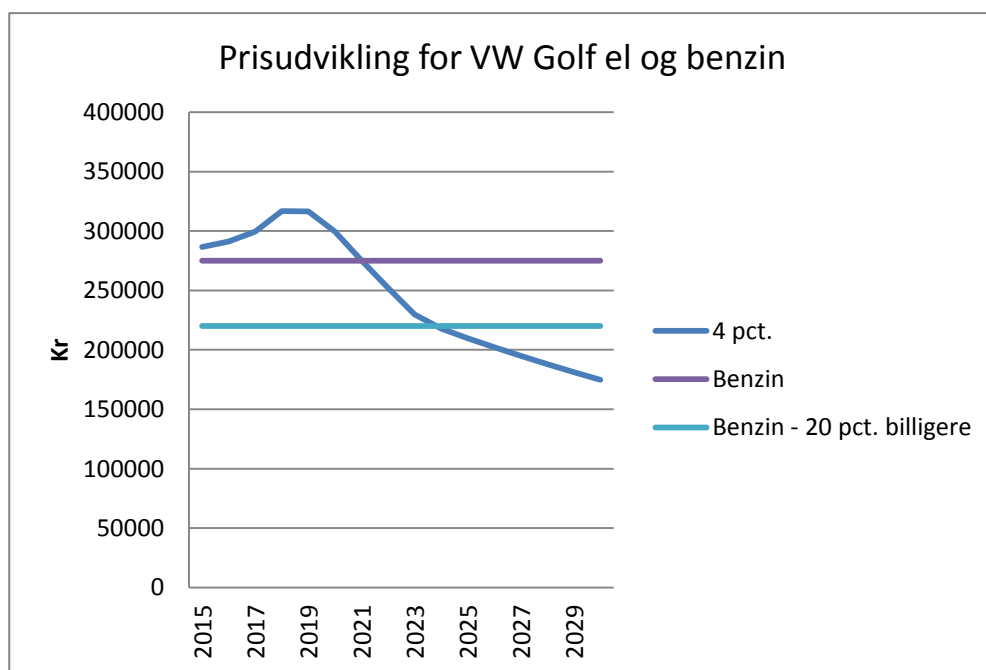
### 7.3.2.6.1 Indfasningen af elektriske transportmidler

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

Vurderingen for indfasningen af elbiler og elvarebiler tager udgangspunkt i en vurdering af indfasningen af elbiler. Det antages, at indfasningen af elvarebiler vil følge samme mønster.

Det antages på baggrund af Skatteministeriets vurdering<sup>109</sup> og på baggrund af Energistyrelsens Alternativ Drivmiddelmodel, at elbilens pris vil falde med 4 pct. pr år.

For at omsætte antagelsen omkring salgspris til en ændring i bestand fastsættes et primært skøn over effekten af salgsprisændringen på salget af elbiler. Dette skøn tager udgangspunkt i nedenstående prisforskelle på konventionelle biler og en tilsvarende elbil. Det inkluderer også indfasningen af registreringsafgift frem mod 2020 og det forventede prisfald for elbilen:



Figur 76: Den forventede prisudvikling for en VW Golf på el og benzin under antagelse om uændret batteristørrelse.

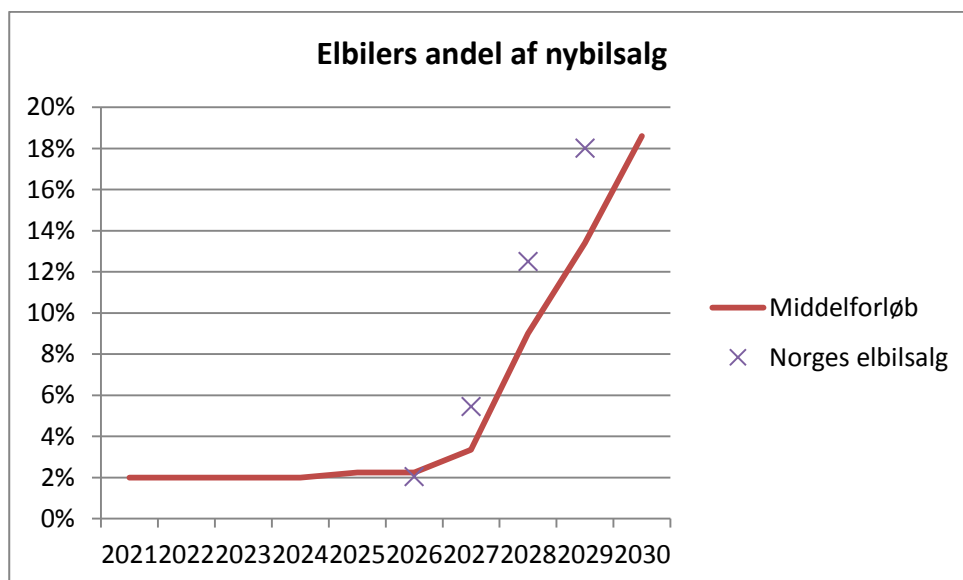
Perioden op til 2016, hvor der var fuld afgiftsfritagelse på elbiler, medførte, at sammenlignelige elbiler og benzinbiler i mellemprisklassen kunne købes til meget sammenlignelige priser. Det viste sig dog, at sammenlignelige priser ikke var tilstrækkeligt til at drive et større gennembrud i salget af elbiler. Salget var i denne periode omkring 1 pct. af det samlede bilsalg.

<sup>109</sup> Aftale mellem regeringen (V) og Socialdemokratiet, Dansk Folkeparti og Radikale Venstre om de fremtidige afgiftsvilkår for elbiler og brændselscellebiler. Findes på [http://www.skm.dk/media/1265173/091015\\_aftaletekst\\_elbiler.pdf](http://www.skm.dk/media/1265173/091015_aftaletekst_elbiler.pdf)

Det forventes på denne baggrund, at elbilen, med den rækkeviddebegrænsning der er for elbiler med små batterier (ca. 25 kWh), skønsmæssigt skal være 20 pct. billigere end benzinen, før den mere generelt bliver set som et jævnbyrdigt alternativ. Denne forskel kan gøres mindre ved at øge batteristørrelsen og evt. øge ladehastigheden. Det forventes da også i branchen, at det ikke vil være hele den forventede prisreduktionen, som kommer af den teknologiske udvikling, der vil slå igennem som en reduktion i salgsprisen, men at den helt eller delvist vil blive omsat til større batteri. Det antages dog, at de 20 pct. reduktion er nødvendig, uanset om denne sætter sig igennem som en reduktion i salgsprisen eller et større batteri. Dette betyder, at et mere reelt gennembrud for elbiler med de anvendte forudsætninger forventes omkring 2025.

Det er forbundet med væsentlige usikkerheder at vurdere, hvor hurtigt salget af elbiler vil stige. Energistyrelsen har taget udgangspunkt i erfaringer fra Norge, som har oplevet verdens hurtigste indfasning af elbiler, og antaget, at indfasningshastigheden maksimalt vil foregå som der. Da prisfaldet betragtes som moderat, er det antaget en indfasningshastighed, som svarer til 70 pct. af indfasningshastigheden i Norge.

På denne baggrund og på baggrund af den generelle tendens til, at indfasningen af ny teknologi sker i 's-formede kurver', fås følgende andel elbiler i nybilsalget:



**Figur 77: Andelen af elbiler af det samlede nysalg.** I årene frem til og med 2020 er anvendt den fremskrivning af elbilsalget, der er lagt til grund for "aftalen om de fremtidige afgiftsvilkår for elbiler og brændselsceller af 9. oktober 2015". Fra 2021 er anvendt en model for fremskrivning af elbilsalget, der er under fortsat udvikling. Vurderingen af elbilsalget er således forbundet med stor usikkerhed.

For at omsætte andelen af elbilerne i nybilsalget til andelen af bestanden af personbiler antages, at elbilerne har samme udskiftningstakt som øvrige personbiler.

På denne baggrund antages følgende indfasning af el- og varebiler i BF17:

Udvikling i bestand af elbiler og elvarebiler	BF15	BF17
2016:		
Andel af salg	0,2 %	0,7 %
Andel af bestand	0,2 %	0,3 %
2020:		
Andel af salg	0,4 %	3,7 %
Andel af bestand	0,3 %	1,0 %
2025:		
Andel af salg	1 %	2,3 %
Andel af bestand	0,4 %	1,6 %
2030:		
Andel af salg		19 %
Andel af bestand		4 %

**Table 63: Andelen af elbiler i bestand og nysalg igennem fremskrivningsperioden**

I forhold til indfasningen af elrutebusser indikerer Energistyrelsens Alternative Drivmiddelmodel, at elbusser først efter 2030 vil være konkurrencedygtige med almindelige busser. Herudover giver anvendelsen af el i stedet for diesel ikke væsentlige selskabsøkonomiske besparelser på grund af afgiftstrykket på el. Det antages dog på baggrund af kommuners interesse for grøn transport, at der vil komme diverse kommunale tiltag, som vil kunne drive en vis udvikling på elbusområdet, også før 2030. På denne baggrund sker der i BF17 en vis indfasning af elbusser, således at de i 2030 udgør omkring 5 pct. af den samlede bestand.

Energistyrelsen arbejder på at udvikle en decideret bilvalgsmodel (som evt. vil kunne omfatte busvalg). Modellen forventes at kunne anvendes til næste basisfremskrivning.

#### 7.3.2.6.2 Indfasningen af gasdrevne transportmidler

Teknisk er gas både til tung og let transport veludviklet. Der er dog stadig ikke udviklet motorer til de største lastbiler, ligesom anvendelsen af gas i form af CNG (compressed natural gas) giver visse begrænsninger i forhold til rækkevidde. Der er dog på trods af disse mindre begrænsninger store muligheder for at anvende gas. Anvendelsen af gas til transport er i dag i høj grad begrænset af markedsprisen, som både for køretøj og drivmiddel er lidt højere end for konventionelle køretøjer og drivmidler. Det forventes, at forskellen i markedsprisen for gas- og dieselskøretøjerne gradvist vil udlignes, men, som angivet ift. brændselspriser anvendt for BF17, vil gasprisens udvikling i store træk følge udviklingen i olie og diesel. Det kan på den basis forventes, at selvom gaskøretøjer prismæssigt forventes at blive mere sammenlignelige med dieselskøretøjer, vil denne ændring ikke være tilstrækkelig til at sikre en stor indfasning af gaskøretøjer. Den begrænsede indfasning af gaskøretøjer, som forventes i fremskrivningsperioden forventes derimod drevet af interessen for at anvende opgraderet biogas (evt. via certifikater). Der er en vis interesse herfor hos vognmænd og busselskaber. Energistyrelsens Biogas Taskforce forventer, at salget af biogas vil udgøre følgende andel af dieselen til tung transport:

År	Andel i pct.
2020	0,2 %
2025	0,5 %
2030	0,8 %
2035	1,1 %

**Table 64: Biogassens energiindhold i forhold til dieselen anvendt til tung transport**

Det antages, at anvendelsen vil fordele sig ligeligt på busser og lastbiler.

### 7.3.2.7 *Biobrændstofandele*

Iblanding af biobrændstoffer sker i dag både som følge af biobrændstofloven, som dikterer, at 5,75 pct. af de anvendte fossile drivmidler skal erstattes af biobrændstoffer på energibasis, og mineralolie-loven, som i praksis dikterer, at der iblandes 5 pct. bioætanol i benzin (E5) og 7 pct. biodiesel i diesel (B7) på volumenbasis. Som angivet i afsnittet om frozen policy ovenfor, holdes disse iblandingskrav fast igennem fremskrivningsperioden. Dette betyder blandt andet, at der ikke medtages den øgede iblanding, som kræves for, at Danmark lever op til EU's forpligtelse ift. VE i transport, da denne ikke er vedtaget endnu.

Olieselskabernes anvendelse af E5 og B7 standarderne er næsten tilstrækkeligt til at opfylde biobrændstofloven. I de tilfælde hvor det ikke er tilstrækkeligt, har olieselskaberne tre muligheder:

- Iblanding af HVO<sup>110</sup> i diesel ud over de 7 pct. på volumenbasis.
- Køb af såkaldte tickets fra operatører, som anvender biogas i gasdrevne transportmidler. Biogas tæller også som et biobrændstof og kan derfor også anvendes til at opfylde iblandingsforpligtelsen i henhold til biobrændstofloven.
- Iblanding af 2. g. biobrændstoffer. 2. g. biobrændstoffer tæller dobbelt i forhold til målsætningen i biobrændstofloven. Der skelnes mellem 2. g. biobrændstoffer baseret på typisk animalsk fedt og brugt fritureolie, og såkaldt avancerede biobrændstoffer, som fx er baseret på halm. 2. g. biobrændstofferne vil, når anvendt, fortrænge en del af 1. g. biobrændstoffet som typisk bruges i E5 og B7 standarderne. Den fysiske iblanding af biobrændstoffer bliver herved ikke større, men biobrændstofferne tæller mere ift. iblandingskravet. Det er i FL2016 vedtaget at anvende 0,9 pct. avancerede biobrændstoffer fra 2020 og frem.

Olieselskaberne anvender disse tre muligheder afhængigt af, hvad der økonomisk bedst kan betale sig. Det antages her, at tickets fra anvendelse af biogas vil være den billigste måde at opfylde en evt. manko i iblandingskravet på, i den udstrækning, at disse tickets er til rådighed. For de øvrige muligheder, iblanding af HVO og 2. g. biobrændstoffer, antages de hver at udgøre halvdelen af mankoen. I forhold til iblandingen af 2. g. biobrændstoffer skal det dog nævnes, at avancerede biobrændstoffer forventes at være dyrere end

<sup>110</sup> HVO er hydrogeneret vegetabilsk olie, som er et biobrændstof, som kan anvendes på helt lige fod med diesel. Dette betyder, at HVO ikke er omfattet af 'blend walls' som almindelig FAME biodiesel, og kan derfor iblandes udover de 7 %, som er dikteret af B7 standarden. Det antages her, at HVO er et 1. g. biobrændstof, dvs. baseret på fødevarer, på trods af at HVO der til tider anvendes 2. g. HVO.

almindelige 2. g. biobrændstoffer (f.eks. baseret på animalsk fedt), og det antages derfor her, at olieselskaberne vil foretrække iblanding af disse biobrændstoffer frem for avancerede biobrændstoffer.

Olieselskaberne har ikke praktisk mulighed for at iblande mindre end E5 og B7, hvis der skulle være tale om overopfyldelse af biobrændstofloven på grund af mineralolieafgiftsloven.

På denne baggrund er følgende iblanding antaget:

	2016	2020	2025	2030
<b>Krævet iblanding</b>				
1. g. bioætanol	5 % v/v i benzin (E5)	5 % v/v i benzin (E5)	5 % v/v i benzin (E5)	5 % v/v i benzin (E5)
1. g. biodiesel	7 % v/v i diesel (B7)	7 % v/v i diesel (B7)	7 % v/v i diesel (B7)	7 % v/v i diesel (B7)
Avancerede biobrændstoffer		0,9 % v/v	0,9 % v/v	0,9 % v/v
<i>Resultat ift. biobrændstofloven</i>	<i>5,36 %</i>	<i>6,02 %</i>	<i>6,05 %</i>	<i>6,03 %</i>
<b>Rest opfyldes via</b>				
Biogas tickets	0,1 %			
HVO	0,15 %, svarende til 0,24 PJ biodiesel eller 0,23 % på energibasis HVO i diesel			
2. g. biobrændstoffer (her antaget baseret på animalsk fedt)	0,07 %, svarende til 0,12 PJ eller 0,12 % 2. g. biodiesel i diesel			
<b>Total iblanding (på energibasis)</b>				
Bioætanol i benzin	3,27 %	3,27 %	3,27 %	3,27 %
Biodiesel i diesel	6,79 %	6,56 %	6,56 %	6,56 %
Biogas i naturgas	100 %	100 %	100 %	100 %

**Tabel 65: Den anvendte iblanding af biobrændstoffer i benzin og diesel. Bemærk at iblandingen ikke sikrer opfyldelse af 2020 målet for VE i transport.**

### 7.3.3 Metode anvendt til fremskrivning af jernbanes energiforbrug

I forbindelse med Energistyrelsens basisfremskrivning af Danmarks energiforbrug har Trafik- og Byggestyrelsen bidraget med fremskrivningen af jernbanens forbrug. Energistyrelsen har ikke bidraget til denne fremskrivning, og kan derfor heller ikke beskrive metoden anvendt til fremskrivningen i detaljer. Dog er nedenstående principper anvendt:

- Fjern- og regionaltoget: Der regnes med en lineær fremskrivning af antallet af togkm, da der løbende i perioden bliver etableret projekter, der øger kapaciteten på jernbanen. Skift fra diesel til el sker i 2015, hvor elektrificeringen af Esbjerg er etableret, i 2022, hvor der er elektrificeret til Rødby, i 2023, hvor der er elektrificeret til Aarhus og i 2026, hvor elektrificeringen af resten af nettet er sket.
- S-toget: Lineær fremskrivning

- Metro: Stigningen i trafikarbejdet sker i 2018, hvor metrocityringen forventes ibrugtaget, og i 2023, hvor metro til Sydhavnen forventes etableret.
- Andre tog: Ingen ændring i trafikarbejdet.
- Letbaner: Stigning i trafikarbejdet i 2017, hvor letbanen i Aarhus er etableret, i 2020, hvor letbanen i Odense er etableret, og i 2021, hvor letbanen i Ring 3 ibrugtages.
- Godstog: Lineær fremskrivning, jf. Trafikstyrelsens officielle prognose.

### 7.3.4 Input anvendt til fremskrivning af jernbanes energiforbrug

Statistikker anvendt for seneste historiske år og anvendte stigningsrater ift. konvertering til el fra diesel og trafikarbejde.

Historiske energiforbrug

PJ	2015
Diesel	3,36
El	1,43
<b>I alt</b>	<b>4,78</b>

Tabel 66: Diesel- og elforbruget til jernbanen i 2015

### 7.3.5 Metode anvendt til fremskrivning af luftfartens energiforbrug

Fremskrivningen baserer sig på:

1. Energiforbruget til luftfart fra seneste energistatistik
2. Vækstraten for flyvninger
3. Energieffektivisering af flyene

Og i forhold til fremskrivning af drivhusgasser emissionerne også:

4. Iblanding af biobrændstofferne

Energiforbruget regnes for første fremskrivningsår, som:

Seneste statistiske forbrug\*vækstraten for fremskrivningsåret/(1+energieffektiviseringsraten)

I forhold til udregning af drivhusgasserne multipliceres ovenstående med (1-iblandingen) for at få den fossile andel af flybrændstoffet.

### 7.3.6 Input anvendt til fremskrivning af luftfartens energiforbrug

Vækstrater, energieffektiviseringsrater, statistik for historisk år, og iblanding af biobrændstoffer.

Det historiske energiforbrug for luftfarten i PJ, er:

Lufttransport, indenrigs, fordelt på brændstoffer		2015
	Flyvebenzin	0,04
	JP1	1,22
	Øvrige	0
Lufttransport, udenrigs, fordelt på brændstoffer		
	Flyvebenzin	0
	JP1	36,97

Tabel 67: De anvendte brændstoffer i indenrigs- og udenrigsluftfarten i 2015

Fremskrivningen af energiforbruget til luftfart er baseret på vækstraten i trafikarbejdet fra EU's baseline fremskrivning fra 2013.

% årligt	2001-05	2006-2010	2011-15	2016-20	2021-2025	2026-2030
Trafikarbejde	3,24 %	1,88 %	2,76 %	2,73 %	2,84 %	2,90 %

Tabel 68: Den årlige stigning i trafikarbejdet for luftfarten

Energieffektiviseringen er på samme baggrund antaget at være:

% årligt	2011-15	2016-20	2021-2025	2026-2030
Energieffektivisering	0,69 %	1,55 %	2,03 %	2,37 %

Tabel 69: Den årlige energieffektivisering af trafikarbejdet for luftfarten

Da der ikke findes lovkrav omkring iblanding af biobrændstoffer, er fremskrivningen af dette baseret på branchens egne forventninger. Tabellen er i pct. af samlet brændstofforbrug og for både indenrigs- og udenrigsflyvning.

	2015	2020	2025	2030
Iblanding af biojet	0	1 %	3 %	5 %

Tabel 70: Iblanding af biojet i jetbrændstoffet for luftfarten

### 7.3.7 Metode anvendt til fremskrivning af forsvarets energiforbrug

Forsvarets energiforbrug baserer sig på forsvarets egne opgørelser for forgående år, samt fremskrivninger for de næste 2 år. Da der ikke er fuld overensstemmelse mellem forsvarets opgørelser for foregående års energianvendelse til transport og energistatistikken, anvendes det foregående års forbrug til at kalibrere forsvarets fremskrivninger. Efter forsvarets egen fremskrivningsperiode antages, at energiforbruget igennem fremskrivningsperioden holdes konstant fra seneste fremskrivningsår.

### 7.3.8 Input anvendt til fremskrivning af søfartens og forsvarets energiforbrug

Energistatistikken, forsvarets egne historiske angivelser af energiforbrug og forsvarets fremskrivninger. Grundet fortrolighed kan forsvarets fremskrivning af energiforbrug ikke offentliggøres.

Forsvarets energiforbrug er ifølge energistatistikken:



PJ	2015
Gas- og Dieselolie	0,74
Benzin og LVN	0,00
JP1 og JP4	0,61
Flyvebenzin	0,00
I alt	1,36

Tabel 71: Forsvarets brændstofforbrug i 2015

### 7.3.9 Metode anvendt til fremskrivning af søfartens energiforbrug

Det antages, at energiforbruget igennem fremskrivningsperioden holdes konstant fra seneste statistiske opgørelse.

### 7.3.10 Input anvendt til fremskrivning af søfartens energiforbrug

Seneste energistatistik for søfartens energiforbrug er:

PJ	2015
Fuelolie og Spildolie	0,04
Diesel	5,60
I alt	5,64

Tabel 72: Søfartens brændstofforbrug i 2015

## 7.4 Metodediskussion, herunder fremtidige forbedringer

Set i lyset af at tidshorisonten for BF er blevet længere i år, og også forventes at fortsætte med en længere tidshorisont i årene fremover, finder Energistyrelsen det relevant at forbedre fremskrivningerne af indfasningen af alternative transportmidler i vejtransporten. Dette drejer sig i særlig grad om elbiler, elvarebiler og elbusser, men også gasbusser og –lastbiler. På længere sigt kan brint også blive relevant at fremskrive systematisk i BF. I den sammenhæng forventer Energistyrelsen at udvikle en bilvalgsmode (og evt. lastbil- og busvalgsmode), som kan give bedre vurderinger af tidspunkter og hastigheder for indfasningen af særligt elbiler.

Fremskrivningen af udenrigsluftfartens energiforbrug er, som indikeret ovenfor, baseret på et metodegrundlag, hvor fremkomsten af de væsentlige input til fremskrivningen er ikke tilgængelige, herunder væksten i trafikarbejdet og energieffektivitetsudviklingen. På grund af udenrigsluftfartens størrelse i det samlede energiforbrug til transport forventer Energistyrelsen at søge indblik i dette metodegrundlag for på den baggrund at kunne vurdere, om der er behov for yderligere detaljering af arbejdet med denne del af fremskrivningen fremover.

Det kan her også nævnes, at selvom søfartens og forsvarets energiforbrug, som angivet ovenfor, er baseret på meget simple fremskrivninger, forventes det ikke, at der vil blive lavet mere detaljerede fremskrivningsmetoder til området i fremtidige BF. Dette skyldes, at deres betydning for transportens samlede energiforbrug udgør få procent, at der ikke findes officielle fremskrivninger på områderne og at fagfolk fra områderne indikerer, at de simple fremskrivninger er rimelige.

## 7.5 Resultater

I det følgende vises, hvordan den transportens energiforbrug forventes at udvikle sig frem mod 2030.

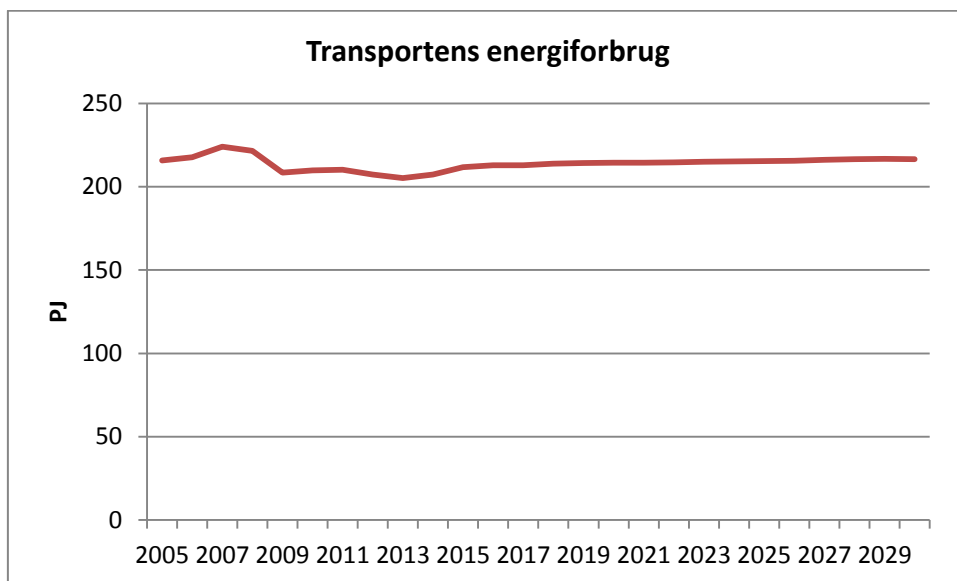
Som angivet i afsnit 2.2 regnes i BF17 på ét middelforløb . Herudover regnes også på, i hvilket omfang dette forløb er følsomt overfor variationer i parametre, som bliver vurderet som vigtige for udviklingen i transportens energiforbrug.

### 7.5.1 Status for transportens energiforbrug

Transportsektorens energiforbrug udgør i dag en tredjedel af Danmarks samlede endelige energiforbrug og består næsten udelukkende af fossile brændstoffer (95 pct.). Sektoren omfatter vejtransport, jernbanetransport, luftfart, indenrigssøfart samt forsvarsets energiforbrug til transport. Vejtransporten står for 75 pct. af energiforbruget, efterfulgt af luftfart der står for 19 pct., hvoraf 97 pct. er udenrigsluftfart. For vejtransporten står personbiler for 63 pct. af energiforbruget, varebiler og lastbiler står hver for hhv. 18 og 14 pct., mens busser og motorcykler udgør de resterende 5 pct.

Historisk har energiforbruget været støt stigende, indtil den økonomiske krise omkring 2008, der også tidsmæssigt faldt sammen med et større fokus på energieffektivitet i biler. Dette bevirkede tilsammen et fald i det samlede energiforbrug.

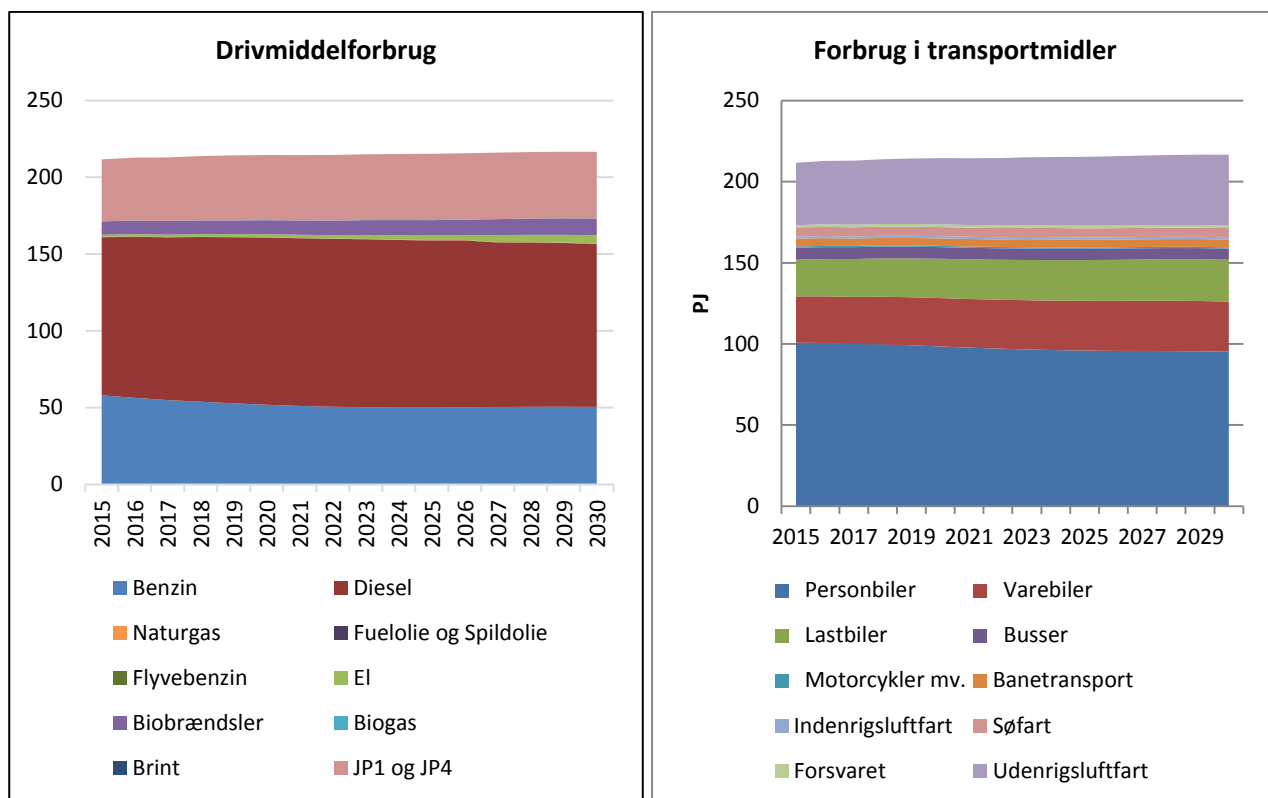
I de seneste par år er der dog igen sket en stigning i vejtransportens energiforbrug, hvilket i høj grad skyldes en stigning i det samlede antal personbiler trukket af en stigning i salget og anvendelsen af små benziner og mellemklasse dieselpersonbiler.



Figur 78: Transportens samlede energiforbrug i fremskrivningen

### 7.5.2 Udviklingen frem mod 2030

Udviklingen i transportens samlede energiforbrug fordelt på transportformer og drivmidler kan ses af nedenstående figurer:



Figur 79: Transportens samlede energiforbrug i fremskrivningen fordelt på drivmidler og transportmidler

Som det ses af Figur 79, er udviklingen i transportens energiforbrug meget konstant igennem perioden med en svag stigning på gennemsnitligt 0,15 pct./år. De helt overordnede drivere i udviklingen af transportens energiforbrug er udviklingen i trafikarbejdet, som løbende forventes at stige, den gradvise forbedring af energieffektiviteten for transportmidlerne, samt elektrificeringen af transporten. Sidstnævnte er dog i denne fremskrivning af meget lille betydning, som vil blive gennemgået nedenfor. I denne fremskrivning antages stigningen i trafikarbejdet således relativt nøjagtigt at modsvares af en stadig stigende energieffektivitet, således at det samlede energiforbrug forbliver på samme niveau.

Den svage stigning, som dog ses, kan tilskrives et øget energiforbrug til luftfart, lastbiltransport og varebiltransport i nævnte rækkefølge. Udenrigsluftfartens energiforbrug forventes at stige 12 pct. frem mod 2030. Et fald på ca. 5 pct. i personbilernes energiforbrug over hele perioden halverer den samlede stigning fra de nævnte transportmidler.

Grundet Basisfremskrivningens grundpræmis om 'frozen policy' (se afsnittet om 'frozen policy' ovenfor) indenfor energi og klimaområdet antages andelen af biobrændstoffer at forblive på nuværende niveau igennem fremskrivningsperioden. Iblandingen i 2020 kombineret med øvrig VE i transport vil således i denne fremskrivning ikke være tilstrækkeligt til at sikre opfyldelsen af Danmarks forpligtelse overfor EU om anvendelse af vedvarende energi i transport i 2020 (jf. VE direktivet).

### 7.5.3 Vejtransporten

Som det kan ses af ovenstående figur og nedenstående tabel, er det samlede energiforbrug til vejtransporten næsten konstant henover fremskrivningsperioden. Dette dækker over et fald for personbiler

og en stigning for lastbiler og varebiler. Det faldende energiforbrug for personbiler skyldes en effektivisering af bilparken som resultat af, at nye biler er mere effektive, såvel som at ældre biler udskiftes. Effektiviseringsraten er derfor højere end vækstraten i trafikarbejdet.

Andelen af energiforbruget i vejtransporten, der dækkes af benzin, er faldende. Dette skyldes, at personbilernes andel af det samlede energiforbrug falder til fordel for lastbiler, varebiler og busser. Disse køretøjer er næsten udelukkende på diesel. Herudover skyldes det også, at den fremtidige fordeling i salg af benzin og dieselmotorer antages at følge seneste historiske år, hvor der historisk set er blevet solgt relativt mange dieselmotorer. Der ligger således ingen teknologisk eller økonomisk vurdering til grund for denne udvikling, som ville kunne validere denne trend. Der er på det seneste set en tendens til, at bilproducenter har haft vanskeligt ved at møde emissionskravene for dieselmotorer. Hvis dette på sigt fører til, at dieselmotorer i mindre grad vil blive markedsført, og dieselandelen af nye biler kan herved blive mindre. De energimæssige konsekvenser af et sådant skift, alt andet lige, vil dog være marginale.

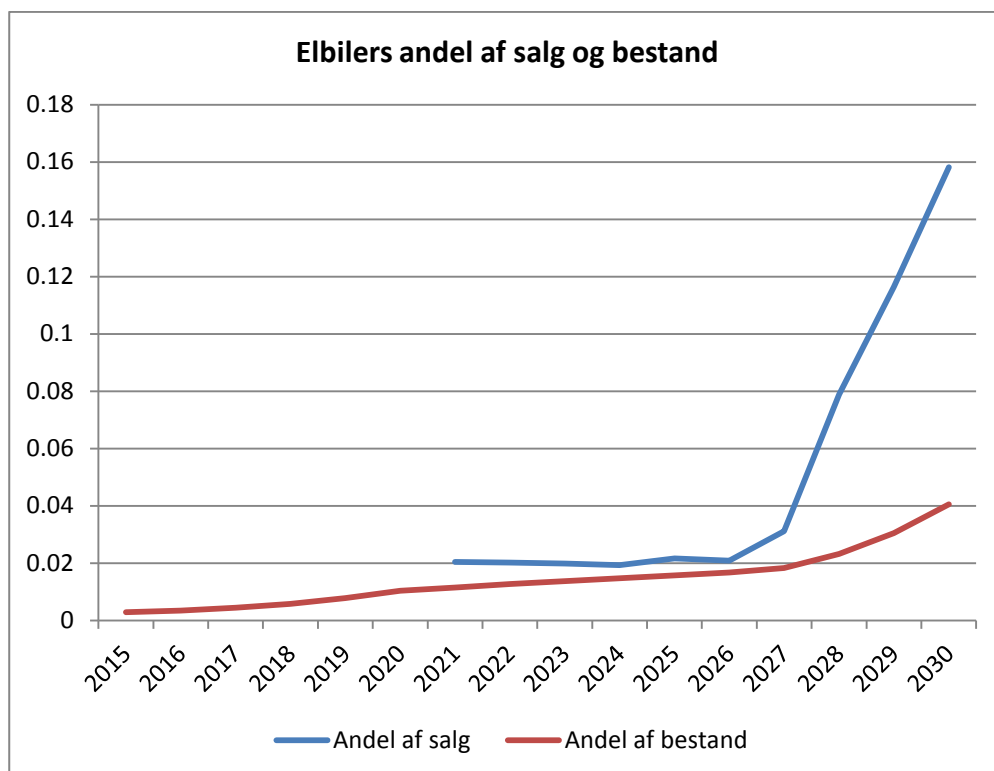
PJ	2015	2020	2025	2030
<b>Vejtransport</b>	160,1	160,4	159,4	159,5
<i>herunder</i>				
<i>Personbiler</i>	100,8	98,5	95,9	95,2
<i>Varebiler</i>	28,5	29,8	30,7	30,9
<i>Lastbiler</i>	22,6	24,2	25,1	25,8
<i>Busser</i>	7,4	7,2	7,0	6,9
<i>Motorcykler</i>	0,8	0,8	0,8	0,8

Tabel 73: Vejtransportens samlede energiforbrug i fremskrivningen

#### 7.5.4 Elektrificering af vejtransporten

Elektrificeringen af vejtransporten spiller en meget begrænset rolle igennem fremskrivningsperioden. El til vejtransport udgør således i 2030 kun 0,8 pct. af vejtransportens energiforbrug på trods af en relativ hurtig vækst fra 2025. Den hurtige indfasning efter 2025 skyldes en forventning om billiggørelsen af elbilen som følge af teknologiudvikling, hvilket bevirker at elbilen omkring 2025 vil blive konkurrencedygtig med konventionelle biler.

Dette peger på, at elektrificeringen af vejtransporten i forhold til energiforbruget indenfor en 2030 horisont kun får relativt begrænset betydning. Dette skyldes både, at salget først forventes tidligst at 'tage fart' fra 2025, men også, at bilparken på grund af dens relativt lange levetid tager lang tid at ændre. På trods af markante andele af elbiler i nysalget i 2030 tager det flere år før dette for alvor ses i bestanden. Dette ses i nedenstående figur. Elektrificeringen af vejtransporten får således kun langsomt effekt, men har til gengæld potentiale til at få meget stor effekt, når elektrificeringen endelig 'får fat'.



**Figur 80: Andelen af elpersonbiler i salg og bestand i fremskrivningen. Som det ses, er der en stor træghed i omstillingen af bilparken grundet bilernes relativt lange levetid. I årene frem til og med 2020 er anvendt den fremskrivning af elbilsalget, der er lagt til grund for "aftalen om de fremtidige afgiftsvilkår for elbiler og brændselsceller af 9. oktober 2015". Fra 2021 er anvendt en model for fremskrivning af elbilsalget, der er under fortsat udvikling. Vurderingen af elbilsalget er således forbundet med stor usikkerhed.**

Ud over el kan brint og biogas også spille en rolle i omstillingen fra fossile drivmidler til vedvarende energi. Disse drivmidler spiller dog en væsentlig mindre rolle i fremskrivningen end el, og er derfor ikke diskuteret yderligere her.

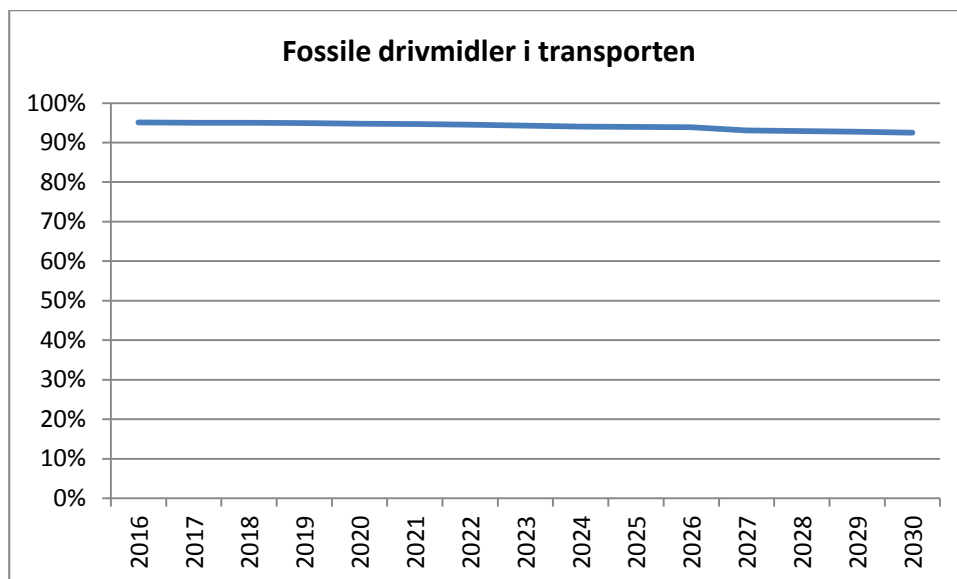
### 7.5.5 Flytransport

Flytransportens energiforbrug er styret af efterspørgslen efter flyrejser og udviklingen i energieffektivitet. Som angivet i figuren ovenfor er væksten i efterspørgsel højere end væksten i energieffektivitet, hvilket leder til det højere energiforbrug, svarende til en stigning på 12 pct. i 2030 i forhold til i dag. Der er på baggrund af branchens egne forventninger antaget en iblanding af biobrændstoffer i flybrændstoffet, som stiger op til 5 pct. i 2030. Det skal understreges, at der ikke ligger lovkrav til grund for denne iblanding, hvilket øger usikkerheden for om iblanding vil finde sted. Hvis den gør, vil det betyde, at det fossile energiforbrug indenfor luftfarten stadig stiger med 6 pct. frem mod 2030. Det er vigtigt at bemærke, at der er væsentlige usikkerheder ved fremskrivningen af luftfartens energiforbrug.

### 7.5.6 Fossiluafhængighed

Udfordringen med at sikre fossiluafhængighed i transportsektoren er stort set uændret, hvis der ses på det absolutte energiforbrug. Andelen af fossile drivmidler i transportens samlede energiforbrug falder med 3 pct. over fremskrivningsperioden fra 95 pct. til 92 pct. Den fortsatte elektrificeringen af jernbanen spiller den største rolle for dette. Elektrificeringen af vejtransporten og antagelsen om en mindre iblanding af biobrændstoffer i flybrændstof frem mod 2030 spiller også mindre roller.

Hertil skal dog også erindres, at det i BF17 på grund af frozen policy tilgangen antages, at iblandingen af biobrændstoffer til vejtransporten ikke øges frem mod 2020, som ville være krævet, hvis Danmark skulle leve op til sine forpligtelser ifølge VE direktivet. Havde der sket en øget iblanding, som kunne sikre opfyldelse af VE forpligtelsen, og var denne iblanding fastholdt igennem fremskrivningsperioden, ville det fossile drivmiddelforbrug være reduceret med yderligere ca. 1 pct. i 2030, hvis de billigste alternativer til at sikre opfyldelsen var anvendt. Udviklingen ses i figuren nedenfor.



Figur 81: Andelen af fossile drivmidler i transportens energiforbrug i fremskrivningen.

### 7.5.7 Forskelle mellem BF15 og BF17

Forskelle mellem tidligere BF og denne: Energiforbruget til transport er i BF17 i 2025 omkring 2 pct. højere end i BF15. Dette skyldes primært, at transportmodellen er blevet opdateret og nu inkluderer en mere realistisk udvikling af vejtransporten.

### 7.5.8 Følsomheder

Ovenstående resultater har vist én udvikling for transportens energiforbrug. Resultaterne er dog følsomme overfor ændringer i en række antagelser. I dette afsnit undersøges effekten af at variere antagelser, som både er usikre og har stor indflydelse på resultaterne. Disse er:

- Den økonomiske vækst. Den økonomiske vækst er korreleret med væksten i trafikarbejdet, som er en meget vigtig parameter for udviklingen i energiforbruget. Fremskrivningen er samtidig behæftet med relativt stor usikkerhed. Det vurderes rimeligt at variere den estimerede økonomiske vækst med  $\pm 0,25$  pct. Resultatmæssigt giver denne variation kun en effekt på vejtransporten. Det må forventes, at øvrige transportformer også ville blive påvirket af denne variation, men transportmodellen, som anvendes her, medtager kun økonomisk vækst som input i fremskrivningen af vejtransporten.
- Usikkerhed i modelleringen af væksten i trafikarbejdet. Der er i modelleringen af trafikarbejdet en række usikkerheder. Som nævnt ovenfor er væksten i trafikarbejdet vigtig for det samlede resultat. Det vurderes rimeligt at variere den estimerede vækst i trafikarbejdet med  $\pm 20$  pct.

- Udviklingen i energieffektivitet. Energieffektivitet er ud over væksten i trafikarbejdet helt central i forhold til opgørelsen af det samlede fremtidige energiforbrug i transportsektoren. Udviklingen i energieffektivitet er påvirket af såvel politikker, som teknologiske fremskridt, hvis udvikling begge er usikre. Det vurderes rimeligt at variere den estimerede stigning i energieffektiviteten med  $\pm 20$  pct.
- Antagelser om indfasningen af elektriske transportmidler. Elektrificeringen af transportmidlerne er væsentlig for både energiforbruget og CO<sub>2</sub> udledningen fra transportsektoren, da elektriske transportmidler er væsentligt mere energieffektive end tilsvarende konventionelle transportmidler. Herudover vil evt. CO<sub>2</sub>-udslip fra elproduktionen til den elektrificerede transport heller ikke finde sted i transportsektoren men derimod i el- og fjernvarmesektoren. Elektriske transportmidler har udviklet sig meget i de seneste år, og der er relativt store usikkerheder omkring, hvordan disse vil udvikle sig fremover, og i hvilken omfang dette vil lede til øget salg af elektriske transportmidler. I middelforløbet antages en 4 pct. reduktion i den årlige pris for elbiler og varebiler. En variation på  $\pm 2$  pct. årlig prisreduktion anses som værende realistisk.
- Antagelser om det fremtidige salg af biler fordelt på kategorier. Det antages i fremskrivningen, at det fremtidige salg af biler fordelingsmæssigt vil tilsvare fordelingen af biler solgt i seneste statistiske år. Dvs. at hvis 50 pct. af bilerne som sælges i seneste statistiske år er benzinbiler med mindre end 1,4 l motorstørrelse, antages, at 50 pct. af bilerne, som sælges fremover også vil være samme type biler. Der er dog sandsynligt, at fordelingen i fremtiden ikke vil svare til seneste statistiske år, da det er muligt, at der vil opstå en mætning af markedet ift. små biler. Af denne årsag er effekterne af et salg som tilsvarende fordelingen i den gennemsnitlige bestand (i stedet for salg) i seneste statistiske år, undersøgt.

Nedenfor gennemgås effekten af disse 4 variationer.

#### 7.5.8.1 *Ændret økonomisk vækst*

Som angivet ovenfor vurderes det rimeligt at variere den estimerede økonomiske vækst med  $\pm 0,25$  pct. Det antages således at det er muligt, at der igennem hele perioden i et forløb er en kontinuert højere vækst på 0,25 pct. end antaget som udgangspunkt. Tilsvarende antages det muligt, at der er et forløb med en tilsvarende kontinuert lavere vækst.

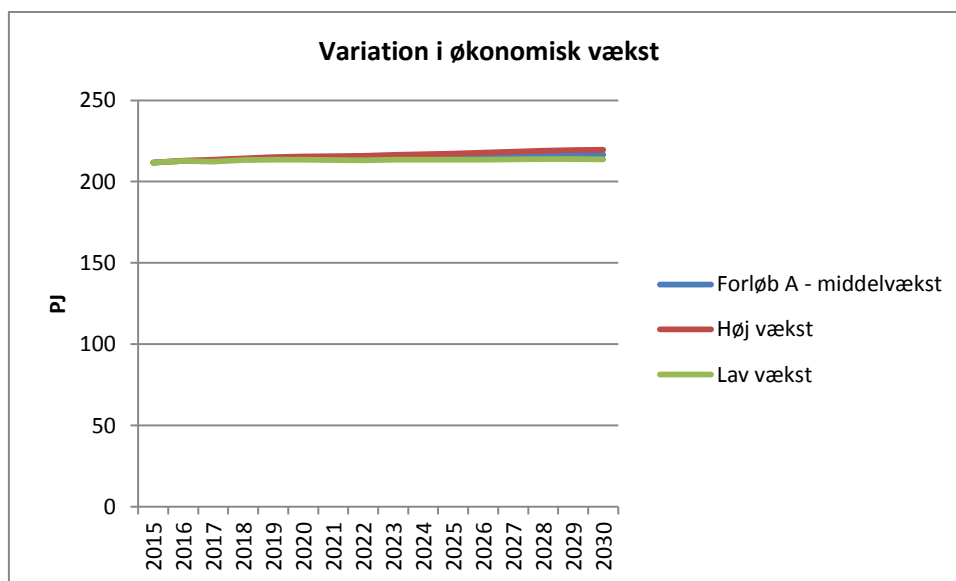
Der anvendes følgende elasticiteter for trafikarbejdet:

Elasticiteter	
Personbiler	0,44
Varebiler	0,46
Lastbiler	0,99
Busser	0

**Tabel 74:** Anvendte elasticiteter for trafikarbejdet

Elasticiteterne betyder, at hvis der er en vækst i BNP på 1 pct., vil der f.eks. være en tilsvarende vækst i trafikarbejdet på 0,44 pct. for personbiler.

Resultaterne af den hhv. højere og lavere vækst er i forhold til energiforbruget som vist i figurene nedenfor:



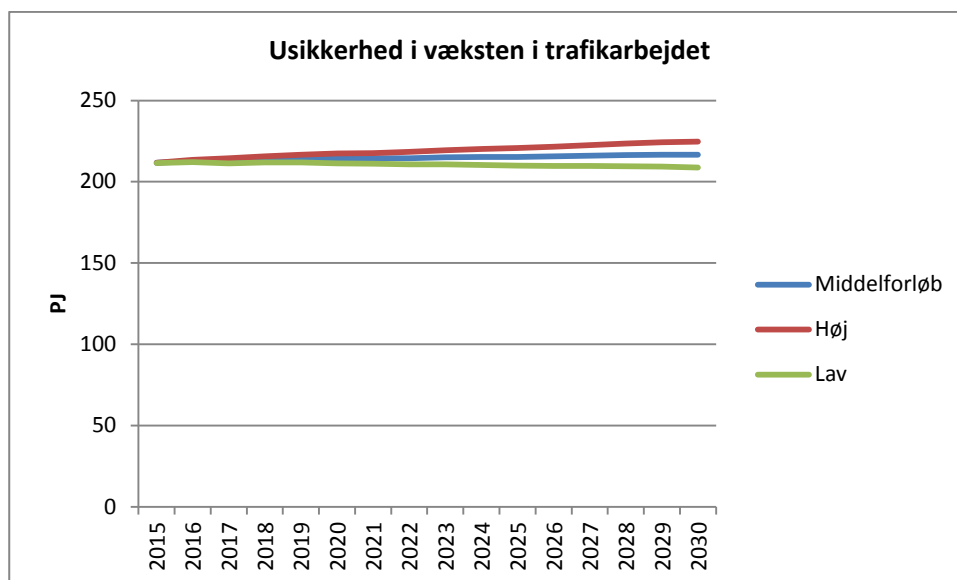
Figur 82: Effekten af variation i den økonomiske vækst på transportens samlede energiforbrug i fremskrivningen

Som det ses, er effekten af en ændring i den økonomiske vækst i den størrelsesorden, som er angivet her, af relativt lille betydning for det samlede energiforbrug. Ændringen fra det som her defineres som høj og lav vækst giver således en variation i energiforbruget i 2030 på 3 pct. Det skal dog bemærkes, at transportmodellen kun medtager den økonomiske vækst i vejtransportens udvikling, og en evt. effekt af ændringen i den økonomiske vækst på øvrige transportområder derfor ikke er medtaget her. Hvis man udelukkende ser på vejtransportens energiforbrug svarer ændringen fra høj til lav vækst til 4 pct.

#### 7.5.8.2 Usikkerhed i væksten i trafikarbejdet

Som angivet ovenfor er der en række usikkerheder i at fremskrive væksten i trafikarbejdet, og det vurderes at den modelmæssige usikkerhed på dette er omkring 20 pct. Denne usikkerhed adskiller sig fra ovenstående usikkerhed i den økonomiske vækst i og med at den økonomiske vækst er et input til beregningen af væksten i trafikarbejdet. Ovenstående refererer derfor til usikkerhed på input. Dette afsnit refererer til usikkerhed i modelleringen. Variationen i væksten er kun vurderet for vej- og flytransporten. Dette udgør tilsammen omkring 95 pct. af det samlede energiforbrug til transporten:



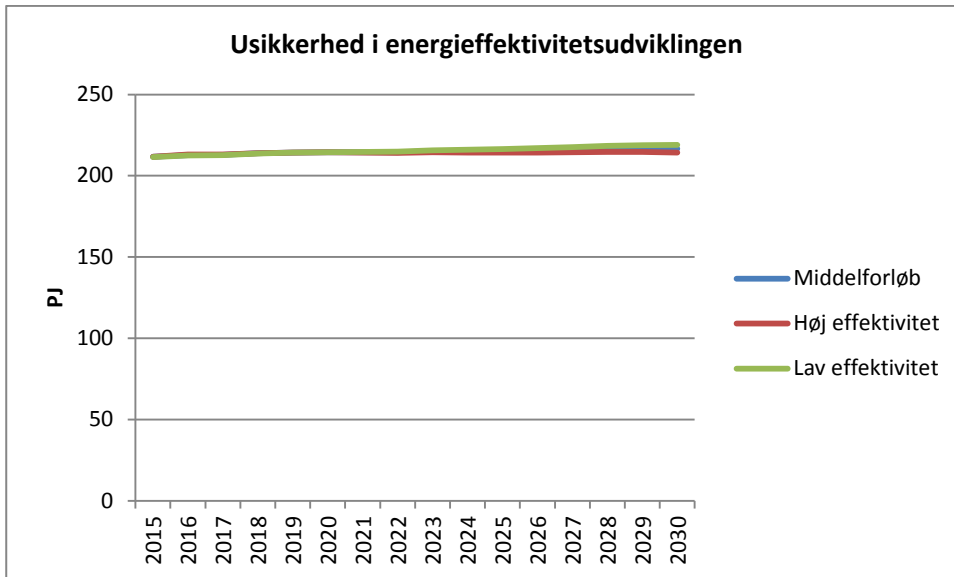


Figur 83: Effekten af variation i trafikarbejdet på transportens samlede energiforbrug i fremskrivningen

Som det ses giver usikkerheden i fremskrivningen af væksten en vis variation i det samlede energiforbrug. I 2030 giver variationen et spænd i det samlede energiforbrug på ca. 16 PJ eller 7 pct.

### 7.5.8.3 Usikkerhed i udvikling af energieffektiviteten

Som nævnt ved gennemgangen af transportens samlede energiforbrug, er udviklingen i energieffektiviteten helt central for den samlede udvikling i energiforbruget. Som angivet tidligere er der i denne fremskrivning en forventning om en væsentlig reel reduktion i energiforbruget pr. transportmiddelkm. Der har i den seneste tid været væsentlige diskussioner af, hvorvidt særligt bilproducenters angivelser af forbedringer af energieffektiviteten faktisk kan oversættes til reelle reduktioner i praksis. Det antages dog i denne fremskrivning at være tilfældet i den udstrækning, at det antages, at forskellen mellem bilproducenternes angivelser og bilernes reelle forbrug vil forblive konstant frem til 2020. Studier peger dog på, at dette muligvis ikke vil være tilfældet, og set i dette lys virker det rimeligt at lave en følsomhedsanalyse af variationer i den reelle forbedring af energieffektiviteten. En variation på  $\pm 20$  pct. af de angivne energieffektiviteter vurderes rimelig. Igen er variationen i energieffektiviteten kun medtaget for vej- og flytransporten.

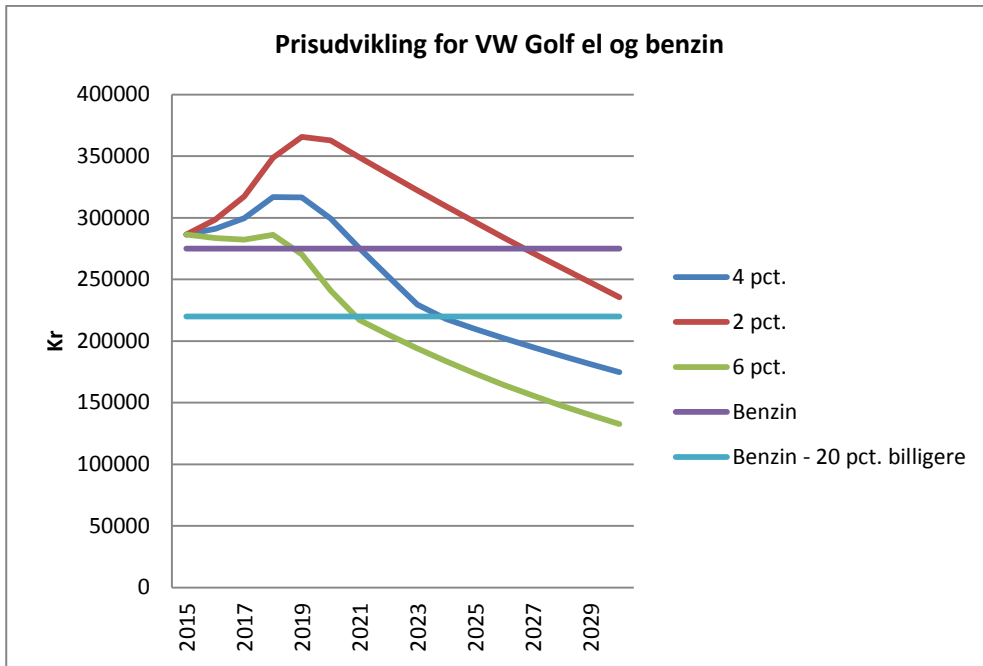


Figur 84: Effekten af variation i energieffektivitetsudviklingen på transportens samlede energiforbrug i fremskrivningen

Som figuren viser, har denne variation meget lille betydning for det samlede resultat. Variationen mellem høj og lav energieffektivitet bliver i 2030 på 5 PJ, eller 2 pct.

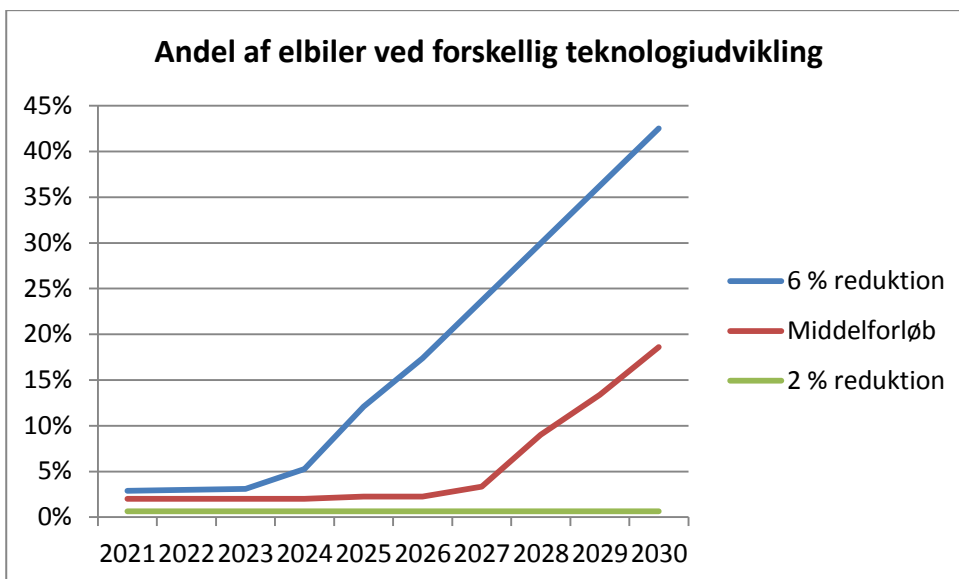
#### 7.5.8.4 Usikkerhed om elektrificeringen af transporten

Som angivet ovenfor, vurderes det muligt, at den årlige reduktion i elbilprisen kan variere med 2 pct. Dvs. at den sandsynlige variation vil ligge mellem 2 til 6 pct. reduktion årligt. Effekten af denne reduktion på prisen på en gennemsnits elbil kan ses af nedenstående figur. Det forventes på baggrund af branchens udmeldinger, at elbilen skal ned på omkring 80 pct. af prisen på konventionelle biler for alvor at være konkurrencedygtig på grund af elbilens kortere rækkevidde. Ved en prisreduktion på 6 pct. årligt forventes elbilen således at begynde en mere væsentlig markedsgennemtrængning omkring 2022, mens den ved en årlig prisreduktion på 2 pct. ikke forventes for alvor at blive konkurrencedygtig før 2030.



Figur 85: Udviklingen i prisen på en VW e-golf under forskellige antagelser omkring prisudvikling før skatter og afgifter

På den baggrund antages følgende udvikling i nysalget:



Figur 86: Andelen af elbiler i nysalget som følge af forskellige prisudviklinger for elbilen. I årene frem til og med 2020 er anvendt den fremskrivning af elbilsalget, der er lagt til grund for "aftalen om de fremtidige afgiftsvilkår for elbiler og brændselscellebiler af 9. oktober 2015". Fra 2021 er anvendt en model for fremskrivning af elbilsalget, der er under fortsat udvikling. Vurderingen af elbilsalget er således forbundet med stor usikkerhed.

For at omsætte andelen af elbilerne i nysalget til andelen af bestanden af personbiler antages, at elbilerne har samme udskiftningstakt som øvrige personbiler.

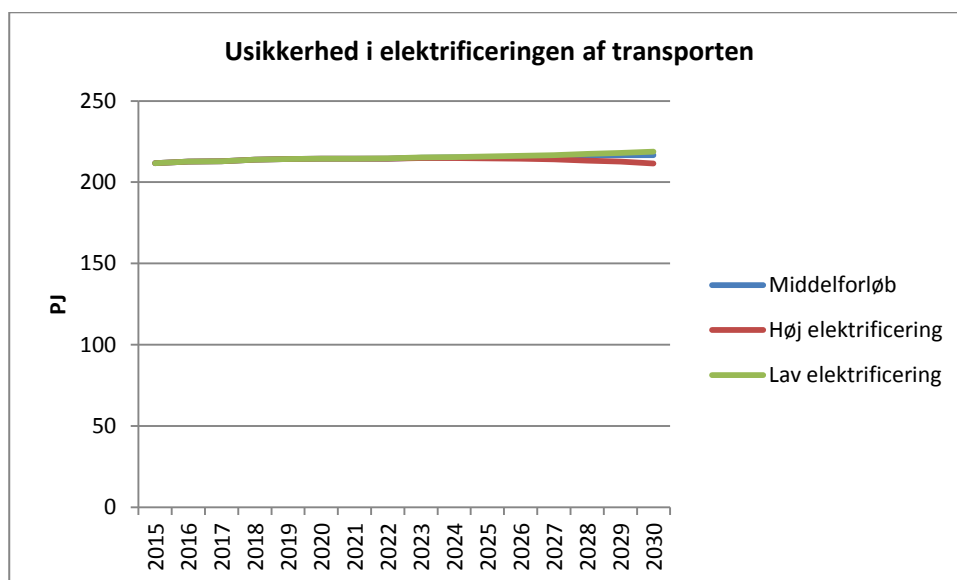
Elvarebilerne antages at følge samme takt i salget som elbiler.

På denne baggrund antages følgende indfasning af el- og varebiler i BF17:

Udvikling i bestand af elbiler og elvarebiler	Middel-forløb	6 pct. reduktion	2 pct. reduktion
2016:			
Andel af salg	0,7 %	0,7 %	0,7 %
Andel af bestand	0,3 %	0,3 %	0,3 %
2025:			
Andel af salg	2,3 %	12 %	0,6 %
Andel af bestand	1,6 %	2,6 %	1,1 %
2030:			
Andel af salg	19 %	43 %	0,6 %
Andel af bestand	4 %	11 %	1,0 %

Tabel 75: Andelen af elbiler i nysalget og bestand som følge af forskellige prisudviklinger for elbilen

Det resulterende energiforbrug til transport bliver på baggrund af ovenstående variation:

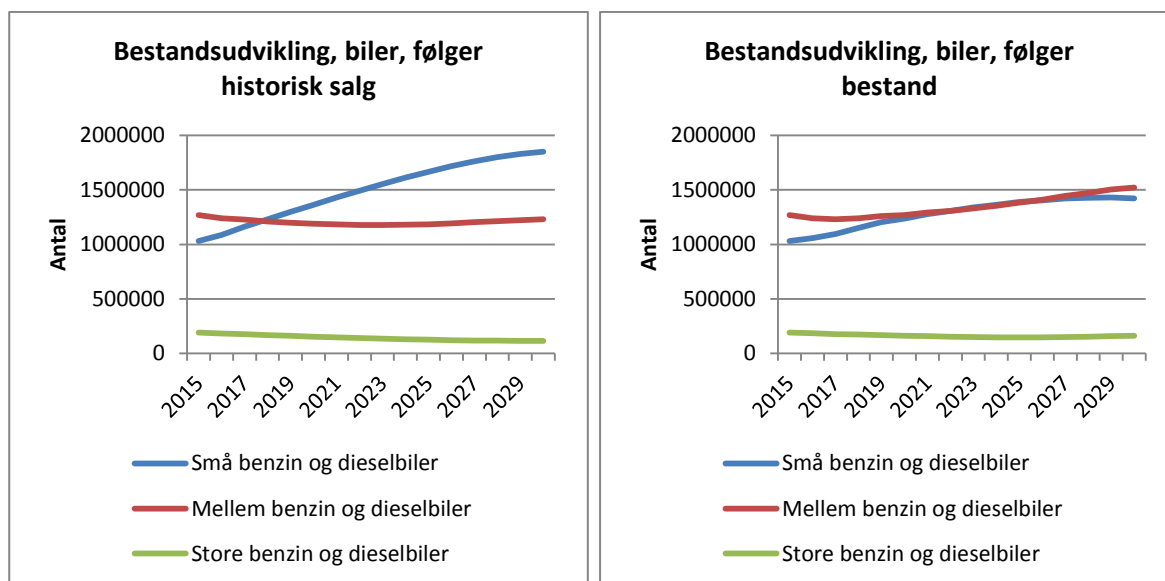


Figur 87: Effekten på transportens samlede energiforbrug af variationer i elbilsalget som følge af variation i prisudviklingen for elbilen

#### 7.5.8.5 Usikkerheder om det fremtidige salg af personbiler

Som angivet ovenfor, antages, at det fremtidige bilsalg følger det seneste historiske år ift. bilstørrelse. Hvorvidt dette er tilfældet, er behæftet med væsentlig usikkerhed. Særligt fordi, den lave afgiftssats på små biler har ledt til en kraftig stigning indenfor dette segment, og det kan formodes, at der vil opstå en 'mætning' i behovet for disse små biler, som vil lede til, at den relative andel af små biler solgt vil falde. Det er på denne baggrund undersøgt, hvad det samlede energiforbrug vil være, hvis bilsalget i stedet følger sammensætningen i bestanden.

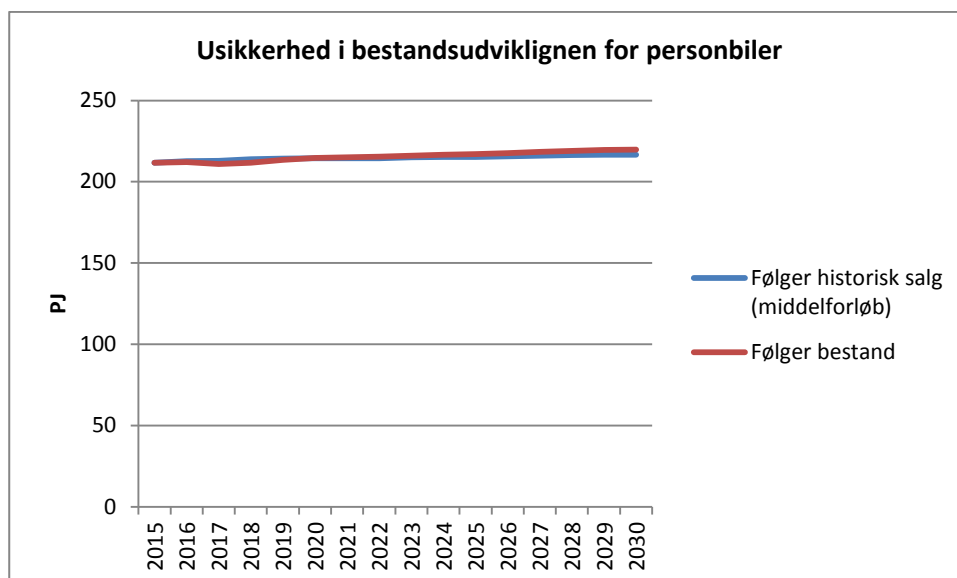
Nedenfor ses forskellen i bestanden af personbiler som følge af, at salget følger hhv. seneste historiske år og bestanden:



Figur 88: Andelen af små, mellem og store benzin og dieselbiler i nysalget i fremskrivningen afhængigt af om nysalget af bilkategorierne følger seneste statistiske års salg eller sammensætningen af bestanden.

Som det ses, giver en fremskrivning, hvor salget af personbiler følger seneste historiske år, at det øgede trafikarbejde igennem fremskrivningen stort set udelukkende varetages af små personbiler. Salget af nye mellem personbiler er kun tilstrækkeligt til at opretholde en konstant bestand, og bestanden af store biler falder, på trods af stigningen i personbiltransport. Vælges i stedet at lade salget følge fordelingen i bestanden, bliver trafikvæksten dækket af en blanding af små og mellemstore biler, og andelen af store biler falder ikke længere. Førstnævnte tilgang anvendes som udgangspunkt i denne fremskrivning, men Energistyrelsen har for nuværende ikke data til at underbygge, hvorvidt denne eller sidstnævnte tilgang eller evt. en kombination af de to, er den mest realistiske.

Det samlede energiforbrug med de to tilgange, er dog meget ens. Forskellen er på blot 3 PJ i 2030 eller 1,4 pct:



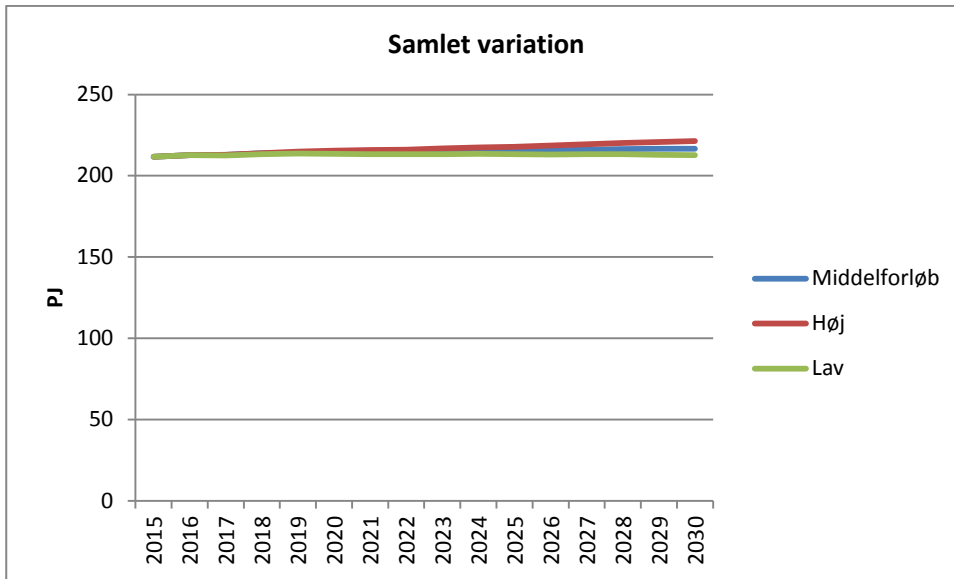
Figur 89: Effekten på transportens samlede energiforbrug som følge af hvorvidt det antages, at det fremtidige nysalg følger følger seneste statistiske års salg eller sammensætningen af bestanden.

#### 7.5.8.6 Samlet variation grundet følsomheder

På baggrund af ovenstående følsomheder for variationer i de mest centrale parametre er den sandsynlige samlede variation af transportens energiforbrug vurderet. Vurderingen tager udgangspunkt i, at ovenstående parametervariationer er normalfordelte, uafhængige, og at resultatet af variationen på energiforbruget er lineært korreleret med parametervariationen. Det er herudover antaget, at ovenfor nævnte variationer angiver, indenfor hvilken man mest rimeligt vil forvente den sande parameterværdi, dog uden at omfatte nogen ekstremer. Denne meget løst definerede variation er i denne sammenhæng blevet oversat til 1 gange standardafvigelsen for den givne parameter.

Det er ønsket at angive et 95 pct. konfidensinterval for den samlede mulige variation i energiforbruget. Det har i forbindelse med BF17 ikke været muligt at lave en decideret simulering af fordelingen af det samlede energiforbrug på baggrund af parametervariation, og en mere simpel tilgang er derfor valgt: For at angive en et maksimalt og minimalt energiforbrug, er samtlige parametre varieret med 0,23 standardafvigelser mod en parameterværdi, som giver et lavt hhv. højt energiforbrug. Sandsynligheden for at det samlede energiforbrug vil være indenfor 0,23 standardafvigelser på alle parameterværdier vil være 95 pct., ved samme variation indenfor hver parameter.

I nedenstående figur er angivet hhv. det maksimale og det minimale energiforbrug til transport, som er fremkommet ved ovenstående tilgang:



Figur 90: Samlet variation i transportens energiforbrug givet ovenstående variation i betydende parametre

Som det ses, er den maksimale variation relativt begrænset. I 2030 er den samlede variation mellem maksimalt og minimalt energiforbrug på 9 PJ, eller 4 pct. (variation fra – 2 til 2 pct.) af transportens samlede energiforbrug i middelforløbet.

## 8 Non-energi

Følgende kapitel gennemgår den forventede udvikling i drivhusgasemissioner fra landbrug og non-energi i BF17, samt hvordan disse emissioner er udregnet.

De centrale resultater er følgende:

- De ikke-energirelaterede drivhusgasudledninger, metan (CH<sub>4</sub>), lattergas (N<sub>2</sub>O) F-gasser (HFCs, PFCs og SF<sub>6</sub>) og CO<sub>2</sub> fra visse ikke-energirelaterede processer fylder tilsammen mellem 20 og 30 pct. af de samlede drivhusgasudledninger,
- Udledningerne fra metan, lattergas og F-gasser udviser ikke så store bevægelser som CO<sub>2</sub> – men er alle faldet over perioden 1990-2015,
- Metanudledning forventes at ligge konstant frem mod 2030, lattergasudledning stiger i årene 2016-2017 hvorefter de ligger mere eller mindre konstant frem mod 2030. F-gasserne falder mod tæt på nul i 2030.

### 8.1 Afgrænsning

Denne del af baggrundsrapporten beskriver en række detaljer omkring fremskrivningen af de ikke-energirelaterede drivhusgasemissioner. Det vil overordnet set sige udledninger fra landbrugssektoren, affaldsbehandling, industrielle processer, skov og jord samt udledningerne fra udvinding, transport, lagring og raffinering af fossile brændsler. De inkluderede drivhusgasser er metan, lattergas, F-gasser og CO<sub>2</sub> fra ikke-energirelaterede processer.

**Metan** kommer i langt overvejende grad fra landbruget fra de biologiske processer forbundet med fordøjelse i drøvtyggenes vom, samt fra dyrenes afføring. Dertil kommer metandannelsen i lossepladser og spildevand, hvor organisk materiale i anaerobe (iltfri) forhold omdannes til metan frem for CO<sub>2</sub>. Endelig udledes der metan i forbindelse med almindelige forbrændingsmotorer og forbrændingsanlæg. Disse udledninger er talt med i denne opgørelse, på trods af, at der principielt er tale om energirelaterede udledninger, da de ikke som CO<sub>2</sub> er knyttet direkte til energiudnyttelsen, men afhænger af teknologien og andre forhold i forbrændingen. Der er tale om relativt små mængder

**Lattergas** stammer i overvejende grad fra landbruget, primært fra omsætningen af gødning på markerne. Der er også udledning af lattergas forbundet med håndteringen af spildevand og visse industriprocesser.

**F-gasserne** kommer alene fra industrielle processer, og anvendes blandt andet som kølemiddel.

**CO<sub>2</sub>** udledes fra visse ikke-energirelaterede processer, primært i cementindustrien og i landbruget, ved kalkning af jorde og andre lignende behandlingsformer.

**Indirekte emissioner** Der medregnes i denne fremskrivning indirekte emissioner. Indirekte emissioner er forskellige, kortlivede partikler, der dannes i forbrændingsmotorer. Disse partikler er ikke i sig selv drivhusgasser, men omdannes efterfølgende til CO<sub>2</sub>. Indregningen af disse i fremskrivningen har medført en stigning i de samlede udledninger på ca. 400.000 t CO<sub>2</sub>e i 2020. Effekten klinger af fremover, i takt med at der sker et fald i forbruget af brændsel. Omvendt er de historiske tal opjusteret mere.



Drivhusgasserne stammer altså fra mange forskellige aktiviteter og kilder, men det er kun i meget få tilfælde, at udledningerne måles. Derfor bestemmes udledningerne ved hjælp af udledningsfaktorer, der fastlægges på baggrund af videnskabelige undersøgelser. For aktiviteter som afbrænding af fossile brændsler er beregningen simpel, men for mange andre aktiviteter er beregningen af udledningsfaktoren mere kompliceret. Udledningen fra dyreproduktionen afhænger bl.a. af dyrenes evne til at udnytte foder, mens metanafdamninger fra lossepladser hænger sammen med både affaldsmængder og – sammensætning.

## 8.2 Håndtering af frozen policy

Basisfremskrivningen bygger på en frozen-policy tilgang, hvor der ikke antages nye politiske beslutninger på energi- og klimaområdet. Principperne for denne tilgang er følgende:

- Der antages FP omkring udvikling af danske politikker for klima- og energiområdet.
- Der antages FP omkring danske skatter og afgifter både på fokusområdet, såvel som på andre områder.
- Der skal ikke antages FP omkring udvikling af politikker for andre områder.

I fremskrivningen af emissioner fra landbruget medtages vedtagne ændringer i de politiske rammevilkår omkring landbrugsproduktionen herunder de gennemførte elementer af fødevarer og landbrugspakken fra december 2015

### Fødevarer- og Landbrugspakken

Effekterne af Fødevarer- og landbrugspakken fra 22. december 2015 indgår i basisfremskrivningen, med undtagelse af effekten af den målrettede arealregulering. Når den målrettede regulering ikke er medtaget, skyldes det, at der ved udgivelsen af basisfremskrivningen endnu ikke var truffet endelig beslutning om den konkrete udmøntning. På baggrund af den stringente *frozen policy*-tilgang, der anvendes i basisfremskrivningen, kan den målrettede regulering derfor ikke indgå. Den målrettede arealregulering blev ved aftalens indgåelse vurderet til at bidrage med en drivhusgasreduktion på lidt under 0,1 mio. ton/år fra 2021 og frem, med et samlet bidrag på ca 0,8 mio. ton for perioden 2021-2030. Tiltaget forventes desuden at generere LULUCF-kreditter svarende til ca. 0,4 mio. ton/år eller ca. 3,8 mio. ton for perioden 2021-2030.

Der er ikke antaget yderligere politiske beslutninger på området. Det er ej heller undersøgt, hvorvidt eksisterende beslutninger vil lede til underopfyldelse af diverse fremtidige miljøkrav mv. som findes til sektoren og som kunne sandsynliggøre, at der i fremskrivningsperioden vil komme yderligere politiske beslutninger indenfor sektoren.

## 8.3 Beregningsmetode

I dette kapitel opgøres, som nævnt, de emissioner som ikke knytter sig til energianvendelse. De emissioner som knytter sig til energianvendelse håndteres i kapitel 10. Emissioner, som ikke knytter sig til energianvendelse, drejer sig om udledninger fra landbrugssektoren, affaldsbehandling, industrielle processer, skov og jord samt udledningerne fra udvinding, transport, lagring og raffinering af fossile brændsler.

Drivhusgasudledningerne fra disse områder estimeres ved først at opgøre aktivitetsdata fra de enkelte sektorer og derefter omregne disse til drivhusgasudledninger. Dette gøres ved at knytte udledningsfaktorer til hver aktivitet i en proces, hvor man følger internationale retningslinjer for, hvordan disse udledningsfaktorer beregnes, og udledningerne opgøres.

Nationalt Center for Miljø og Energi (DCE) står for omregningen af aktivitetsdata til drivhusgasudledninger. Udarbejdelsen af aktivitetsdata sker via forskellige aktiviteter.

I det følgende vil metode og input til opgørelse af aktivitetsdata for landbrugssektoren, affaldsbehandling, industrielle processer, skov og jord samt udledningerne fra udvinding, transport, lagring og raffinering af fossile brændsler, blive fremlagt.

### **8.3.1 Metode og input til opgørelse af aktivitetsdata fra landbrugssektoren**

For at sikre enighed om de antagelser, som ligger til grund for opgørelsen af aktivitetsdata i landbrugssektoren, blev det i regi af emissionsfremskrivningsudvalget<sup>111</sup> besluttet, at MFVM fremadrettet foretager en årlig fremskrivning af aktiviteten i landbruget baseret på den økonomiske model AGMEMOD. AGMEMOD er en såkaldt partiel ligevægtsmodel, der kan benyttes til at fremskrive landbrugets produktion af en række forskellige produkter.

Institut for Fødevarer og Ressourceøkonomi (IFRO) står for at udarbejde den såkaldte landbrugsfremskrivning baseret på AGMEMOD, som er den opgørelse over aktiviteter i landbruget, som ligger til grund for opgørelsen af drivhusgasudledningerne fra landbrugssektoren.

Overordnet gælder, at strukturen i aktivitetsdata fra landbruget er designet således at den matcher den opdeling på dyretyper og staldtyper, som anvendes i Normtalssystemet, som er tal for husdyrgødningens indhold af næringsstofferne kvælstof, fosfor og kalium.

Overordnet set kan det siges, at drivhusgasudledningerne fra landbruget stammer fra tre kilder; husdyrenes fordøjelse, husdyrgødningen og markerne. De biologiske processer, der er forbundet med fordøjelsen i drøvtyggenes vom, medfører metanudledning. Husdyrgødning i stald og på lager udleder ligeledes metan, og omsætning af kvælstof i husdyrgødningen på markerne er den primære kilde til lattergasudledning fra landbruget. På markerne udledes der endvidere CO<sub>2</sub> ved kalkning og ved dræning og dyrkning af organiske jorde.

Anvendelse af husdyrgødning og især etablering af græsmarker og efterafgrøder bidrager til at sikre kulstofbinding.

Det er således især antallet af husdyr, størrelsen på gødningsforbruget, håndteringen af husdyrgødningen fra stald til mark, og hvad der plantes på markerne, der er afgørende for opgørelsen af den samlede drivhusgasudledning fra landbruget.

#### **8.3.1.1 Antallet af husdyr**

Antallet af husdyr, også kaldet husdyrproduktionen, har stor betydning for omfanget af landbrugets udledning af drivhusgasser.

---

<sup>111</sup> Tværministerielt udvalg, nedsat med formålet at sikre data- og metodekonsistens på tværs af centraladministrationens forskellige fremskrivninger

Inden for husdyr skelnes overordnet set mellem tre forskellige hovedkilder.

1. Husdyrategorien kvæg og svin som har en betydelig effekt på total emissionen. Antallet baseres på AGMEMOD-modellen.
2. Husdyrategorien pelsdyr og slagtekyllinger, som har mindre betydning end kvæg og svin, men dog ikke uvæsentlig betydning for den totale emission. Antallet af slagtekyllinger baseres på kødproduktionen, som fremgår i AGMEMOD. Pelsdyrproduktionen vurderes af IFRO.
3. Øvrige husdyrategorier hvor produktionen er mindre eksportafhængig og har en lille betydning for landbrugets emissioner. Antallet af høner, får og lam er baseret på AGMEMOD, mens udviklingen i de øvrige husdyrgrupper fastholdes på samme niveau som et gennemsnit af de seneste fem år i de historiske opgørelser.

Tabel 76 og Tabel 77 viser forventningerne til udviklingen i antallet de to væsentligste husdyrategorier, kvæg og svin.

Fremskrivningsresultater for kvægsektoren				
	2015	2020	2025	2030
Gns. mælkeydelse, kg leveret/ko	9246	9793	10.400	11.007
Mælkeproduktion, 1000 tons	5270	5657	6155	6737
Oksekødsproduktion, 1000 tons	122	129	131	134
<b>Besætning ultimo året (1000 dyr)</b>				
Antal malkekvæg	570	578	592	612
Antal ammekvæg	94	95	93	90
Antal kalve under 1 år	530	508	489	471
Antal kvier o. 1 år	325	330	335	344
Tyre og stude o. 1 år	46	47	48	49

**Tabel 76: Fremskrivning af bestanden af kvæg**

Fremskrivningsresultaterne for kvægsektoren er præget af mælkekvotens afskaffelse i april 2015. Frem til 2015 har der været en nedadgående trend i antallet af malkekøer, givet ved en forholdsvis konstant mælkeproduktion (bestemt af kvoten), kombineret med en vækst i mælkeydelsen pr. ko.

Kvotefskaffelsen vurderes i nærværende fremskrivning at give anledning til en stigning i den danske mælkeproduktion i de kommende år, hvor produktionsomfanget fastlægges som en funktion af pris- og omkostningsforhold, herunder udvikling i produktivitet, i stedet for af kvoten. Ligeledes forventes den gennemsnitlige mælkeydelse (indvejet mælk pr. ko) at stige jævnt til et niveau omkring 11.000 kg i 2030 fra godt 9.000 kg i 2014. Fremskrivningen tyder desuden på en overordnet set forholdsvis stabil udvikling i såvel mælkepris som produktionsomkostninger.

Fremskrivningsresultater for svinesektoren				
	2015	2020	2025	2030
Producerede grise pr. årssø	29.3	31.6	34.5	37.7
Svinekød produktion, 1000 tons	1608	1681	1665	1674
Antal producerede grise (1000 dyr)*	29848	30608	31124	31398
Antal eksporterede levende grise (1000 dyr)	10991	11677	12390	13035
Antal slagtede grise (1000 dyr)	19996	18942	18379	18126
<b>Besætning ultimo året (1000 dyr)</b>				
Antal søer (1000)	1019	967	902	833
Antal svin i alt	12702	11631	11688	11465

Tabel 77: Fremskrivning af bestanden af svin.

\* Udover slagtning og eksport som levende svin udtages en del af de producerede grise til sopolte. Desuden kan der i de enkelte år pga. af periodisering (hvor slagtning eller eksport sker året efter at grisen er produceret) være divergens mellem antal producerede grise og antal grise allokert til slagtning, eksport og opdræt.

I den danske svinesektor viser fremskrivningen en fortsættelse af den hidtidige trend i produktionsudviklingen med en jævn stigning i antal producerede smågrise pr. årssø. For så vidt angår pris- og omkostningsforhold viser fremskrivningen en fortsættende tendens til et forringet bytteforhold, hvor inputpriserne stiger mere end prisen på svinekød gennem hele perioden, men denne bytteforholdsforringelse modsvarer stort set udviklingen i antal producerede grise pr. årssø, så omkostningerne pr. produceret gris nogenlunde følger prisudviklingen på svinekød.

Den samlede bestand af svin falder en smule frem mod 2018 og er herefter fremskrevet til at forblive på samme niveau som ved årtusindskiftet, mens antallet af søer fremskrives til at falde med i alt 18 pct. – eller godt 1 pct. om året fra 2015 til 2030.

### 8.3.1.2 Staldtypefordeling

For hver dyrekategori er der tilknyttet et vist antal staldtyper med tilhørende kombination af gødningstyper. Forskellige staldtyper har forskellige emissionsfaktorer, og det er derfor nødvendigt med en sådan opdeling. De anvendte staldtyper er de staldsystemer, der på tidspunktet for fremskrivningen er omfattet af normtallene.

I fremskrivningen er det vigtigt, at der tages stilling til udviklingen i staldtypefordelingen for de vigtigste husdyrkategorier, som vurderes at være: malkekvæg, kvier, søer, smågrise, slagtesvin og mink.

For kvæg, svin og minkproduktionen findes der ikke på nuværende tidspunkt en systematisk opgørelse over den eksisterende bygningsmasses alderssammensætning, hvilket er et vigtigt parameter for at vurdere behovet for bygning af nye stalde. Udviklingen i staldtypefordelingen er i fremskrivningen baseret på et skøn foretaget af SEGES med udgangspunkt i trends for den historiske udvikling, viden om lovgivningsmæssige tiltag samt tilgængelige informationer fra erhvervet. For de øvrige husdyrkategorier ses

ikke de store ændringer i staldtypefordelingen, og derfor anvendes et gennemsnit af de seneste tre år i den historiske opgørelse.

Fremskrivningen viser, at for malkekvægs vedkommende står størstedelen af dem i dag i sengestalde, og i 2030 vil stort set hele produktionen være i sengestalde. Det betyder, at der forventes meget få staldsystemer med dybstrøelse (1 pct.) fremadrettet og at bindestalde udfases. Dette medfører, et fald i metanemissionerne, da emissionen fra dybstrøelsessystemer er højere, fordi der anvendes halm.

For svin er tendensen frem mod 2030, at staldtypen ændres fra fuldspalte (nu forbudt for slagtesvin) til delvis spaltegulv.

### 8.3.1.3 *N-udskillelse*

Der gennemføres årligt en revision af de forskellige husdyrgødningstypers indhold af næringsstoffer. Dette kaldes officielt for opdatering af normtallene for husdyrgødningens indhold af kvælstof, fosfor og kalium, ligesom der angives vejledende værdier for tørstofindhold og volumen.

Beregningen sker i tre trin.

I første trin beregnes udskillelsen af næringsstoffer fra de enkelte dyrekategorier, hvilket giver ab dyr-udskillelsen.

I trin to fokuseres på opdelingen i stald- og gødningstype, idet tab af ammoniak og lattergas kortlægges for de forskellige staldtyper, og tabene fratrækkes. Tabet af ammoniak afhænger af både stald- og gødningstyper og er f.eks. ikke ens for gylle og dybstrøelse og heller ikke ens for kvæg- henholdsvis svinegylle. Derfor sker beregningen under hensyntagen til husdyrkategori samt stald- og gødningstype. Det samme er gældende for det tredje beregningstrin, hvor tabet af ammoniak og lattergas under lagringen kvantificeres og fratrækkes, hvorved fås ab lager-normtallene.

I fremskrivningen vurderer DCA forventningerne til ændringer i N-udskillelsen for de vigtigste husdyrategorier, hvilket betyder de husdyrproduktioner, som har fokus på foderoptimering – det vil sige malkekvæg, søer, smågrise og slagtesvin. For hver kombination af dyrekategori og staldtype anvendes der data for N-udskillelsen fra dyrenes udskillelse i gødningen, fra stald og fra lager svarende til samme opsætning som anvendt i Normtallene.

	2015	2016	2020	2025	2030	2035
<b>Svin (kg N per produceret dyr per år)</b>						
Søer	24,24	24,17	23,93	23,67	23,52	23,52
Smågrise	0,48	0,47	0,44	0,44	0,43	0,43
Slagte svin	2,90	2,88	2,83	2,82	2,79	2,79
<b>Kvæg</b>						
Malkekvæg (kg N pr. dyr pr. år)	147	148	151	157	162	162

Tabel 78: Forventningerne til N-udskillelse for de vigtigste dyrekategorier frem mod 2035

Som det fremgår af tabellen, forventes N-udskillelsen pr. produceret dyr for alle dyrekategorierne under svin at falde. For malkekvæg forventes den årlige udskillelse pr dyr til gengæld at stige. Dette skal dog ses i sammenhæng med forventningen om at mælkeydelsen pr. ko også forventes at stige frem mod 2035.

#### 8.3.1.4 *Foderforbrug og metanomdannelsesfaktor*

Data for foderforbrug bruges ved beregning af metanemissioner. DCA vurderer den udvikling i foderforbruget, som ligger til grund for fremskrivningen for kvier, årssøer, smågrise og slagtesvin. For de øvrige husdyrkategorier fastholdes foderinput svarende til gennemsnittet af de seneste fem historiske år.

Vurderingerne af foderforbruget anvendes bl.a. i fremskrivningen af metanomdannelsesfaktoren ( $Y_m$ ) for malkekvæg, da  $Y_m$  afhænger af netop foderforbrug og fodersammensætning.  $Y_m$  kan også betragtes som tabet af energi i metan i forhold til bruttoenergi (BE) i foderet.

Tidsserien for  $Y_m$  er sammenlignet med fremskrivningen fra sidste år justeret bagudrettet for perioden 1990 til 2015, hvilket har medført en gennemsnitlig stigning i udledningerne på ca. 240.000 t  $CO_{2\text{-}\text{ækv}}$  pr. år. Baggrunden for denne ændring er, at man i sidste års fremskrivning på baggrund af nye undersøgelser havde justeret energiindholdet i foderet op fremadrettet, men ikke bagudrettet.

#### 8.3.1.5 *Miljøteknologi*

Miljøgodkendelse af nye bedrifter eller af bedrifter, der ønsker at udvide produktionen, er underlagt krav om ammoniakreduktion. For at opfylde kravene i miljøgodkendelserne implementeres der ofte miljøteknologi i staldene, som kan nedbringe ammoniakudledningen. En række af disse teknologier har ligeledes en metanreducerende effekt. Anvendelsen af miljøteknologi spiller således en vigtig rolle for opgørelsen af landbrugets drivhusgasudledninger.

Miljøteknologi er relativt omkostningstungt og vil typisk blive implementeret i forbindelse med bygning af en ny stald i forbindelse med udvidelse af husdyrproduktionen eller som følge af udskiftningen af udtjente staldanlæg. Derfor er det vigtigt at vurdere udviklingen i miljøteknologi i sammenhæng med udviklingen af husdyrproduktionen kombineret med oplysninger om de eksisterende staldes alder.

I opsætningen af beregningen i fremskrivningen indgår stalde med miljøteknologi i den samlede staldtypefordeling, og dermed er der behov for en vurdering af, hvor stor en del af produktionen der forventes at være på stalde med miljøteknologi.

Miljøteknologi i fremskrivningen omfatter teknologi som er implementeret med henblik på en reduktion i emissionen. I fremskrivningen forventes det derfor, at der tages højde for miljøteknologierne listet nedenfor. Dette skal ikke opfattes som en udtømmende liste fremadrettet, men antages i juni 2016, at være de mest relevante teknologier og samtidig de teknologier, hvor emissionsfaktoren er tilgængelig:

- 1) Forsuring i stald
- 2) Forsuring i tank
- 3) Forsuring ved udbringning
- 4) Luftrensning (svin)
- 5) Gyllekøling
- 6) Varmevekslere (fjerkræ)
- 7) Fast overdækning af gyllebeholdere

## 8) Biogasbehandling af gylle

Udviklingen for så vidt angår miljøteknologierne 1 til 7 vurderes af Miljøstyrelsen, mens udviklingen i biogas fra husdyrgødningsbaserede anlæg baseres på data fra Energistyrelsen.

### 8.3.1.5.1 Fremskrivningen af miljøteknologierne 1 til 7

På baggrund af data om miljøgodkendelser fra tidligere år, vurderer Miljøstyrelsen, at der fra 2015 forventes at blive indsendt ansøgninger fra 250 nye § 12 bedrifter faldende med 20 pct. per år og 150 nye § 11 bedrifter faldende med 10 pct. per år, dvs. i alt 320 nye bedrifter i 2015 gradvist faldende frem mod 2030. Denne model vil dog i en vis grad underestimere udbredelsen af miljøteknologi, idet den ikke tager højde for miljøteknologi implementeret i forbindelse med udvidelse af allerede miljøgodkendte husdyrbrug. Til fremskrivningen af miljøteknologi vurderes det at give et mere retvisende billede at arbejde ud fra en forventning om 250 nye § 12 og 150 nye § 11 ansøgninger uden at reducere antallet med hhv. 20 og 10 pct. årligt.

Af de nye ansøgninger antages 80 pct. at blive realiseret. De faktiske ansøgninger fra perioden 2013-2015 viser, at 22 pct. af ansøgningerne indeholder miljøteknologi som virkemiddel til reduktion i udledning. På den baggrund forventes ansøgninger fra 71  $[(150+250)*0,8*0,22]$  nye bedrifter per år og det antal antages at være uændret frem til 2030. Der antages ingen ændringer fra 2030-2035.

Fordelingen af miljøteknologi i de 71 ansøgninger pr. år fremadrettet er baseret på samme udbredelsesmønster som i de 100 ansøgninger fra 2013, hvori vi har kendskab til udbredelsen af miljøteknologi. Da gyllekøling er den teknologi, der er mest udbredt i ansøgningerne i 2013, vil denne teknologi derfor også fremadrettet være den mest dominerende. I Tabel 79 ses resultatet af denne beregning fsva. svin.

		2015	2020	2025	2030
Søer	Samlet produktion	1.031.667	967.391	902.117	833.004
	Kemisk luftvasker	1	1	1	2
	Gyllekøling	12	20	30	41
	Biologisk luftvasker	3	6	8	11
	Gylleforsuring	1	1	2	3
Slagtesvin	Samlet produktion	19.861.372	18.931.150	18.733.750	18.363.320
	Kemisk luftvasker	<1	1	3	4
	Gyllekøling	1	5	9	13
	Biologisk luftvasker	<1	2	3	5
	Gylleforsuring	1	2	4	5
Smågrise	Samlet produktion	31.505.372	30.607.850	31.123.640	31.397.870
	Kemisk luftvasker	<1	0	0	1
	Gyllekøling	2	8	13	19
	Biologisk luftvasker	1	3	5	7
	Gylleforsuring	1	3	5	7

Tabel 79: Fordelingen af miljøteknologier fsva. svin

På baggrund af beregningen forventes således, at 57 pct. af so-produktionen i 2030 vil være i stalde med en eller anden form for miljøteknologi, hvoraf gyllekøling er langt den mest dominerende. For slagtesvin vil 26 pct. af produktionen i 2030 være i stalde tilknyttet miljøteknologi og ligeledes for smågriseproduktionen er anvendt miljøteknologi i 33 pct. af den totale produktion.

		2015	2020	2025	2030
Malkekvæg	Samlet produktion	561.000	577.700	591.900	612.100
	Gylleforsuring	5	7	10	12
		2015	2020	2025	2030
Kvier	Samlet produktion	492.100	498.100	504.000	510.000
	Gylleforsuring	2	4	5	6

**Tabel 80: Fordelingen af miljøteknologier fsva. kvæg**

Når det gælder kvæg er det alene forsuring, som anvendes som miljøteknologi i stalden. Dette skyldes, at stalde til malkekvæg og kvier ofte er åbne stalde, hvorfor hverken gyllekøling eller lufttrensere er anvendelige teknologier. Samlet set forventes der en mindre men jævn stigning i anvendelsen af forsuring i kvægstalde frem mod 2030.

### 8.3.1.6 *Biogas*

Udviklingen i biogasproduktion fra de husdyrgødningsbaserede biogasanlæg er baseret på estimat fra Energistyrelsen. Se kapitel 10.3.3. for mere information om biogas. Foreløbige indberetninger af anvendt biomasse til biogas viser, at der for gård- og fællesanlæg er leveret ca. 0,73 mio. ton gylle pr. produceret PJ. I basisfremskrivningen er anvendt samme omregningsfaktor mellem energiproduktion og mængde bioforgasset gylle. Der er dermed fastholdt samme energipotentialer for hele tidsperioden, dvs. der er ikke antaget en ændring i energieffektiviteten. I praksis vil denne faktor dog ændre sig fra år til år, afhængig af sammensætningen af biomasserne.

På baggrund af prognosen for biogasproduktionen og ved anvendelse af denne omregningsfaktor på ca. 0,73 mio. ton gylle pr. produceret PJ er mængden af gylle leveret til bioforgasning for årene 2016-2035 beregnet.

På baggrund af et projekt via Energistyrelsens Biogas Task Force enhed er der estimeret nationale tal for metantabet fra husdyrgødning – både for ubehandlet gylle og for gylle leveret til biogasanlæggene. Ved beregning af metantabet tages højde for ændringer i fordelingen af staldtyper, og derfor vil tabsfaktoren variere fra år til år. I Basisfremskrivning 2017 er antaget en reduktion i metanudledningen fra bioforgasset gylle i forhold til ikke-bioforgasset gylle i perioden 2016-2035 på ca. 30 pct. for svinegylle og ca. 50 pct. for kvæggylle.

I forlængelse af biogastaskforcens arbejde er der kommet et estimat for den CO<sub>2</sub> lækage, der kan finde sted i forbindelse med biogasproduktion. Dette estimat er indregnet i fremskrivningen i år og medfører en øget udledning. I fremskrivningen fastholdes således en tabsprocent på 4,2 pct. gennem hele fremskrivningen, svarende til den som anvendes i den historiske opgørelse.

I de officielle opgørelser opgøres tab af metan under biogasproduktionen under kategorien affald.



### 8.3.1.7 *Udbringning af gødning*

I beregningen af lattergasemissionen fra udbringning af husdyrgødning skelnes mellem kvæg og svin. Beregningen er baseret på en vægtet emissionsfaktor for henholdsvis flydende- og fast gødning og denne afhænger af variable såsom udbringningstidspunkt, udbringningsmetode, og om der er bar jord eller voksende afgrøder på udbringningstidspunktet. I fremskrivningen er det derfor nødvendigt med en procentmæssig fordeling af henholdsvis flydende og fast gødning på de forskellige udbringningskategorier. Ligeledes er det nødvendigt med en vurdering af, hvor stor en mængde gylle der forventes forsuret ved udbringning.

Udviklingen inden for udbringningspraksis vurderes i fremskrivningen af SEGES på baggrund af kendskab til og information om de praktiske driftsforhold.

#### 8.3.1.7.1 *Samlet om gødningshåndtering*

Den samlede tidsserie for udledningerne forbundet med håndtering af husdyrgødning, er sammenlignet med sidste års fremskrivning nedjusteret fra ca. 300.000 ton CO<sub>2</sub>e i 1990 faldende til næsten 0 pr år i årene 2003 til 2016, hvorefter udledningerne fra den samlede tidsserie igen stiger med ca. 150.000 ton pr. år. Denne ændring skyldes, at den såkaldte MCF-faktor (Metan Conversion Faktor), der anvendes til at beregne metanudledninger fra husdyrgødning, er blevet justeret som følge af ny viden fra projekter sat i gang under Biogas Task Force.

#### 8.3.1.7.2 *Handelsgødningsforbrug*

De officielle opgørelser af emissioner af lattergas fra handelsgødning foretages i dag på basis af modelberegninger. Det antages således, at 1 procent af alt kvælstof, der tilføres markerne gennem husdyrgødning, handelsgødning og planterester, bliver til lattergas.

Handelsgødningsforbruget i fremskrivningen skal tage højde for vedtagne ændringer i regulering, forventninger til udviklingen i landbrugsarealet samt produktion af husdyrgødning. Mængden af N anvendt i handelsgødning skal således hænge sammen med estimaterne for anvendelsen af kvælstof i husdyrgødning og slam, der udbringes på landbrugsjord.

En stigning i anvendelsen af emissionsreducerende miljøteknologi vil betyde, at en større andel af kvælstoffet (N) i husdyrgødningen vil være tilgængelig til gødskningsformål. Det vil betyde et fald i handelsgødningsforbruget, under forudsætning af at gødskningskvoten fastholdes. I beregningsopsætningen er mængden af handelsgødning afhængig af, hvor meget N der er til rådighed i husdyrgødningen samt afgrødernes kvælstofkvote.

Til beregning af fremskrivningen er der behov for en vurdering af N-behovet pr. hektar – dvs. hvor meget total N der i gennemsnit forventes at skulle anvendes pr. ha landbrugsjord. I fremskrivningen er landbrugsjord defineret som det samlede dyrkede areal i Danmarks Statistik fratrukket 'øvrige afgrøder' og 'udykket mark'. Det N-behov som ikke dækkes af N udbragt i husdyrgødning og slam skal opfyldes ved anvendelse af N i handelsgødning.

Et gennemsnit af data fra de seneste fem historiske år viser, at der i gennemsnit er tildelt 130 kg N pr. hektar landbrugsjord. På baggrund af denne variabel vurderer DCA som følge af landbrugspakken den forventede stigende N-tilførsel frem mod 2030. I vurderingen tages der hensyn til at N-kvoten ikke nødvendigvis anvendes fuldt ud.

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021-2035
N-indholdet i den forbrugte handelsgødning	203	230	260	269	271	273	275

Tabel 81: Forventningerne til N-indholdet i forbruget af handelsgødning frem mod 2030

### 8.3.1.8 Landbrugsareal og afgrødesammensætning

I den historiske opgørelse anvendes det samlede opdyrkede areal opgjort af Danmarks Statistik. Udviklingen viser et fald i landbrugsarealet som følge af udtagning til bebyggelse, skovrejsning, vådområder samt udtagning til andre naturformål. Det forventes, at landbrugsarealet fortsat vil blive reduceret.

I de seneste fremskrivninger er den historiske udvikling anvendt som grundlag for vurderingen af udviklingen fremadrettet.

I årets fremskrivning er udviklingen i landbrugsarealet baseret på en kørsel med AGMEMOD modellen, hvor det antages, at det samlede landbrugsareal i omdrift reduceres med 0,25 pct. årligt. Det medfører, at det samlede landbrugsareal med foder- og salgsafgrøder falder fra 2.525.000 ha til 2.401.000 ha i 2030 svarende til et gennemsnitligt fald på 9600 ha pr. år, herunder falder arealet med vedvarende græs i gennemsnit med 2600 ha pr. år.

For så vidt angår afgrødesammensætningen antages det i AGMEMOD, at forskellige afgrødeproduktioner konkurrerer indbyrdes om landbrugsarealet, og at de enkelte afgrøders andel af arealet afhænger af deres økonomiske afkast set i forhold til det gennemsnitlige arealafkast.

	2015	2020	2025	2030
Hvede	704	657	662	665
Byg	513	621	529	457
Andet korn	190	85	107	116
Raps	152	155	168	182
Proteinafgrøder	8	8	8	8
Kartofler	38	38	38	38
Sukkerroer	39	38	38	38
Andre afgrøder	118	118	118	118
Helsæd, majs	146	157	175	200
Græs og kløver i omdrift	446	441	435	428
Vedvarende græsarealer	190	176	163	151
<b>Dyrket areal i alt</b>	<b>2545</b>	<b>2495</b>	<b>2441</b>	<b>2401</b>

Tabel 82: Fremskrivningsresultater for anvendelsen af det dyrkede areal (1000 ha)

Som det fremgår af tabellen forventes grovfoderarealet (græs og kløver i omdrift og helsæd, majs mv.) at stige en smule i perioden fra knap 590.000 ha til ca. 630.000 ha, med især en stor vækst i helsæd og majs. Denne forventning begrundes med antagelsen om den øgede mælkeproduktion som følge af bortfaldet af mælkekvoterne, hvilket øger efterspørgslen efter foder.

For så vidt angår de tre vigtigste afgrøder hvede, byg og raps ses, at der forventes et mindre areal med hvede og byg i 2030 sammenlignet med 2015, mens arealet med raps forventes at stige støt henover perioden. Disse tal skal sammenholdes med, at det samtidig forventes, at udbyttene pr. hektar for alle tre afgrøder forventes at stige.

Opgørelsen af udledningerne fra landbrugsjordene er på to områder justeret sammenlignet med sidste års fremskrivning.

For det første er der et gennemsnitligt fald i udledninger på ca. 150.000 t CO<sub>2</sub>e/år, både bagudrettet og fremadrettet. Årsagen til dette skal findes i en justering af C-Tool modellen, der beregner udledningen fra jordene, for så vidt angår jordtyperne.

For det andet kan der konstateres en samlet stigning i udledningerne fra landbrugsjordene fremadrettet (inkl. effekten af ændret C-Tool model) på ca. 600.000 t CO<sub>2</sub>e/år. Årsagen er ud over justeringer i C-Tool modellen et langsommere fald i samlet landbrugsareal samt indfasningen af Fødevarer og Landbrugspakken, hvor øget antal dyr og mere handelsgødning på markerne medfører øget lattergasemission fra markerne.

#### 8.3.1.9 *N-udvaskning*

Emissionen fra N-udvaskning afhænger dels af den tilførte mængde N til marken (husdyrgødning, handelsgødning, slam, afgrøderester, mineralisering), og dels af hvor stor en andel af total N, der antages at blive udvasket til henholdsvis rodzonen, vandløb og hav.

I måden hvorpå drivhusgasemissioner beregnes, vil øget tilførsel af N udbragt på landbrugsjord i udgangspunktet øge lattergasemissionen, fordi denne beregnes som 1 pct. af den tilførte mængde N. Derudover regnes der med en N<sub>2</sub>O udledning fra N-udvaskning. Der regnes ifølge IPCC's guidelines og det medfører, at des mere N der tilføres jorden des mere udvaskning og des mere N<sub>2</sub>O udledning. En højere N-udvaskning medfører således en højere N<sub>2</sub>O udledning.

Den historiske udvikling viser et fald i andelen af N udvasket i forhold til N tilført som resultat af de mange tiltag i bl.a. Vandmiljøplanerne. Der ses ikke betydelige ændringer i N-tilførsel eller N-udvaskning de seneste 10 år.

Landbrugspakken betyder, at der vil ske en stigning i tilførslen af N til landbrugsjord og med det også en øget risiko for merudvaskning, afhængig af driftsforholdene, jordtype og særligt de klimatiske forhold. I fremskrivningen er valgt at anvende et gennemsnit af de seneste fem historiske år for forholdet mellem N-tilført og N-udvasket. Det vil sige, at N-tilførslen er estimeret på baggrund af en række antagelser for husdyrproduktion, handelsgødning osv., og dernæst er N-udvaskningen beregnet. Landbrugspakken har åbnet op for øget kvælstofpulje og det betyder øget N-tilførsel, men ikke nødvendigvis til mere N-udvaskning.

#### 8.3.1.10 *Græsningsdage*

I emissionsberegningerne skelnes mellem tiden hvor dyrene græsser og befinder sig i stalden. Der har de sidste fem år ikke været ændringer i produktionspraksis, som har givet anledning til ændringer i de gennemsnitlige årlige græsningsdage. I fremskrivningen fastholdes antallet af græsningsdage for hele perioden.

For malkekvæg er den gennemsnitlige græsningsperiode i 2014 beregnet til 18 dage, og heri er inkluderet, at ca. 6 pct. af produktionen er økologisk, hvor der stilles krav om typisk 150 græsningsdage om året.

I fremskrivningen antages ingen ændringer i den økologiske produktion. I normtallene skelnes mellem en konventionel og en økologisk malkeko, hvilket betyder, at den eneste forskel mellem de to produktioner i emissionssammenhæng er antallet af græsningsdage. Dog vurderes det, at selv en betydelig ændring i den økologiske malkeproduktion, og dermed en ændring i antallet af græsningsdage, ikke vil resultere i en væsentlig ændring i den samlede drivhusgasudledning fra landbrug.

### **8.3.2 Fremtidige forbedringer af metoden til opgørelse af landbrugets emissioner**

De officielle opgørelser af emissioner af lattergas foretages pt med modelberegninger, og det antages således, at 1 procent af alt kvælstof, der tilføres markerne gennem husdyrgødning, handelsgødning og planterester, bliver til lattergas.

Der er to problemer med denne relativt simple opgørelsesmetode. For det første er niveauet som gennemsnit betragtet formentlig alt for højt i forhold til de faktiske emissioner af lattergas. Der er indikationer på, at emissioner af lattergas i gennemsnit under danske forhold kun er cirka halvt så store som de officielle beregninger.

Dertil kommer, at udledningerne af lattergas kan variere afhængig af en lang række forhold, herunder både naturgivne forhold og forhold, der har med at gøre, hvordan jorden dyrkes.

Det er således et behov for at videreudvikle opgørelsesmetoderne, så de i højere grad afspejler udviklingen under danske forhold.

### **8.3.3 Metode og input til opgørelse af aktivitetsdata for affaldsbehandling**

Fremskrivningen af udledningen af drivhusgasser fra lossepladser, spildevand og kompostering er baseret på inddragelse af seneste historiske data. Fremskrivningen for deponi er baseret på den nye affaldsmodel, der er implementeret i den historiske udledningsopgørelse. Fremskrivningen af deponigas anvendt til energiformål er lavet af Energistyrelsen på baggrund af statistik og vedrører både deponigas og biogas baseret på spildevandsslam. Det antages fortsat, at biocoverordningen leverer en reduktion på 300.000 tons CO<sub>2</sub>e i 2020.

Udledningerne fra affaldsbehandling er justeret på to områder sammenlignet med sidste års fremskrivning.

Som følge af en bemærkning fra FN's review-hold er emissionsfaktoren for slam blevet nedjusteret. Da der deponeres mindre og mindre organisk slam, falder effekten af denne justering over tid. Der er nedjusteret med ca. 200.000 t CO<sub>2</sub>e i 1990, faldende til ca. 40.000 t CO<sub>2</sub>e i 2030.

Dertil kommer en justering, der skyldes den også tidligere omtalte metanlækage, som er blevet kortlagt som en del af Biogas Taskforcens arbejde. Denne lækage indgår nu i opgørelserne i denne kategori. Størrelsen afhænger af den samlede biogaskapacitet, hvorfor den giver mest effekt fremadrettet, på op i mod 150.000 t CO<sub>2</sub>e i 2030.

### **8.3.4 Metode til opgørelse af aktivitetsdata for industrielle processer**

De energirelaterede procesudledninger er opdateret jf. den seneste energistatistik. Fremskrivning af CO<sub>2</sub>-udledningen fra cement og brændt kalk er fremskrevet med udgangspunkt i de forventede vækstske

(produktionsværdier) for disse sektorer. Fremskrivningen af procesudledninger blandt andet kemisk og metalindustrien er foretaget som en simpel ekstrapolation.

Fremskrivningen af HFC'er, PFC'er og SF<sub>6</sub> er opdateret, så den reflekterer omlægningen til 2006 IPCC Guidelines.

### 8.3.5 Metode og input til opgørelse af aktivitetsdata for skov og jord

Metoden til opgørelse af udledninger fra jord og skov (LULUCF-udledningerne) er blevet ændret siden forrige opgørelse, primært vedrørende udslip og optag i de mineralske landbrugsjorder og en mindre ændring i opgørelsen for de organiske jorder.

- C-Tool modellen beregner udslip og optag ved at sammenholde puljen af kulstof i jorden med en omsætningshastighed af denne pulje samt en tilførsel af nyt kulstof ved nedmuldning af planterester fra dyrkning. Jo større pulje, jo mere omsættes årligt til CO<sub>2</sub>, og jo større høstudbytter, desto mere tilføres der jordens kulstofpulje årligt. Siden forrige LULUCF fremskrivning har DCA justeret kulstof-puljen i jorden nedad, hvilket har medført, at det beregnede årlige udslip falder, alene fordi der er mindre at omsætte af. De historiske data for tilførslen (dyrkingen) og omsætningshastigheden er ikke justeret. Samlet set betyder det nu, at der forventes et nettooptag i de danske landbrugsjorde, hvor man sidste år antog et nettoudslip. Justeringen af puljen gælder for hele tidsserien tilbage til 1980, og påvirker derfor både det historiske og det fremskrevne udslip/optag.
- Den nye fremskrivning er ændret i forhold til tidligere, fordi der som følge af landbrugspakken er indregnet en forventet generel stigning i høstudbytterne på fem procent. Det forventede øgede høstudbytte medfører en øget tilførsel til jorden, hvilket bidrager til et øget kulstofindhold i jorden.
- Som følge af landbrugspakken er det forventet at arealet med efterafgrøder fordobles frem til 2021 fra 240.000 ha til 501.000 ha. Dette bidrager til en øget kulstoflagring i jorden.
- Som temperaturscenarie i fremskrivningen er anvendt IPCCs A1B vurdering. Denne forventer en temperaturstigning i Danmark på 1,5 °C i 2050 i forhold til referenceperioden 1961-90. De senere års målte temperaturer har været højere end A1B scenariet. Brugen af A1B scenariet i fremskrivningen indregner derfor en lavere temperatur end registreret i de senere år, reducerer omsætningshastigheden i jorden og bidrager dermed til et øget optag sammenlignet med de senere år.
- Arealet med organiske landbrugsjorder opgøres ud fra landmændenes indberetninger til Landbrugs- og Fiskeristyrelsen. Det er konstateret at arealet med organisk jord hvortil der ansøges om støtte, hvert år siden 2010 er faldet med 1000-1200 ha pr. år. Hovedparten af disse arealer har ikke kunnet genfindes i andre kortoplysninger. Hidtil har det været antaget, at disse udgåede arealer ikke havde nogen CO<sub>2</sub>-emission. Disse er nu tillagt en årlig emission på 3,5 ton C/ha/år. Der er ikke kendskab til disse arealers aktuelle dyrkningsstatus.

Fremskrivningen på skovområdet foretages af Institut for Geovidenskab og Naturforvaltning (IGN) på Københavns Universitet. Fremskrivningerne tager udgangspunkt i stikprøvedata af biomasse mængden på de danske skovarealer samt tilvækstmodeller. Der er foretaget mindre justeringer af resultatet i forhold til sidste år, hvor tilvæksten i eksisterende skov er nedjusteret, mens tilvæksten i ny skov er øget. Det samlede resultat er kun en mindre justering siden sidste fremskrivning.

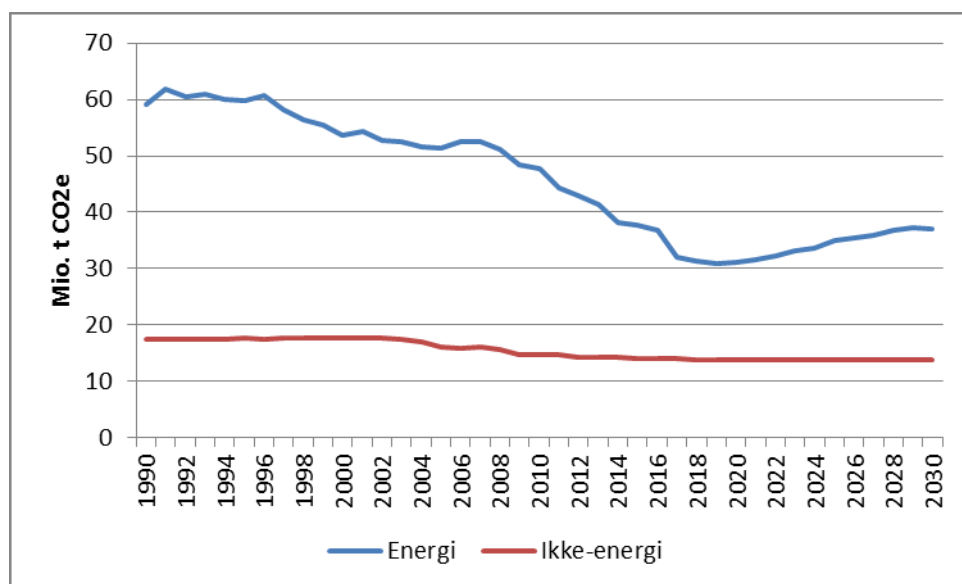
### 8.3.6 Metode og input til opgørelse af aktivitetsdata for udledningerne fra udvinding, transport, lagring og raffinering af fossile brændsler

De flygtige udledninger (inklusive flaring) i forbindelse med udvinding, transport, lagring og raffinering af olie og naturgas er fremskrevet i henhold til den seneste prognose for udvinding af olie og gas samt energifremskrivningen, se kapitel 0.

## 8.4 Resultater

For udviklingen i de samlede drivhusgasser, se kapitel 10.

Opdeles de danske udledninger i energi-relaterede og ikke-energi-relaterede, fremgår det tydeligt at de energi-relaterede fylder mest i absolutte mængder og at de desuden udviser den største udvikling over tid. De ikke-energi-relaterede udledninger bevæger sig ikke i samme grad. De energi-relaterede udledninger er CO<sub>2</sub>, mens de ikke-energi-relaterede udledninger er en blanding af metan, lattergas, f-gasser og CO<sub>2</sub>.

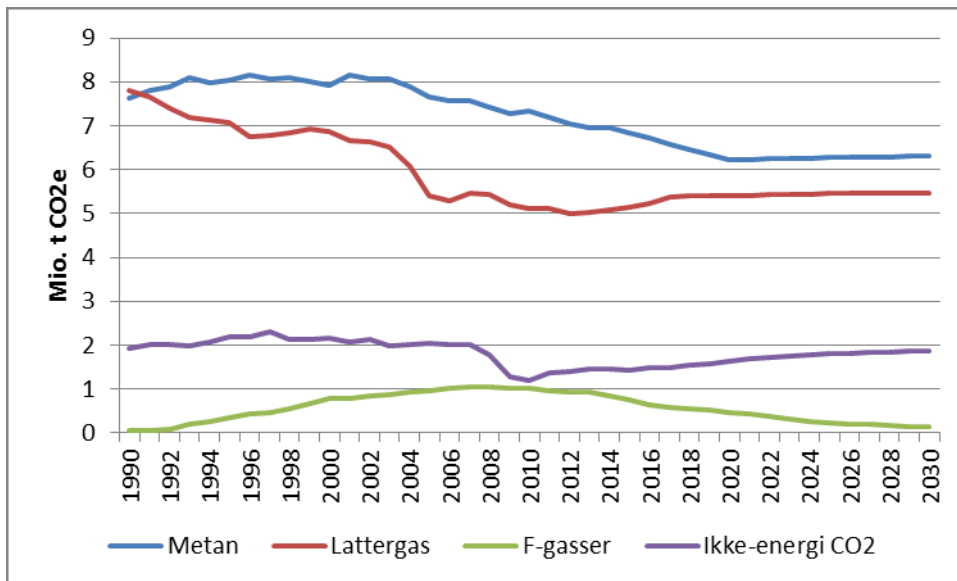


Figur 91: Energi-relaterede udledninger dominerer billedet, da de både udgør den største mængde, men også udviser størst bevægelse.

Andel af de samlede udledninger	1990	2015	2020	2030
Energi-relateret CO <sub>2</sub>	77%	73%	69%	73%
Metan	3%	3%	4%	4%
Lattergas	10%	13%	14%	12%
F-gasser	10%	10%	12%	11%
Ikke-energi-relateret CO <sub>2</sub>	0%	1%	1%	0%

Tabel 83: Den overordnede fordeling mellem gasser afhænger i udpræget grad af udviklingen i de energi-relaterede udledninger, da de ikke-energi-relaterede udledninger kun i meget ubetydelig grad ændres

Ser man på de ikke-energi-relaterede udledninger alene, tegner der sig et mere tydeligt billede af udviklingen inden for de forskellige drivhusgasser.



Figur 92: Lattergas og ikke-energi-relateret CO<sub>2</sub> forventes at stige fremover, hvilket for lattergas skyldes den øgede landbrugsaktivitet sfa. Landbrugspakken, mens det for CO<sub>2</sub> skyldes en forventet øget økonomisk aktivitet inden for cementproduktion. Det forventede fald i metan frem mod 2020 skyldes udrulning af biocoverordningen

På nær F-gasserne, har alle gasserne historisk set udvist et fald, størst med lattergas, dernæst CO<sub>2</sub> og sidst med metan.

Reduktion i forhold til 1990	2015	2020	2030
Metan	12%	18%	17%
Lattergas	33%	31%	30%
Ikke-energi CO <sub>2</sub>	23%	15%	2%

Tabel 84: Lattergas har og forventes fortsat at udvise den største reduktion set i forhold til niveauet i 1990. F-gasser er ikke med her, da udledningen i 1990 var 0.

Metanudledningerne forventes frem mod 2020 at falde betydeligt på grund af udrulning af biocoverordningen. Herefter vil de stige svagt, primært drevet af øget aktivitet i landbruget. Lattergasudledningen tager et hop opad som følge af den øgede landbrugsaktivitet, der forventes at følge Landbrugspakken fra 2016. F-gasserne udviser et interessant forløb. Fra at være ikke-eksisterende i 1990 steg de over en periode og toppede i årene 2006-2010, hvorefter de er begyndt et fald, der forventes at føre til, at de i 2030 kun udgør en marginal andel af de samlede udledninger. F-gasserne anvendes primært i forbindelse med køleanlæg, og tilvæksten siden 1990 skyldes, at man som følge af Montreal Protokollen udfasede ozon-nedbrydende gasser (CFC-gasser). F-gassernes fysiske egenskaber er meget lig CFC-gasser, dog uden samme ozon-nedbrydende effekt, og kunne derfor anvendes i stedet for CFC-gasserne i de eksisterende anlæg. Sidenhen er der kommet fokus disse gassers drivhuseffekt, der er meget høj, og man har derfor arbejdet for at nedbringe udledningen fra gasserne. Faldet fra 2008 og frem skyldes en kombination af afgifter, regler for anvendelse samt generel teknologiudvikling. For ikke-energi-relaterede CO<sub>2</sub> udledninger har der været et markant fald siden 2008, hvilket formentligt kan tilskrives den økonomiske krises effekt, her primært på cementindustrien. Siden 2010 har der været vækst og denne tendens forventes at fortsætte frem mod 2030, hvor niveauet vil være meget nær 1990 niveauet.

### 8.4.1 Sektorerne

På grund af udrulning af biocoverordningen vil udledningen herfra (kategori 'øvrige') falde mærkbart frem mod 2020, mens energirelateret metanudledning vil falde en anelse. Da landbrugets udledninger forventes at stige en anelse, vil landbrugets samlede andel af metanudledningerne øges frem mod 2020. Herefter sker der ikke den store udvikling i hverken samlede udledninger eller fordelingen mellem sektorerne.

Metan	1990	2015	2020	2030
Energi	4%	5%	5%	5%
Transport	1%	0%	0%	0%
Landbrug	73%	81%	89%	90%
Øvrig	22%	14%	6%	5%
Total udledninger, Mio. t CO <sub>2</sub> e	7,6	6,8	6,2	6,3

Tabel 85: Fordelingen af metanudledning mellem sektorer, samt totalen

Lattergasudledningerne er faldet ganske betragteligt fra 1990 og frem til 2015, drevet af en næsten total reduktion af lattergasudledningerne fra industrielle processer og et systematisk fald fra landbruget i takt løbende effektivitetsforbedringer. I dag er landbruget den altovervejende kilde til lattergasudledninger. Dette vil øges fremover, da en af effekterne af landbrugspakken fra 2016 vil være øget produktivitet på markerne, hvilket forventes at føre til øgede lattergasudledninger.

Lattergas	1990	2015	2020	2030
Energi	16%	5%	4%	5%
Transport	1%	3%	3%	3%
Landbrug	81%	89%	89%	89%
Øvrig	1%	3%	4%	4%
Total udledninger, Mio. t CO <sub>2</sub> e	7,8	5,2	5,4	5,5

Tabel 86: Fordelingen af lattergasudledning mellem sektorer, samt totalen

F-gasserne kommer alene fra industrielle processer, hvor de hovedsageligt indgår i køleanlæg. F-gasserne gjorde deres indtog i 90'erne, hvor de fungerede som erstatning for de ozon-nedbrydende CFC-gasser, der med Montreal Protokollen skulle udfases. Frem mod 2030 vil flere anlæg enten skifte over til F-gasser med lavere GWP eller blive helt udskiftet med eksempelvis CO<sub>2</sub>-baserede anlæg, hvilket vil drive udledningerne kraftigt ned.

F-gasser	1990	2015	2020	2030
Total udledninger, Mio. t CO <sub>2</sub> e	0,0	0,7	0,5	0,1

Tabel 87: Udledningen af F-gasser

Ikke-energi-relateret CO<sub>2</sub> kommer fra primært fra cementproduktion og dertil visse processer i landbruget. Udledningerne fra landbruget faldt i slutningen af 90'erne til omkring 0,2 mio. t CO<sub>2</sub>e/år, hvilket forventes at fortsætte frem mod 2030. Udledningerne fra cementproduktionen følger i højere grad den økonomiske



udvikling og forventes at stige frem mod 2030. Det skal bemærkes, at udledningen fra cementproduktion kommer fra en enkelt aktør, og udviklingen derfor er meget følsom over for denne aktørs valg.

Ikke-energi CO <sub>2</sub>	1990	2015	2020	2030
Energi	68%	88%	88%	90%
Landbrug	32%	12%	12%	10%
Total udledninger, Mio. t CO <sub>2</sub> e	1,9	1,4	1,6	1,9

Tabel 88: Fordelingen af ikke-energi-relateret CO<sub>2</sub> udledning mellem sektorer, samt totalen

### 8.4.2 LULUCF

LULUCF indgår i klimaregnskaberne som kredit eller debit. Har man et optag, vil man have kredit, der vil kunne bruges til at nå klimamålsætningen, og vice versa med udslip. LULUCF indgår dermed ikke direkte i udledningsregnskaberne, blandt andet fordi det er yderst vanskeligt og usikkert at estimere de præcise udledninger og optag fra arealanvendelse.

Resultaterne for fremskrivningen af LULUCF består af de absolutte tal i udledninger eller optag. Disse tal redegør for det årlige optag eller udslip fra skove og jorde. LULUCF's rolle i de nationale klimaregnskaber afhænger af de specifikke rammer for, hvordan man kan regne bidraget med. LULUCF, der kan/vil kunne indgå i klimaregnskaberne opdeles pt. i følgende kategorier

Artikel i Kyoto-Protokollen	Engelsk forkortelse	Engelsk betegnelse	Dansk forklaring
Artikel 3.3.	AR	Afforestation and Reforestation	Ny skov og genplantet skov siden 1990
	D	Deforestation	Afskovning siden 1990
Artikel 3.4	FM	Forest Management	Skovforvaltning af skove fra før 1990
	CM	Cropland Management	Dyrkede arealer
	GM	Grassland Management	Vedvarende græsarealer

Tabel 89: LULUCF kategorier

Der er dertil en række yderligere kategorier, der indrapporteres under klimakonventionen, men som ikke indgår her, da de ikke kan/umiddelbart vil kunne tælles med i den nationale klimainsats

Under Kyotoprotokollens første periode 2008-2012 var aktiviteter under artikel 3.3 obligatoriske, mens artikel 3.4 aktiviteter var valgfri. Landene var forpligtet til at bogføre kredit/debit fra AR og D, således at alt hvad der var bundet eller udledt skulle tælle med i regnskabet. For FM galdt det, at der var et loft over antallet af kreditter/debit, der kunne bogføres i regnskabet. For CM og GM gjaldt det, at udledningen i et specifik regnskabsår skulle sættes i relation til udledningen i basisåret 1990. Var der lavere udledning end i 1990, ville det give en kredit, uanset om der var nettoudledning eller nettooptag. Dette kaldes net-net princippet.

Mio. t CO <sub>2</sub> e	1990
Skovrejsning	0,0
Afskovning	0,0
Skovforvaltning	0,3
Dyrkede arealer	3,3
Vedvarende græs	0,9

Tabel 90: Udledninger og optag fra jorde og skove i 1990.

For perioden 2013-2020 er der ikke opnået enighed om rammerne for anvendelse af LULUCF, blandt andet fordi Kyoto-protokollens anden periode ikke har opnået tilstrækkelig tilslutning til at træde i kraft. Af samme grund indgår bidrag fra LULUCF ikke i den europæiske klimaindsats i perioden 2013-2020, og derfor heller ikke i den danske indsats i de ikke-kvotefattede sektorer.

For den europæiske klimaindsats 2021-2030 er der i EU Kommissionens udspil lagt op til, at LULUCF kan tælles med i et vist omfang. AR og D gøres obligatorisk, men de eksakte rammer er endnu ikke på plads, og bidraget kan derfor ikke estimeres endnu. CM og GM indgår også, med net-net-princippet og basisåret som et gennemsnit af udledningerne 2005-2007. Udledninger og optag fra kategorien FM forventes inddraget, når de kommende referenceniveauer for skovtilvæksten godkendes. Kreditter fra skov vil i så fald kun kunne anvendes, hvis der bindes mere end hvad der var forventet i referenceniveauet. Der arbejdes med et samlet loft over hvor mange LULUCF kreditter, der kan indgå i den samlede indsats, og for Danmarks vedkommende er der lagt op til, at der kan medregnes i alt 1,6 mio. ton LULUCF-kreditter til den danske målopfyldelse i årene 2021-2030.

Mio. t CO <sub>2</sub> e	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Skovrejsning	-0,6	-1,2	-1,1	-1,1	-1,1	-1,1	-1,9	-1,9	-1,9	-1,9	-1,9	-1,9	-1,9	-1,9	-1,9	-1,9
Afskovning	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Skovforvaltning	0,7	-0,2	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,1	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Dyrkede arealer	1,9	1,4	1,3	0,7	-0,2	-0,8	-1,1	-1,2	-1,2	-1,1	-1,1	-1,0	-1,0	-0,9	-0,8	-0,7
Vedvarende græs	1,3	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7

Tabel 91: LULUCF, udledninger og optag. Negative tal indikerer optag, positive indikerer udslip

Det forventes med betydelig usikkerhed (herunder opgørelsesmetoden) at optaget i skovrejsningen efter 1990 vil øges over den kommende periode, i takt med at skovene vokser. Afskovningen, der typisk skyldes udbygning med infrastruktur eller bebyggelse, forventes at holde sig nogenlunde konstant.

Skovforvaltningen (dvs. biomassen i skove, der eksisterede før 1990) forventes at være kilde til nettoudslip, hvilket formentligt skyldes, at bevoksninger når den hugstmodne alder og forventes fældet. For de dyrkede arealer ses det, at et nettoudslip forventes at vendes til et nettooptag, som følge af modeljustering, øget høstudbytte, udtagning af organiske jorde fra drift samt øget udbredelse af efterafgrøder. Tidligere har det ikke været forventningen, at landbrugsjordene ville levere nettooptag af drivhusgasser. Vedvarende græs vil også fremover være en mindre kilde til udledninger. Da selv relativt små justeringer i metoderne til

opgørelserne kan betyde store forskelle i resultatet, skal det understreges, at opgørelserne af LULUCF-bidraget er behæftet med betydelig usikkerhed.

## LULUCF i 2020

Bidrag fra LULUCF har tidligere indgået i vurderingen af den nationale reduktion i 2020 i forhold til 1990. Bidragets størrelse afhænger af tolkningen af den metode, hvormed det medregnes, herunder fremskrivningens størrelse. Med BF17 kan bidraget estimeres til mellem 1,9 og 2,1 mio. ton CO<sub>2</sub>e i 2020

### 8.4.3 Potentielt bidrag til forpligtelsen i perioden 2021-2030

Hele rammen for forpligtelsen for 2021-2030 er fortsat under forhandling, og dermed er der ingen sikkerhed for, at de endelige rammer ligner de, der er skitseret i forslaget. For kategorierne under artikel 3.3. (AR og D) kan der ikke siges noget, mens der på baggrund af forslagets ordlyd kan gives et estimat på bidraget fra CM og GM. For så vidt angår FM, så afventes der afklaring af referenceniveauer for skovudviklingen og et bidrag herfra er derfor ikke muligt at estimere.

AR og D: Der er på nuværende tidspunkt usikkerhed omkring metoden til at opgøre et eventuelt bidrag fra AR og D. Metodeusikkerheden betyder, at denne fremskrivning ikke kan give informationer om potentielt bidrag.

CM og GM: Det fremgår af forslaget, at disse kategorier skal kunne bidrage med kreditter genereret efter net-net princippet, med 2005-2007 gennemsnittet som basisår. For Danmarks vedkommende var netop disse år ringe høst med lav produktion på jordene, og derfor lav tilførsel af kulstof til jorden. Dette betyder samlet set, at der er et relativt højt udslip netop disse år. Dette, sammenholdt med de øvrige mekanismer nævnt ovenfor, betyder at der i følge fremskrivningen af udviklingen genereres ca. 44 mio. ton LULUCF kreditter i perioden 2021-2030.

Mio. t CO <sub>2</sub> e	Gennemsnit 2005-2007
Dyrkede arealer	3,3
Vedvarende græs	0,8
Total	4,1

Tabel 92: Den gennemsnitlige udledning fra vedvarende græs og dyrkede arealer i årene 2005-2007

## 8.5 Følsomheder

Der er kun foretaget en enkelt følsomhedsanalyse på ikke-energi-relaterede udledninger, og det er på udviklingen i antallet af malkekvæg. Malkekvæg har en relativt stor betydning for udviklingen i udledningerne fra dansk landbrug, og der er samtidig stor usikkerhed omkring den forventede udvikling. Det europæiske mælke marked er ved at finde en ny ligevægt efter ophævelsen af EU's mælkekvoter, og meget små justeringer i antagelser omkring prisforhold på tværs af landegrænser har stor betydning for, hvor i EU fremtidens mælk vil blive produceret. I den bagvedliggende fremskrivning af landbrugsaktiviteterne ligger en forventning om en moderat stigning i antallet af malkekvæg frem mod 2030. I fremskrivningsarbejdet blev der vurderet et konfidensinterval på udviklingen på +/- 17 pct. i 2030.

Der er derfor lavet en følsomhedsanalyse på udledningerne i en situation, hvor antallet af dyr i 2030 er hhv. 17 pct. højere og lavere end det centrale skøn i fremskrivningen. Tallene for dyr er taget fra Institut for Fødevarer og Ressourceøkonomi (IFRO) landbrugsfremskrivning, og udledningerne er beregnet på baggrund af emissionsfaktorer pr dyr fra DCE.

	2015	2020	2025	2030
Antal malkekvæg, centralt skøn, 1000 stk	570	578	592	612
Følsomhed, +/- antal dyr	-	80	90	103
Følsomhed, +/- mio. t CO <sub>2</sub> e	-	0,4	0,4	0,5

**Tabel 93: Variation i emissioner som følge af variationen i dyr**



## 9 Olie- og gasproduktionen

Energistyrelsen udarbejder hvert andet år en opgørelse over de danske olie- og gasressourcer og en produktionsprognose på lang sigt. I de mellemliggende år udarbejdes der en produktionsprognose på kort sigt (den såkaldte 5 års prognose).

I 2016 er der udarbejdet en produktionsprognose for olie og gas på lang sigt. Prognoserne for olie- og gasproduktion bruges blandt andet til at give et skøn over de fremtidige indtægter til staten, og disse prognoser anvendes også som grundlag for udarbejdelse af skøn for brændstofforbrug og flaring.

Prognoserne for olie- og gasproduktionen har ikke direkte effekt på basisfremskrivningens energiforbrug. Det er brændstofforbruget på Nordsøen fra denne prognose fra 2016, der indgår i basisfremskrivningens bruttoenergiforbrug. I basisfremskrivningens opgørelse af emissionerne i forhold til internationale målsætninger indgår flaringen ligeledes.

### 9.1 Afgrænsning

Prognoserne for brændstofforbrug og flaring er baseret på tre bidrag:

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

I produktionsprognoserne medtages produktion på dansk område, og det indebærer eksempelvis, at produktion fra det norske felt Trym ikke medtages. Produktionen fra dette felt behandles på Harald anlægget, og derfor skal brændstofforbrug og flaring for behandlingen af dette felts produktion medregnes i prognoserne.

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

### 9.2 Håndtering af frozen policy

I april 2012 aftalte klima-, energi- og bygningsministeren en ny handlingsplan med de danske operatører om en styrket indsats for at reducere energiforbruget offshore. Planen omfattede perioden 2012 til 2014 og indeholdt målsætninger om yderligere begrænsning af energiforbruget til brændstof og flaring. Denne handlingsplan byggede på de gode erfaringer fra den tidligere plan.

Der er ikke foretaget en samlet opfølgning på handlingsplanen for perioden 2012 til 2014, da denne opfølgning indgår som en del af forberedelsen til en ny handlingsplan. Der er derfor heller ikke indregnet nye energisparetiltag inden for olie og gas i basisfremskrivningen. Drøftelser om en ny handlingsplan med Oil Gas Denmark er ikke påbegyndt endnu, fordi det har været intentionen at afvente færdiggørelsen af den såkaldte olie- og gasstrategi, hvor der i kommissoriet for arbejdet med strategien indgår minimering af energiforbruget til behandling i forbindelse med produktion af olie og gas.

### 9.3 Beregningsmetode og input

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

Herudover antages, at der foretages en fuld genopbygning af Tyra feltet og lukning af et procesanlæg i 2030. Den midlertidige lukning af Tyra feltets anlæg indgår for første gang i prognosen.

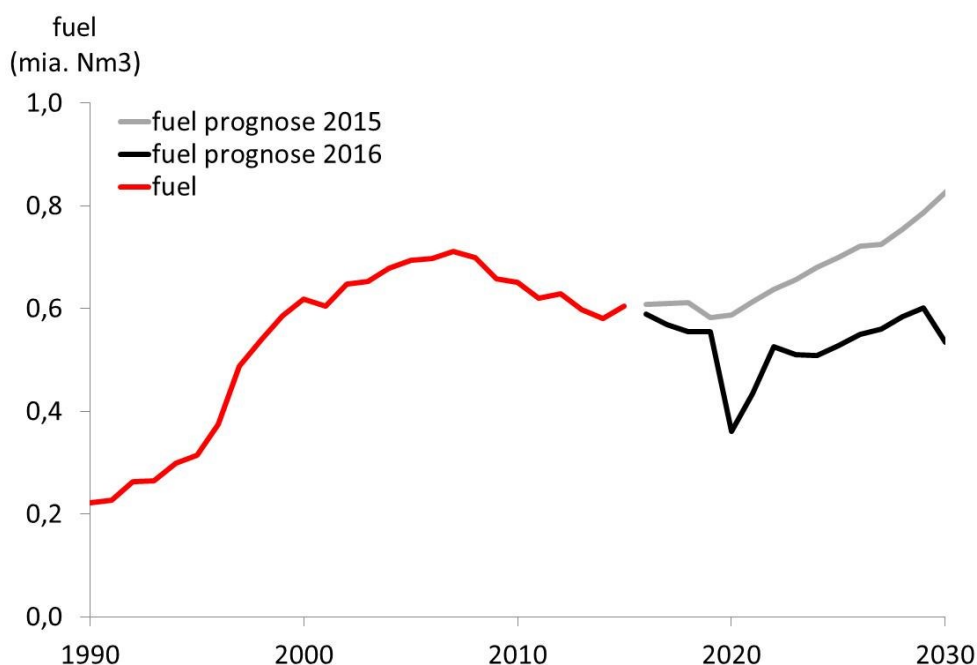
### 9.4 Metodediskussion, herunder fremtidige forbedringer

Det skal bemærkes, at prognosen generelt er mere usikker i år end sædvanligt. Dette skyldes primært usikkerhed om den forventede udbygning af Tyra feltets anlæg, hvor der i prognosen er lagt til grund, at der foretages en fuld genopbygning af Tyra feltet.

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

### 9.5 Resultater

På Figur 93 er historiske data for brændstofforbruget vist sammen med prognosen for 2015 og den nyeste prognose fra 2016.



Figur 93: Brændstofforbrug (fuel) 2016/2015

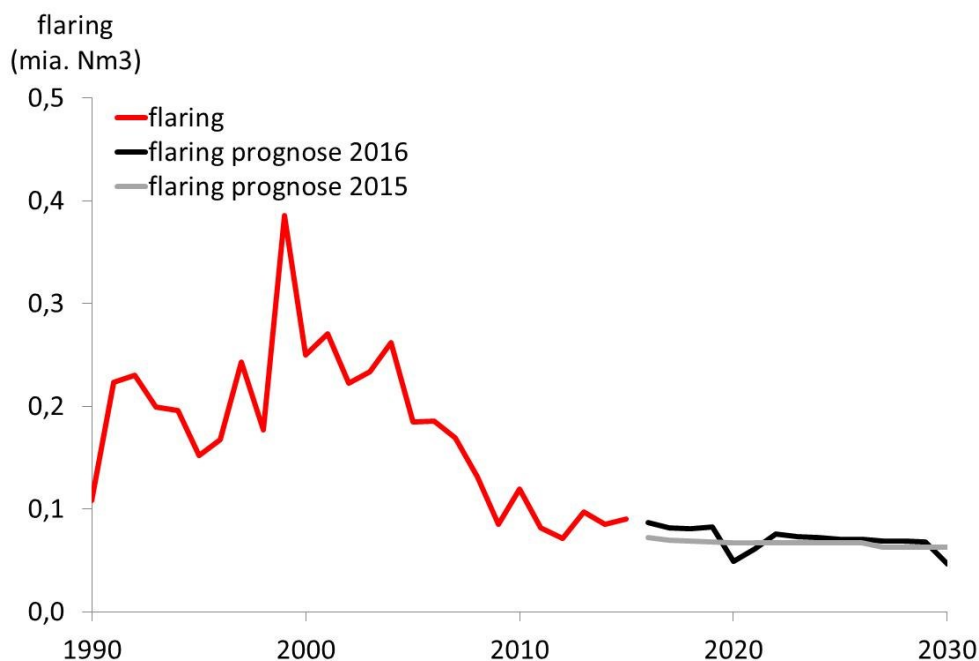
Prognosen for 2016 har generelt et aftagende forløb indtil 2025 og derefter et stigende forløb med markante reduktioner omkring 2020 og 2030. Dette skyldes, at effekten af reoveringen af Tyra feltets

anlæg for første gang er indregnet i prognoserne, og derfor forventes brændstofforbruget og flaringen at falde omkring 2020. Feltet lukkes på grund af indsykning af platformene på feltet, da indsykningen kan udgøre en sikkerhedsmæssig risiko. Renoveringen af Tyra har således betydning for energiforbruget og udledningerne i året 2020.

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

Skønnet for brændstofforbruget er efter 2020 reduceret markant i forhold til sidste år, fordi bidraget til produktion ved anvendelse af ny teknologi dels er reduceret markant, og dels er indfasningstidspunktet for bidraget udsat.

På Figur 94 er historiske data for flaringen vist sammen med prognosen for 2015 og den nyeste prognose fra 2016.

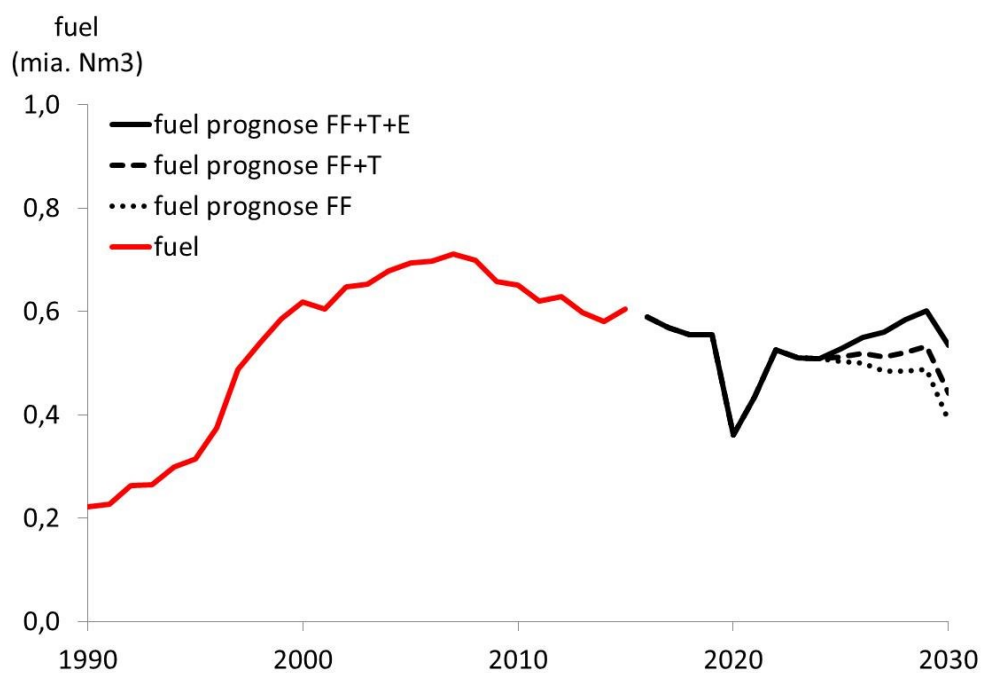


Figur 94: Flaring 2016/2015

Prognosen for 2016 har et næsten konstant forløb, dog med markante reduktioner omkring 2020 og 2030 i lighed med brændstofforbruget. Bortset fra disse reduktioner er der ikke foretaget større revisioner af prognosen for flaring i forhold til sidste år.

På Figur 95 er historiske data for brændstofforbruget vist sammen med den nyeste prognose fra 2016, opdelt i bidrag for eksisterende felter og fund (FF), anvendelse af ny teknologi (T) og fremtidige nye fund (E).

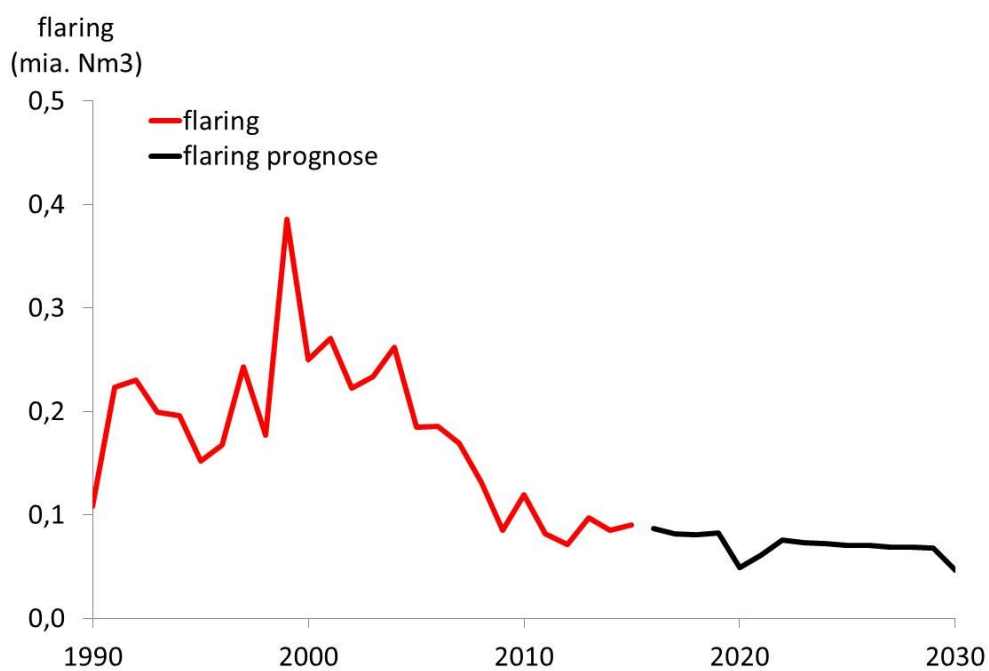




Figur 95: Brændstofforbrug 2016

Det skal understreges, at det er det samlede bidrag for brændstofforbruget for eksisterende felter og fund inklusiv anvendelse af ny teknologi og fremtidige nye fund, der indgår i basisfremskrivningen.

Som nævnt ovenfor er det forudsat, at anvendelse af ny teknologi og produktion fra fremtidige, nye fund ikke giver anledning til yderligere flaring. Se Figur 96:



Figur 96: Flaring 2016

## 10 Det samlede energisystem – Energiforbrug og drivhusgasemissioner

Følgende kapitel gennemgår fremskrivningen af det samlede energiforbrug og drivhusgasemissioner, samt metoderne til, hvordan dette er udregnet på baggrund af input fra alle de andre sektorer og områder. Derudover indeholder kapitlet en beskrivelse af fremskrivningen af biogasproduktion og –anvendelse.

De centrale resultater for det samlede energiforbrug og drivhusgasemission er:

### 10.1.1 Generelt

- Udløb af den nuværende energiaftale i 2020 samt ophør af tilskud til VE som følge af udløb af EU-godkendelser heraf fører til, at anvendelsen af Vedvarende Energi (VE) stagnerer efter 2020, og forbruget af fossile brændsler øges som følge af øget forbrug af el.
- Udviklingen slår hårdest igennem i el og fjernvarme. Her er der frem mod 2020 en massiv omstilling til biomasse og vindkraft, hvorimod denne udvikling fra 2020 til 2030 går i stå.

### 10.1.2 Bruttoenergiforbrug og endeligt energiforbrug

- Bruttoenergiforbruget ændrer trend fra at have været svagt faldende fra 2000 til 2020 til at være svagt stigende fra 2020 til 2030.
- Det endelige energiforbrug stiger efter 2020, primært fordi industriens energiforbrug stiger, og der er indregnet øget elforbrug til datacentre (privat service).
- Energispareaftalen med energiselskaberne ophører i 2020, og sammen med øget elforbrug til især datacentre betyder det et stigende energiforbrug i erhvervene, mens fortsat nedrivning af ældre boliger ned lav energieffektivitet og effektivt nybyggeri sikrer, at energiforbruget til rumvarme falder.

### 10.1.3 VE i energiforbruget

- Vedvarende energi er vokset mere end 2½ gang fra år 2000 til i dag. Denne trend ændres i fremskrivningen fra 2020, hvor forbruget af VE er nogenlunde konstant. De tre vigtigste årsager hertil er, 1) at der ikke med fremskrivningens forudsætninger forventes omstillet flere kraftværker til biomasse, 2) at der ikke er vedtaget flere havmølleparker og 3) at der ikke opstilles vindmøller på land, som følge af, at tilskud til landvind ikke indregnes efter 2018, pga. ophør af EU's godkendelse af statsstøtte hertil.
- Fast biomasse og vind udgør hhv. halvdelen og en fjerdedel af forbruget af VE indtil 2020 i fremskrivningen. Stigning i anvendelse af biomasse og vind ophører herefter. Biogas og sol forventes efter 2020 fortsat at stige, og deres andel af den samlede VE stiger hermed.
- Biogasproduktionen stiger til ca. 17,5 PJ i 2023, hvorefter den er konstant (tilskud til ny biogas bortfalder). Omkring ¾ af biogassen anvendes i de ikke-kvoteomfattede sektorer og bidrager med reduktion af omkring 2 pct. af drivhusgasudledningen fra disse sektorer.
- VE-andelen af det endelige energiforbrug når 40 pct. i 2020, og EU-målsætningen på 30 pct. opfyldes dermed med stor margin. Efter 2020 er VE-andelen tæt på konstant, og efterlader dermed en udfordring for den kommende energipolitik i forhold til regeringsmålsætningen om mindst 50 pct. VE i 2030.

- VE-andelen stiger fra 2000 til 2020, men er derefter konstant fordi vindkraft, biomasse til el og fjernvarme er konstant eller falder. Biogas stiger indtil 2023, og sol stiger i hele perioden, men det er ikke nok til at øge VE-andelen.
- Som det har været tilfældet historisk, anvender transportsektoren også fremadrettet i fremskrivningsperioden næsten udelukkende fossile brændstoffer. Elektrificeringen af vejtransporten spiller i fremskrivningsperioden som helhed en meget begrænset rolle. Opfyldelsen af transportsektorens VE-mål på 10 pct. i 2020 vil kræve nye politiske initiativer.

#### 10.1.4 Fossile brændsler i energiforbruget

- Efter at være faldet i en lang årrække, stiger forbruget af fossile brændsler efter 2020. Mens forbruget af olie (til primært transport) og naturgas er konstant, stiger forbruget af kul pga. en kombination af øget elforbrug til især datacentre og stagnationen i udbygningen med VE til elproduktion.
- I fremskrivningen falder forbruget af fossile brændsler i det ikke-kvotekomfattede energiforbrug i el og fjernvarme og husholdninger, men stiger ca. tilsvarende i erhvervene.

#### 10.1.5 Drivhusgasemissioner

- De danske udledninger af drivhusgasser forventes at falde frem mod 2020, hvorefter de med basisfremskrivningens fravær af nye klima- og energipolitiske aftaler forventes at stige igen frem mod 2030.
- Danmark vil fortsat nå det samlede reduktionsmål for de ikke-kvotekomfattede udledninger for perioden 2013-2020 – dog fortsat med en forventet underopfyldelse i året 2020. Skal det forventede mål for 2030 nås, skal der samlet set realiseres reduktioner på ca. 24 mio. ton CO<sub>2</sub>ækv i perioden 2021-2030.

### 10.2 Afgrænsning

Energiforbrug i det samlede danske energisystem baserer sig på input fra de enkelte sektorer (se de foregående sektorafsnit), og er derfor omfattet af samme afgrænsninger. Beregninger og input er derfor beskrevet i de enkelte sektorafsnit, ligesom detaljerede resultater også er beskrevet der.

Dette afsnit omfatter beregninger og resultater på tværs af sektorer:

- Fordeling af bionaturgas på sektorer
- Endeligt energiforbrug
- Bruttoenergiforbrug
- Kvote- og ikke-kvotekomfattet energiforbrug
- VE-andel
- Drivhusgasemissioner

Resultaterne opgøres i forhold til:

- National opgørelse (samme opgørelsesmetode som i Energistyrelsens energistatistik)
- International opgørelse (i overensstemmelse med internationale rapporteringskrav)

Når energiforbrug omtales i basisfremskrivningen er det altid i forhold til den nationale metode, medmindre andet er angivet. Når drivhusgasemissioner omtales i basisfremskrivningen er det altid i forhold til den internationale metode, medmindre andet er angivet. Metoderne er nærmere beskrevet under afsnit

7.3, men følgende for metoderne kan nævnes som har betydning for afgrænsningen af hhv. energiforbrug og drivhusgasudledninger:

- Der er taget højde for grænsehandel i den nationale metode, hvilket betyder, at den relativt store eksport af diesel over grænsen til vejtransport, der således ikke forbruges i Danmark, ikke indregnes i energiforbruget. Der tages ikke højde for grænsehandel i den internationale metode og dermed ikke i drivhusgasudledningerne, hvilket betyder, at det er brændstof solgt i landet, der opgøres, og dermed er diesel i tanken, der køres ud af landet, med i forbruget .
- Gas til flaring i forbindelse med f.eks. olie- og gasudvinding, indregnes ikke i energiforbruget (national metode) men indregnes i drivhusgasudledningen (international metode).
- Energiforbrug til udenrigsluftfart indregnes i energiforbruget (national metode) men ikke i drivhusgasudledningerne (international metode).

Udover dette er drivhusgasudledningerne afgrænset til at blive opgjørt efter de internationale rapporteringsprincipper for IPCC, hvilket betyder, at drivhusgasudledninger fra biomasse ikke indgår.

### **Biomasse og CO<sub>2</sub>-neutralitet**

Der udledes CO<sub>2</sub> ved afbrænding af biomasse. Alligevel betragtes biomassebaseret energi som vedvarende, både hvad angår drivhusgasudledning og ressourceaftryk, idet biomasseressourcerne er fornybare og kan genskabes ved plantevækst. Dette forudsætter dog, at biomassen tilvejebringes på en bæredygtig måde uden varigt tab af kulstofpuljer i planter og jord. Et grundlæggende element er i den sammenhæng at sikre, at den biomasse, der fjernes til energiformål, erstattes af ny biomasse, dvs. genbeplantning og effektiv forvaltning af produktionsskove.

I de nationale klimagasregnskaber bogføres biomassebaseret energi som CO<sub>2</sub>-neutralt. Dette følger de internationale retningslinjer udarbejdet af FN's klimapanel – IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change). Dette skyldes, at CO<sub>2</sub>-aftrykket ved at fælde træet er afspejlet et andet sted i opgørelsessystemet, nemlig under arealforvaltningen (LULUCF). Fældes der skov eller anden biomasse, vil dette derfor blive bogført under arealanvendelsen, uanset hvad biomassen anvendes til, eks. produktion af materialer eller energiformål. Når biomassen brændes af og nyttiggøres til energi, er der altså allerede redegjort for CO<sub>2</sub> effekten i det samlede regnskab, og for at undgå dobbelttælling sættes emissionsfaktoren derfor per definition til nul i energisektoren.

Emnet er beskrevet i nærmere detaljer i Energistyrelsens Bioenergianalysen fra 2014.

#### **10.2.1 Håndtering af frozen policy**

Eftersom beregningerne for det samlede energiforbrug baserer sig på input fra de enkelte sektorer, gælder håndteringen af frozen policy-tilgangen beskrevet under hver sektor også for beregninger og resultater i dette afsnit.

Konkret er der for beregningen af biogasforbruget anvendt en forventet udvikling af produktion og forbrug af biogas. Denne forventede udvikling er underlagt frozen policy i og med, at regler for tilskud til biogas holdes konstant, frem til 2023. I 2023 skal tilskuddet statsstøttegodkendes i EU, hvilket betyder, at støtte til biogas vil kræve ny politik, og kan derfor ikke indregnes med basisfremskrivningens frozen policy-tilgang. Det antages her beregningsteknisk, at støtten efter 2023 kun gives til eksisterende anlæg, hvilket vil få udbygningen til at gå i stå. Der er derfor antaget en konstant produktion af biogas efter 2023.

### 10.3 Beregningsmetode og input

Beregningerne for det samlede energiforbrug og drivhusgasemissioner er foretaget i Sammenfatningsmodellen. Sammenfatningsmodellen sammenstiller de fremskrevne energiforbrug fordelt på sektorer (erhverv og husholdninger, transport, el og fjernvarme samt olie-/gasindvinding) ud fra modelberegningerne beskrevet i de tidligere afsnit. Derudover indeholder Sammenfatningsmodellen historiske energiforbrug fra Energistyrelsens Energistatistik 2015.

Sammenfatningsmodellen indeholder ikke egentlig fremskrivning af energiforbrug, men sammenstiller energiforbrug, så beregninger af nøgletal og drivhusgasudledning på tværs af sektorer kan foretages. Koblingen med historiske data gør, at den historiske og i fremtiden forventede udvikling kan sammenlignes.

Her er det væsentligt at nævne, at ved fordeling af brændsler mellem el og fjernvarme ved kraftvarme anvendes 200 pct.-metoden i energistatistikken, mens 125 pct.-metoden anvendes i basisfremskrivningen. Forskellen har ikke betydning for opgørelsen af Danmarks samlede energiforbrug eller drivhusgasemissioner og heller ikke for VE-andelen. Det betyder udelukkende, at hvis brændselsforbruget til fjernvarme- eller elproduktion opgøres hver for sig, så vil der rent metodemæssigt gå mere brændsel til fjernvarme i fremskrivningsperioden end i den historiske periode (og tilsvarende mindre brændsel til el).

Input til Sammenfatningsmodellen er:

- Energistatistik (seneste historiske år er 2015)
- Energiforbrug fremskrevet for hver sektor (erhverv og husholdninger, transport, el og fjernvarme samt olie-/gasindvinding)
- Biogasprognose
- Kvotestatistik
- Drivhusgasser beregnet af Århus universitet (DCE)

Output fra Sammenfatningsmodellen er som nævnt

- Endeligt energiforbrug
- Fordeling af bionaturgas på sektorer
- Bruttoenergiforbrug
- Kvote- og ikke-kvoteomfattet energiforbrug
- VE-andel
- Drivhusgasemissioner

Nedenfor gennemgås metoderne til beregning af disse punkter. Hvor relevant angives beregning af såvel den nationale som internationale opgørelse.

#### 10.3.1 Metode for beregning af energiforbrug efter national/international opgørelse

Som nævnt under 'Afgrænsning' så opgøres energiforbruget efter to forskellige opgørelsesmetoder:

- **Energiforbrug** forstås i basisfremskrivningen altid som opgjort efter den **nationale opgørelse**, medmindre andet er angivet.
- Opgørelser af **drivhusgasemissioner** i basisfremskrivningen er altid opgjort efter den **internationale metode**, med mindre andet er angivet.

Forskellen mellem de to opgørelsesmetoder er beskrevet i nedenstående skema.

Parameter	National metode (energi)	International metode (drivhusgasser)
Klimakorrektion af historiske tal	Ja (klimakorrigerede forbrug)	Nej (faktiske forbrug)
Korrektion for elhandel*	Ja (el korrigeret så produktion er lig forbrug)	Nej (faktiske forbrug til elproduktion)
Grænsehandel (med primært diesel og benzin)	Korrigeret for grænsehandel (der tages højde for hvor brændselt anvendes)	Ikke korrigeret for grænsehandel (kun nationalt solgt energi indregnes)
Flaring	Indgår ikke	Indgår
Private producenter (el- og fjernvarmeproducenter ejet af aktører med andet formål)	Henføres under el og fjernvarme	Henføres under de respektive sektorer hvor de ligger (fx industri)
Udenrigsluftfartens energiforbrug	Indregnes	Indregnes ikke

**Tablet 94: Oversigt over forskelle mellem hhv. den nationale og den internationale opgørelse af energiforbrug.**

\* Bemærk her, at dette kun har betydning for historiske tal. Dette skyldes, at i fremskrivningsårene er elproduktionen forudsat at være lig med elforbruget. Dette er nærmere beskrevet under sektorafsnittet for el og fjernvarme.

### 10.3.2 Metode for fordeling af bionaturgas på sektorer

Beregning af forbruget af biogas i basisfremskrivningen foregår i to trin.

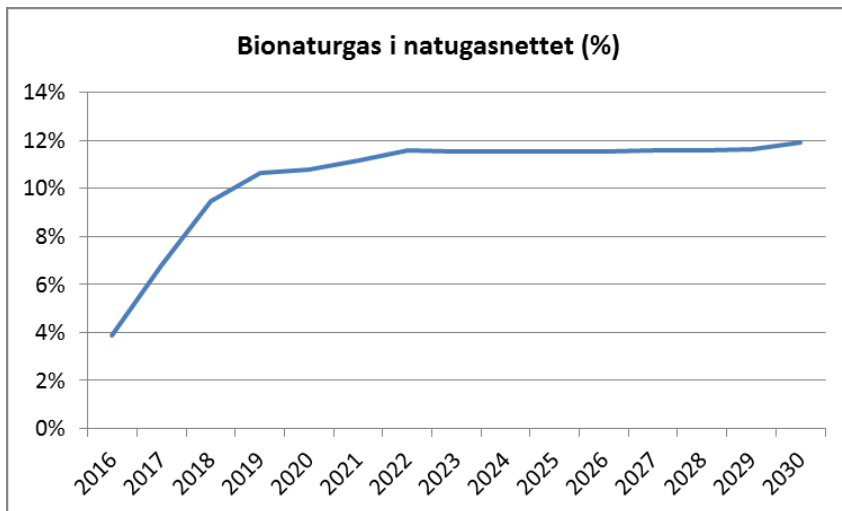
- Trin 1: Der udarbejdes en biogasfremskrivning af Energistyrelsen på nogle overordnede kategorier (input, se næste afsnit).
- Trin 2: Biogasfremskrivningen anvendes som input til de enkelte sektorer beregning af energiforbrug (metode).

For trin 2 gælder, at for el og fjernvarme, procesvarme og transport anvendes biogasfremskrivningen under de respektive sektorer.

For bionaturgas (opgraderet biogas på naturgasnettet) foregår trin 2-fordelingen på tværs af sektorer og beregnes i Sammenfatingsmodellen. Bionaturgas indregnes som en iblanding i naturgasnettet (se nedenstående figur). Det betyder, at bionaturgassen fortrænger naturgas og at den fordeles efter størrelsen af naturgasforbrug i hver sektor. Der iblandes fx 11 pct. bionaturgas på naturgasnettet i 2020. Industrien forbruger ca. en tredjedel af gassen fra nettet og vil dermed få en tredjedel af bionaturgassen, svarende til 11 pct. af gasforbruget. Hvis der ikke havde været bionaturgas i naturgasnettet så havde de 11 pct. været fossilt naturgas i stedet.

Ved opgraderingen af biogassen til bionaturgas indregnes et tab på 1 pct. og dertil også et elforbrug ved opgradering svarende til 5,3 pct. af biogasinputtet.

Bemærk, at ved anvendelsen af biogasfremskrivningen, rammes biogasforbruget til el og fjernvarme i basisfremskrivningen af modeltekniske årsager ikke helt præcist. For at sikre, at den samlede biogasprognose rammes, justeres biogas til opgradering. Det betyder, at mængden af biogas til opgradering er i størrelsesorden 5 pct. højere i Basisfremskrivning 2017 end i biogasfremskrivningen og biogas til el og fjernvarme tilsvarende lavere. I PSO-fremskrivningen anvendes biogasfremskrivningens vurdering.



Figur 97: Der forventes en kraftig vækst i bionaturgas i natugasnettet i de kommende år, men efter 2022 holder andelen holder sig konstant.

### 10.3.3 Input til fordeling af bionaturgas på sektorer

Input til fordelingen af bionaturgas er Energistyrelsens biogasfremskrivning af såvel biogasproduktion samt fordeling af biogasforbruget.

#### 10.3.3.1 Biogasproduktionen

Fremskrivningen af biogasproduktion tager på kort sigt højde for forventede anlægsprojekter og på længere sigt potentialet for og tilskud til produktion af biogas. I vurderingen indgår den forventede produktion af besluttede nye anlæg og anlægsudvidelser frem til 2018. Vurderingen er baseret på informationer fra aktørerne. Hertil er lagt et skøn for den fremtidige produktion fra endnu ikke besluttede anlæg. Denne afhænger af, hvor mange af de kendte projekter, der bliver etableret samt af, om der dukker nye projekter op. Der er stor usikkerhed forbundet med denne vurdering. For at håndtere usikkerheden er projekterne inddelt i tre grupper med hver sin sandsynlighed for gennemførelse. Den forventede produktion fra et anlæg er ganget med sandsynligheden for, at det etableres. Efterfølgende er produktionstallene summeret og indfaset i perioden 2017 – 2020.

Omkring 2020 forventes udbygningstakten at aftage. Dette skyldes, at der ikke længere er mulighed for at få anlægstilskud eller energisparetilskud til gårdanlæg. Der er derfor efter 2020 lagt en lineær stigning ind, som fører til en biogasproduktion på 17,6 PJ i 2023.

#### 10.3.3.2 Biogasforbruget

Ved fordelingen af biogas på overordnede sektorer tages der udgangspunkt i seneste historiske tal, samt forventningen for kommende anlæg, samt for de forskellige tilskudsmuligheder og dermed, hvor det er attraktivt af anvende biogassen.

Biogasfremskrivningen forholder sig til den biogasforbruget fordeler sig på:

- El og fjernvarmeproduktion
- Procesvarme
- Transport
- Opgradering til bionaturgas der injiceres på natugasnettet

Nedenstående tabel viser biogasfremskrivningen anvendt i Basisfremskrivning 2017. Det bemærkes, at biogasproduktionen stagnerer efter 2023. Dette skyldes frozen policy-tilgangen, der betyder, at der rent beregningsteknisk antages at der efter 2023 kun er tilskud til eksisterende produktion, hvorfor udbygningen med biogasproduktion kommer til at gå i stå (se foregående afsnit om håndtering af frozen policy).

PJ	El og fjernvarme	Procesvarme	Transport	Opgradering	Total
2016	5,6	0,5	0,0	3,2	9,3
2017	5,8	0,7	0,0	5,5	12,0
2018	6,1	0,8	0,0	6,3	13,2
2019	6,5	0,9	0,0	7,1	14,5
2020	6,6	0,9	0,0	7,9	15,4
2021	6,9	1,0	0,1	8,2	16,1
2022	7,2	1,0	0,1	8,6	16,8
2023	7,5	1,1	0,1	8,9	17,6
2024	7,5	1,1	0,1	8,9	17,6
2025	7,5	1,1	0,1	8,9	17,6
2026	7,5	1,1	0,1	8,9	17,6
2027	7,5	1,1	0,1	8,9	17,6
2028	7,5	1,1	0,1	8,9	17,6
2029	7,5	1,1	0,1	8,9	17,6
2030	7,5	1,1	0,1	8,9	17,6

**Tabel 95: Af biogasfremskrivning som input til Basisfremskrivning 2017 ses det, at væksten i biogasproduktion primært går til opgradering til bionaturgas.**

Biogasfremskrivningens tal (tabellen ovenfor) anvendes til opgørelse af forventede tilskud og afgifter. Den tidligere nævnte uoverensstemmelse, der fremkommer ved modelleringen i BF17, er meget begrænset og har ikke afledte konsekvenser af betydning.

### 10.3.4 Metode og input for endeligt energiforbrug

Det **endelige energiforbrug** udtrykker energiforbruget leveret til slutbrugerne, dvs. private og offentlige erhverv samt husholdninger. Formålene med energianvendelsen er fremstilling af varer og tjenester, rumopvarmning, belysning og andet apparatforbrug samt transport. Hertil kommer forbrug til ikke energiformål, dvs. smøring, rensning og bitumen (asfalt) til asfaltering. Energiforbrug i forbindelse med udvinding af energi, raffinering og produktion af elektricitet og fjernvarme er ikke inkluderet i det endelige energiforbrug.

Det endelige energiforbrug er desuden ekskl. grænsehandel med olieprodukter, der er defineret som den mængde af motorbenzin, gas-/dieselolie og petroleumskoks, der som følge af forskelle i prisen indkøbes (netto) af privatpersoner og vognmænd m.fl. på den ene side af grænsen og forbruges på den anden side af grænsen. I forhold til grænsehandel tages der altså udgangspunkt i energi forbrugt i Danmark. Dette er ikke tilfældet, når energiforbruget opgøres efter EU-metoden (det *udvidede endelige energiforbrug*), hvor det er den solgte mængde i Danmark, der indgår.



Det **udvidede endelige energiforbrug** (EU-metoden) fremkommer ved at tage det endelige energiforbrug ekskl. forbrug til ikke energiformål og hertil lægge grænsehandel, elektricitets- og fjernvarmedistributionstab, samt egetforbrug af elektricitet og fjernvarme ved produktion af samme. Det udvidede endelige energiforbrug anvendes i forbindelse med EU's VE-målsætninger.

Både det **endelige energiforbrug** og det **udvidede endelige energiforbrug** beregnes i Sammenfatningsmodellen. Input til beregningen er brændsels-, el- og fjernvarmeforbrug, der er fremskrevet for hver sektor i de respektive modeller og samlet i Sammenfatningsmodellen.

### 10.3.5 Metode og input for bruttoenergiforbrug

Det **faktiske energiforbrug** fremkommer ved at tage det endelige energiforbrug og hertil lægge distributionstab, samt energiforbrug i forbindelse med udvinding af energi og raffinering. Desuden tillægges det anvendte energiforbrug (brændselsforbrug, vindenergi mv.) ved produktion af elektricitet og fjernvarme.

**Bruttoenergiforbruget** fremkommer ved at korrigere det faktiske energiforbrug for brændselsforbrug knyttet til udenrigshandel med elektricitet. Bruttoenergiforbruget beskriver det samlede input af primær energi til energisystemet. Inputtet af primær energi til det danske energisystem er en blanding af brændsler og brændselsfri energi i form af vind, sol og omgivelsesvarme ('gratis varme' i varmepumper og geotermi).

Bemærk her, at korrektionen for udenrigshandel med el kun har betydning for historiske tal og ikke for fremskrivningsperioden. Dette skyldes, at Energistyrelsens bedste bud på fremskrivning af elproduktion i Danmark er, at der ikke er nettoelhandel i et fremtidigt gennemsnitsår, dvs. at elproduktion er lig elforbrug, hvorfor det faktiske energiforbrug er lig bruttoenergiforbruget for fremskrivningsårene. Dette er nærmere beskrevet under sektorafsnittet for el og fjernvarme.

Det **korrigerede bruttoenergiforbrug** fremkommer ved at korrigere bruttoenergiforbruget for temperaturmæssige klimaudsving i forhold til et vejræssigt normalt år. I praksis er det det endelige energiforbrug, der klimakorrigeres. I fremskrivningssammenhæng forudsættes vejræssigt normale år, hvorfor det korrigerede bruttoenergiforbrug er lig bruttoenergiforbruget, og der tales i fremskrivningen kun om bruttoenergiforbruget.

#### **Energistyrelsens metode til korrektion for klimaforskelle**

Formålet med klimakorrektion er at vise energiforbruget uafhængigt af klimaudsving mellem de enkelte år. Klimakorrektion sker ved at korrigere - for hvert enkelt af statistikkens forbrugsområder - den andel af energiforbruget, som består af rumopvarmning, og som er afhængig af klimaet.

Korrektionen sker ved at sætte årets graddagetal i forhold til graddagetallet i et normalår. Et højt antal graddage i forhold til et normalår angiver, at det har været et forholdsvis koldt år, og årets faktiske energiforbrug korrigeres derfor ned som udtryk for, hvad energiforbruget ville have været i et normalt år. Et lavt antal graddage medfører omvendt, at det faktiske energiforbrug korrigeres op.

Ideelt set skal graddagetallet for de forskellige år fordele sig nogenlunde jævnt omkring normalåret. Tidligere benyttedes et fast normalår, men på grund af det stadig mildere klima betød det, at graddagetallet i en længere årrække med få undtagelser var lavere end 'normalen'. For at få en korrektion, der tager højde for, at klimaet er blevet stadigt varmere, har Energistyrelsen derfor valgt at benytte et

normalår dannet ved at tage et glidende gennemsnit af de seneste 20 års graddagetal.

Graddagetallet opgøres af Danmarks Meteorologiske Institut.

**Bruttoenergiforbruget** beregnes i Sammenfatningsmodellen. Input til beregningen er brændselsforbrug, der er fremskrevet for hver sektor i de respektive modeller og samlet i Sammenfatningsmodellen.

### 10.3.6 Metode for kvote- og ikke-kvoteomfattet energiforbrug

Hvorvidt CO<sub>2</sub>-emissioner er kvoteomfattede eller ej afhænger af den kilde eller det anlæg som de er udledt fra. Se boks nedenfor for baggrund om kvotemarkedet. Hvis der er tale om emissioner fra brændselsforbrug, kan energiforbruget derfor inddeles i kvoteomfattet energiforbrug og ikke-kvoteomfattet energiforbrug.

Opdeling af energiforbruget på kvote/ikke-kvote foregår på to måder i basisfremskrivningen:

- 1) For **endeligt energiforbrug** (husholdninger, erhverv og transport) fordeles energiforbruget efter samme gennemsnitlige fordeling som de seneste fem historiske år. Dette er en forsimplet metode, med stor usikkerhed, eftersom den ikke tager højde for om udviklingen går mod flere eller færre kvoteomfattede anlæg, men blot fastholder andelen.  
*Eksempel: For landbrug inkl. fiskeri har 51 pct. af fuelolien fra 2011-2015 gennemsnitligt set været kvoteomfattet, og denne andel fastholdes for alle fremskrivningsår.*
- 2) For **el og fjernvarme** beregnes det kvoteomfattede energiforbrug ud fra om anlægget, hvor energiforbruget finder sted, er kvoteomfattet. Denne mere korrekte og detaljerede beregning kan lade sig gøre fordi et stort antal el- og fjernvarmeanlæg er modelleret enkeltvis i Energistyrelsens RAMSES-model.

## Udledningerne kan opdeles i kvoteomfattede og ikke-kvoteomfattede

### Kvotemarkedet

Samtlige kvoteomfattede udledninger i Europa reguleres på et fælles kvotemarked. De kvoteomfattede udledninger omfatter CO<sub>2</sub>-udledninger fra energiproduktion, tung industri og andre store punktkilder, og stod i 2012 for ca. 41 pct. af EU's samlede udledning. Den samlede kvotemængde fastsættes på EU niveau, og mængden skærpes årligt frem mod målet i 2020. Kvoterne udbydes på et fælleseuropæisk marked, hvor kvotevirksomhederne opkøber deres kvoter, hvilket reelt betyder, at der ikke kan foretages direkte regulering af kvotesektoren på nationalt niveau gennem kvotetildeling.

### De nationale reduktionsmålsætninger for de ikke-kvoteomfattede udledninger

De ikke-kvoteomfattede udledninger stammer primært fra transport, landbrug, husholdninger, erhverv og affald, dvs. talrige, mindre udledningskilder. De ikke-kvoteomfattede udledninger står i følge de foreløbige opgørelser for 2012 for ca. 59 pct. af EU's udledning. Reguleringen sker gennem national indsats i de enkelte lande, der har fået et reduktionsmål for 2020, der er relativt til 2005-udledningerne. Dette skyldes, at 2005 er det tidligste år, hvor der forelå data, der muliggjorde opdelingen mellem kvote- og ikke-kvoteomfattede udledninger. Den samlede europæiske indsats er fordelt mellem medlemsstaterne i en national byrdefordeling, og indsatsen skærpes frem mod 2020.

### 10.3.7 Input til kvote- og ikke-kvoteomfattet energiforbrug

Til beregning af fordelingen mellem kvote/ikke-kvote for de sidste fem historiske år anvendes Energistyrelsens kvotestatistik. Kvotestatistikken omfatter kvoteomfattet brændselsforbrug for alle virksomheder, der er omfattet af kvoteregistret. Ved at summere dem på sektorer svarende til dem i basisfremskrivningen, kan de sammenlignes med sektorens totale energiforbrug, og andelen af kvoteomfattet energiforbrug kan beregnes. Andelen er vist for udvalgte sektorer og fossile brændsler i 2020 i Tabel 96.

Kvoteomfattet i 2020	Kul	Petrokoks	Fuelolie	Gasolie	Naturgas	Affald
Husholdninger	0 pct.	0 pct.	0 pct.	0 pct.	0 pct.	0 pct.
Offentlig service	0 pct.	0 pct.	0 pct.	0 pct.	3 pct.	0 pct.
Privat service	0 pct.	0 pct.	0 pct.	0 pct.	0 pct.	0 pct.
Bygge og anlæg	0 pct.	0 pct.	0 pct.	0 pct.	0 pct.	0 pct.
Landbrug og fiskeri	5 pct.	0 pct.	51 pct.	0 pct.	46 pct.	0 pct.
Fremstilling	100 pct.	99 pct.	100 pct.	3 pct.	55 pct.	93 pct.
Indenrigsluftfart	100 pct.	100 pct.	100 pct.	100 pct.	100 pct.	100 pct.
Øvrig transport	0 pct.	0 pct.	0 pct.	0 pct.	0 pct.	0 pct.
Decentral kraftvarme	0 pct.	0 pct.	21 pct.	25 pct.	43 pct.	46 pct.
Fjernvarme (ren varme)	0 pct.	0 pct.	0 pct.	0 pct.	0 pct.	0 pct.

**Tabel 96: Andelen af kvoteomfattet energiforbrug i 2020 i basisfremskrivningen varierer meget fra sektor til sektor og mellem de forskellige brændsler**

### 10.3.8 Metode og input for VE-andel

Med EU's klima- og energipakke, blev Danmark forpligtet til at opnå en VE-andel af det udvidede endelige energiforbrug på mindst 30 pct. i 2020 samt at opnå delmål på vejen mod 2020.

VE-andelen af det udvidede endelige energiforbrug beregnes som forholdet mellem tæller og nævner:

- Nævner: Det udvidede endelige energiforbrug (se afsnit 10.3.4)
- Tæller: VE i det udvidede endelige energiforbrug: VE-brændsler i husholdninger, erhverv og transport samt el og fjernvarme baseret på VE. Bemærk at affald her indgår med en VE-andel på 55 pct.

VE-andelen af det udvidede endelige energiforbrug beregnes i Sammenfatningsmodellen. Input til beregningen er brændselsforbrug til el og fjernvarme baseret på VE, der er fremskrevet for hver sektor i de respektive modeller og samlet i Sammenfatningsmodellen.

### 10.3.9 Metode for drivhusgasemissioner

Drivhusgasemissioner kan indeles i tre grupper:

- CO<sub>2</sub> fra energiforbrug: Afhænger af brændslet og beregnes ved multiplicere brændselsforbruget med en emissionsfaktor. I 2014 var omkring 40 pct. af de energirelaterede CO<sub>2</sub>-emissioner kvoteomfattede.
- CO<sub>2</sub> fra proces: CO<sub>2</sub> fra processer der ikke er forbrænding. Udledes næsten udelukkende fra fremstillingsvirksomheder. Udgjorde i 2014 kun ca. 3 pct. af de samlede CO<sub>2</sub>-udledninger. Ligeledes i 2014 var omkring 20 pct. af CO<sub>2</sub>-udledningerne fra proces kvoteomfattede.

- Øvrige drivhusgasser: Omfatter metan, lattergas og F-gasserne. Udledes både indenfor energi og udenfor energi. Indenfor energi afhænger de øvrige drivhusgasser ikke kun af brændslet, men også den måde de forbrændes på. Gasserne udledes primært inden for landbruget samt affald og spildevand. De er ikke kvoteomfattet og udgør en stor del af den ikke-kvoteomfattede udledning.

#### **Drivhusgasserne og forklaringen på CO<sub>2</sub>e**

Drivhusgasserne omfatter:

- CO<sub>2</sub> (kuldioxid): Stammer primært fra afbrænding af fossile brændsler som kul, olie og naturgas.
- CH<sub>4</sub> (metan): Stammer primært fra organiske processer, som dyrs fordøjelse eller affaldskompostering.
- N<sub>2</sub>O (lattergas): Stammer primært fra omsætning af kvælstof
- F-gasser: Stammer primært fra kemiske processer

CO<sub>2</sub> er den drivhusgas, der fylder mest i regnskabet. For at kunne sammenligne klimaeffekten ved udledningen af de forskellige gasser, omregnes deres klimaeffekt til CO<sub>2</sub>-ækvivalent, eller CO<sub>2</sub>e. Således fås et tal, der viser hvor mange ton CO<sub>2</sub>, et ton metan, lattergas eller F-gas svarer til.

Opgørelserne og fremskrivningen af udledningen af drivhusgasser følger de internationale retningslinjer, der defineres af FN's klimapanel, IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) og de internationale rapporteringskrav under FN's klimakonvention. Retningslinjerne omfatter dels metoder til beregning af udledningen af de enkelte drivhusgasser og dels angivelse af hvilke faktorer for de forskellige drivhusgassers relative klimabelastning (GWP – Global Warming Potential), der skal bruges i opgørelserne.

GWP er et udtryk for de enkelte gassers evne til at tilbageholde varme, samt deres levetid i atmosfæren. For at kunne sammenligne effekter, omregnes de enkelte gassers drivhuseffekt til CO<sub>2</sub>-ækvivalent, eller CO<sub>2</sub>e. Dette tal angiver, hvor mange ton CO<sub>2</sub> et enkelt ton af den pågældende gas svarer til i forhold til at opvarme atmosfæren.

Når udledningsfaktorer justeres, skal også de historiske udledninger genberegnes med de nye udledningsfaktorer. Konkret anvender man den nye udledningsfaktor på de historiske data for aktiviteten. Dette betyder, at de historiske udledninger kan ændre sig. En sådan justering skal ikke ses som en reel ændring i udledningerne, men som et mere korrekt billede af, hvad de historiske udledninger har været. Dette betyder, at basisår, der bruges til at fastlægge reduktionsmålsætninger, kan ændre sig, når udledningsfaktorerne justeres.

Når energirelaterede drivhusgasser opgøres ift. internationale målsætninger, er der altid tale om emissioner fra det faktiske energiforbrug, altså hvor der hverken korrigeres for klima eller elhandel.

#### **10.3.10 Input til drivhusgasemissioner**

Alle tre grupper af drivhusgasser (energi/proces/non-energi) beregnes af Nationalt Center for Miljø og Energi (DCE) på Århus Universitet.

DCE's beregning af energirelaterede emissioner er baseret på input i form af brændselsforbrug og anlægstyper, samt fordeling på kvote/ikke-kvote fra Energistyrelsens fremskrivning. Forbrugene er baseret på Sammenfatningsmodellen. Beregningen af de ikke-energi-relaterede emissioner er nærmere beskrevet i kapitlet om non-energi.

## 10.4 Metodediskussion, herunder fremtidige forbedringer

Ift. beregning af bruttoenergiforbrug, endeligt energiforbrug, VE-andele samt drivhusgasemissioner, er der tale om veldefinerede metoder, hvor der ikke umiddelbart er grundlag for diskussion.

Det samme gælder for fordelingen af bionaturgas, der fordeles forholdsmæssigt på sektorer, således at alle ledningsgasforbrug har den samme andel VE. Hvis certifikatmarkedet for biogas bliver større, kan det blive relevant at have en følsomhed, der viser fordelingen af bionaturgas under hensyntagen til, at nogle aktører direkte har købt bionaturgassen. Dette kan dog vise sig at være en vanskelig opgørelse og er ikke anvendt på andre områder (f.eks. fordeles VE-el ikke efter forbrugernes køb af VE-strøm). Det er derfor usikkert, om dette vil blive inkluderet i fremtidige basisfremskrivninger.

Som beskrevet under metode for kvote- og ikke-kvoteomfattet energiforbrug, er der for forbrug af fossile brændsler i det endelige energiforbrug (husholdninger, erhverv og transport) valgt en simpel metode, hvor den gennemsnitlige fordeling af energiforbrug mellem kvote og ikke-kvote de seneste fem statistikår fastholdes i hele fremskrivningsperioden. Denne tilgang kan fungere så længe, der kun sker små ændringer eller omstillinger i de enkelte sektorer. Afhængig af detaljeringsgraden af fremskrivningen af de enkelte sektorer, kan det blive relevant at se nærmere på, om denne metode kan gøres mere detaljeret, således at hvis en sektor i fremskrivningen udvikler sig mod f.eks. øget andel kvoteomfattet forbrug, vil det blive reflekteret i resultaterne. Den nuværende anvendelse af EMMA-modellen til fremskrivning af erhvervenes energiforbrug (se afsnittet med sektorgennemgang erhverv og husholdninger) giver dog ikke indsigt i dette, hvorfor det vil kræve et andet modelapparat eller en særlig analyse at foretage en mere detaljeret fordeling af energiforbrug mellem kvote og ikke-kvote.

## 10.5 Resultater

I det følgende gennemgås udviklingen frem mod 2030 for hver af de områder, der går på tværs af sektorerne.

- Bruttoenergiforbrug og endeligt energiforbrug
- VE i energiforbruget
- Fossile brændsler i energiforbruget
- Drivhusgasemissioner

Ud over gengivelse af det samlede energiforbrug og CO<sub>2</sub> emissioner medtages de variationer, som er fremkommet i de enkelte sektorer ved variationer i inputparametre. Det lave og høje estimat for det samlede energiforbrug og CO<sub>2</sub>-udledning er lavet ved at samle alle lave hhv. høje estimater fra hver sektor i 2 samlede resultater, som her angiver det samlede lave hhv. høje resultat.

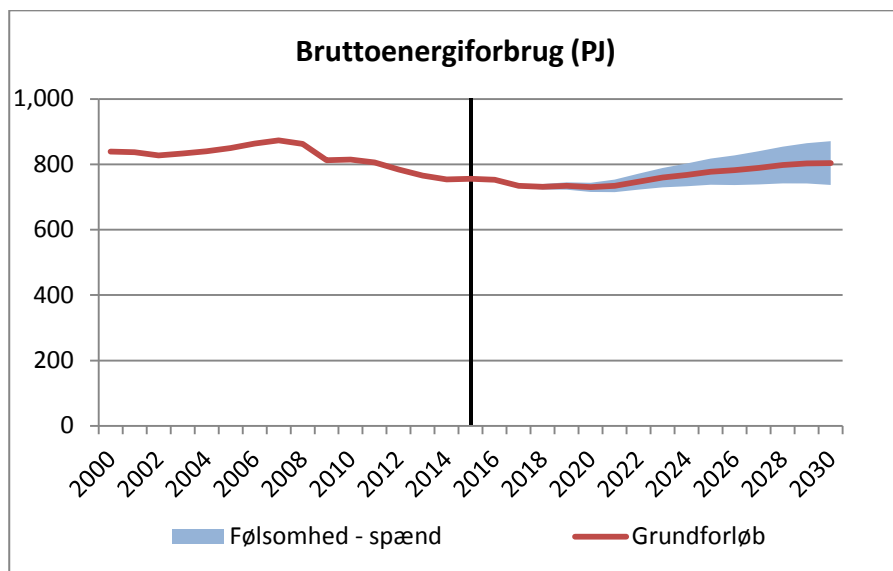
### 10.5.1 Resultater for bruttoenergiforbrug

Danmarks bruttoenergiforbrug stiger svagt i fremskrivningsperioden. Efter at være faldet i 2008 og 2009 primært grundet finanskrisen, forventes et svagt fald frem mod 2020, primært fordi energibesparelser og vindkraftudbygning<sup>112</sup> (herunder Kriegers Flak) opvejer et træk i mod øget energiforbrug fra økonomisk vækst.

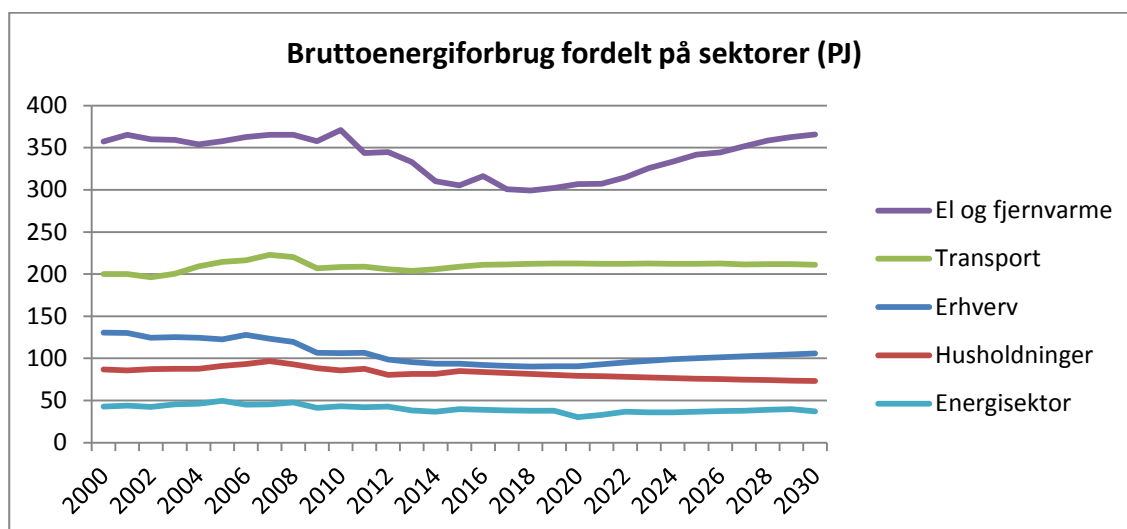
---

<sup>112</sup> Vindkraft kan reducere bruttoenergiforbruget, hvis det fortrænger termisk elproduktion, eftersom tabet ved konvertering fra brændsel til el ikke forekommer ved vindkraft.

Fra 2020 til 2030 ændres denne tendens til en svag stigning af de modsatte årsager: Mindre vindkraft og færre energibesparelser samt øget elforbrug til især datacentre. Stigningen i bruttoenergiforbrug kan således i vid udstrækning henføres til el og fjernvarme, der også er den sektor, der repræsenterer den største andel af bruttoenergiforbruget.



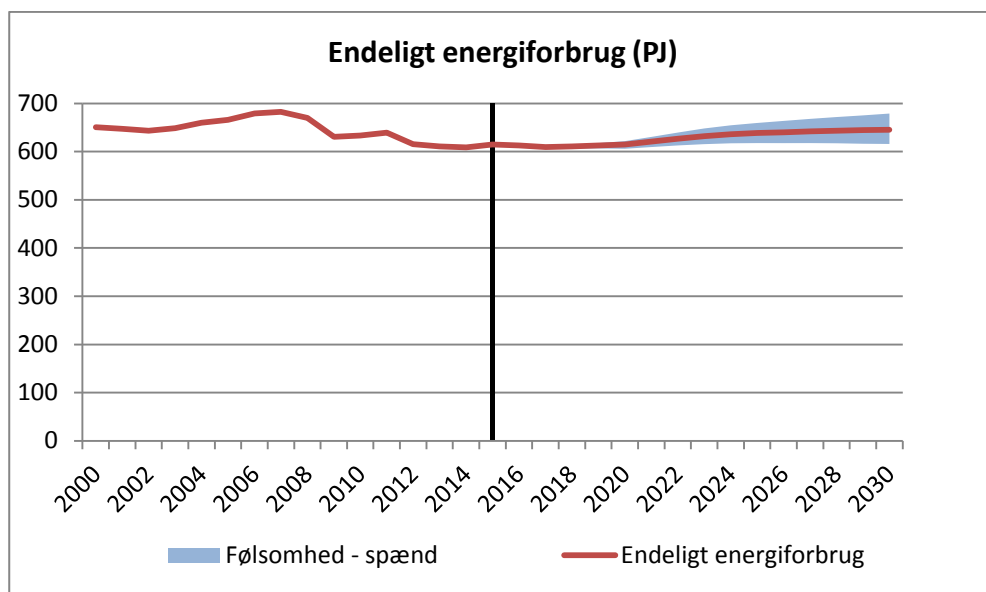
Figur 98: Efter at være svagt faldende fra 2000 til 2020 er bruttoenergiforbruget svagt stigende fra 2020 til 2030



Figur 99: El og fjernvarme og dernæst transport udgør de største dele af bruttoenergiforbruget og figuren viser, at det overvejende er el og fjernvarme, der er årsag til stigningen i bruttoenergiforbrug efter 2020.

### 10.5.2 Resultater for endeligt energiforbrug

Det endelige energiforbrug (brændsler, el og fjernvarme i husholdninger, erhverv og transport) går fra at være konstant fra 2012-2020 til at være svagt stigende fra 2020-2030.



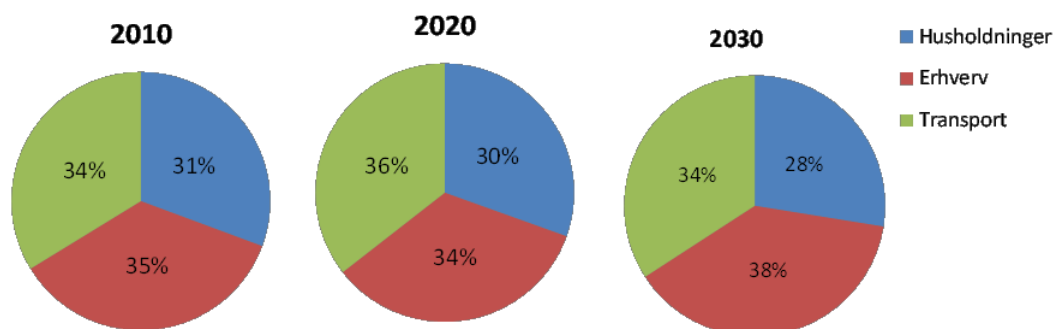
Figur 100: Det endelige energiforbrug ligger i perioden 2000-2030 på mellem 600 og 700 PJ. Udviklingen går fra at være faldende, til at være konstant til at være svagt stigende.

Erhvervenes andel af det endelige energiforbrug stiger fra 2020 til 2030. Dette skyldes hovedsageligt, at:

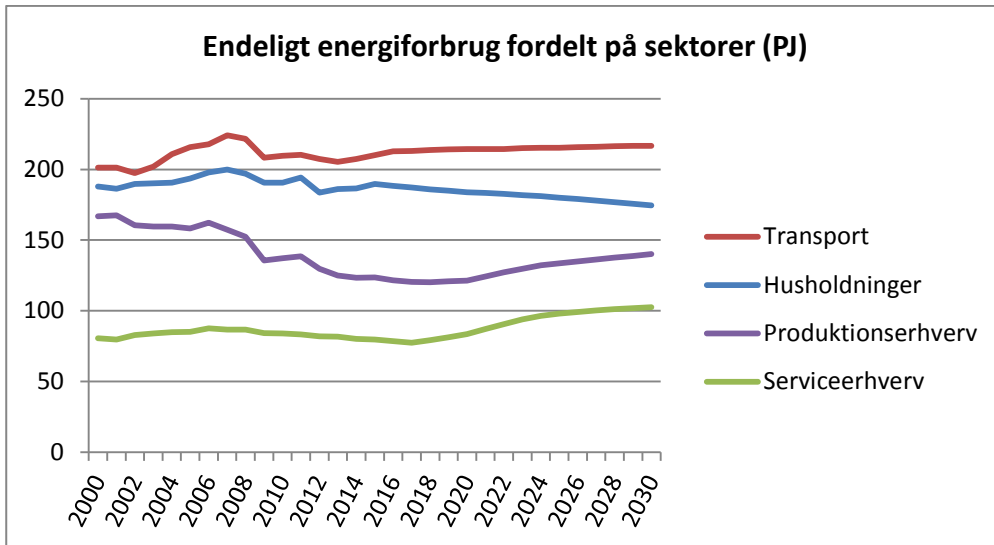
- Energibesparelser i erhverv reduceres efter 2020, hvor aftalen med energiselskaberne ophører
- Elforbruget i erhverv stiger grundet flere datacentre

I det samlede energiforbrug modvirkes disse faktorer dog af:

- Fortsat udskiftning af husholdningernes bygningsmasse (nedrivning og nybyggeri) reducerer husholdningernes energiforbrug
- Fortsat effektivisering af transportmidlerne holder transportens energiforbrug på et stabilt niveau, trods stigning i den samlede transport.



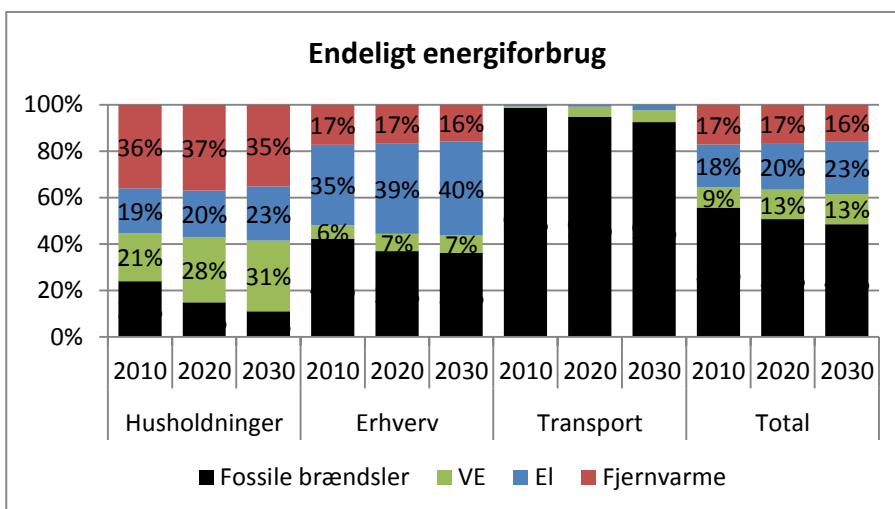
Figur 101: Husholdninger, erhverv og transport har hver omkring en tredjedel af det endelige energiforbrug. Fra 2020 til 2030 stiger erhvervenes andel svagt.



Figur 102: Efter 2020 stiger det endelige energiforbrug i produktions- og serviceerhverv, mens det falder i husholdninger og er konstant i transporten.

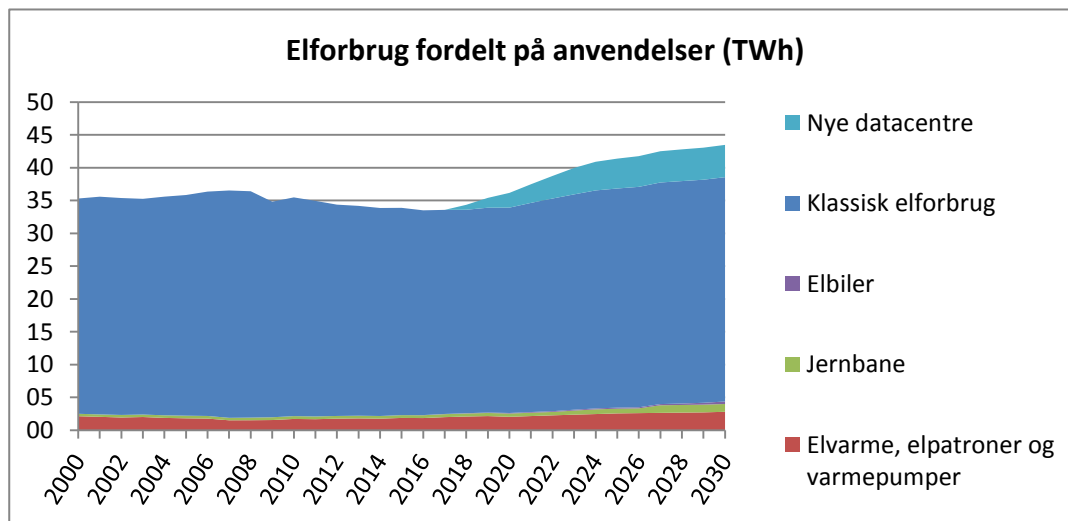
Der er stor forskel på, hvordan udviklingen i sammensætningen af energiforbruget er i hver sektor:

- Husholdningerne øger fra 2010-2020 forbruget af biomasse, mens andelen af naturgas og olie falder. I perioden 2020-2030 falder de fossile brændsler yderligere, men her er det i højere grad opvarmning med varmepumper (og dermed el), der stiger.
- I erhvervene øges elforbrugets andel af energiforbruget, men fra 2020-2030 er fordelingen tæt på uændret, og elforbrug og fossile brændsler har de største andele.
- Transporten består overvejende af fossile brændsler gennem hele fremskrivningsperioden.
- Samlet set så mindskes de fossile brændsler andel af det endelige energiforbrug fra 2010-2020, mens andelen er tæt på uændret fra 2020-2030, dog er der et øget elforbrug især fra kommende datacentre.





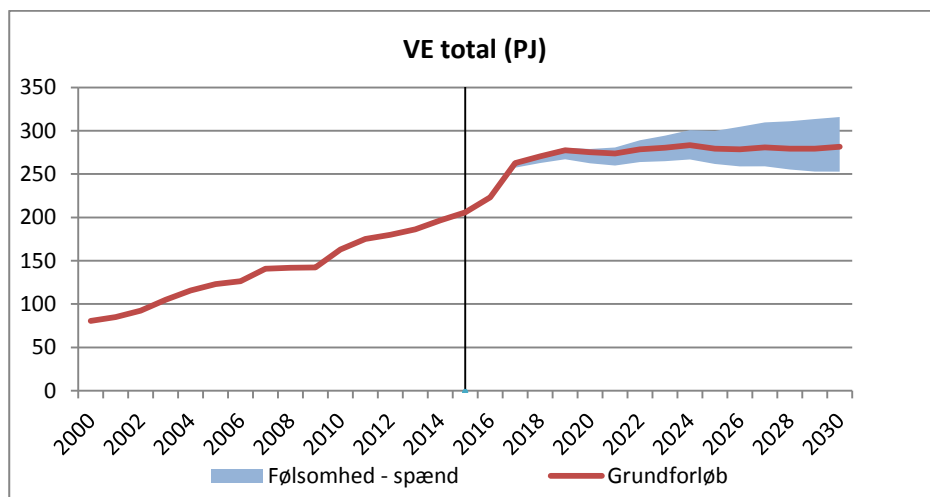
Figur 103: I husholdningerne og i erhvervene sker en omstilling væk fra fossile brændsler i 2010-2020, men i 2020-2030 er denne omstilling begrænset, da et stigende energiforbrug giver grundlag for øget forbrug af fossile brændsler i erhvervene. I transporten er der en omstilling væk fra benzin og diesel grundet øget iblanding af biobrændstoffer.



Figur 104: Elforbruget stiger markant efter 2018, primært grundet nye datacentre men også øget klassisk elforbrug (uden initiativer indenfor energibesparelser efter 2020 trækker den økonomiske vækst elforbruget i erhverv op).

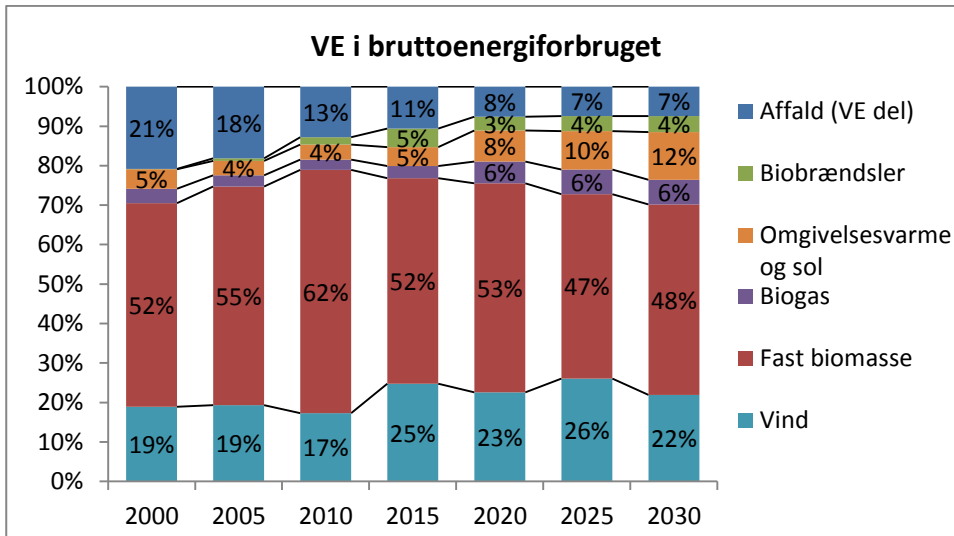
### 10.5.3 Resultater for VE i energiforbruget

VE i bruttoenergiforbruget er steget markant de sidste mange år. Stigningen forventes at fortsætte fra 2016 til 2019, hvorefter det er nogenlunde konstant frem til 2030. Den meget kraftige stigning fra 2016 til 2017 skyldes primært omstilling af centrale kraftvarmeværker til biomasse.

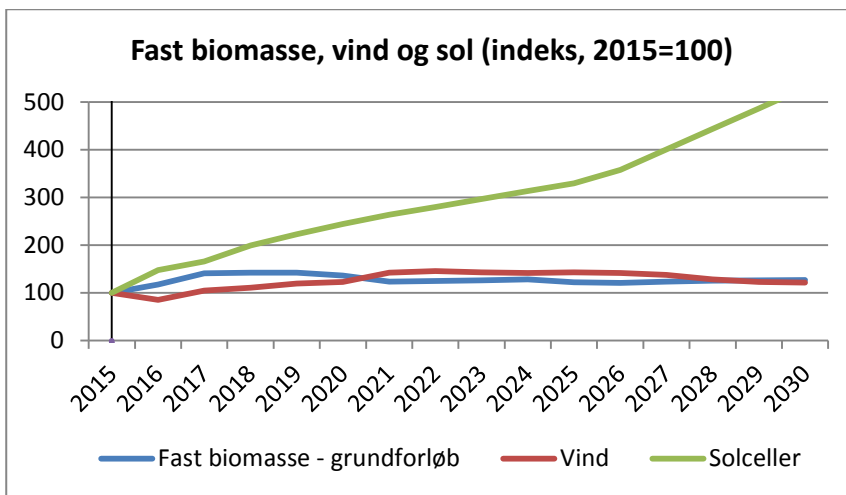


Figur 105: Den historiske stigning i VE fortsætter frem til 2019, hvorefter forbruget af VE er nogenlunde konstant

Vindkraft og fast biomasse dominerer forbruget af VE. Vindkraft og biomasse udgør omkring tre fjerdedele af VE i 2015 og 2020, men i takt med at dette forbrug stagnerer, mens biogas, omgivelsesvarme til varmepumper og sol fortsat stiger, reduceres denne andel.



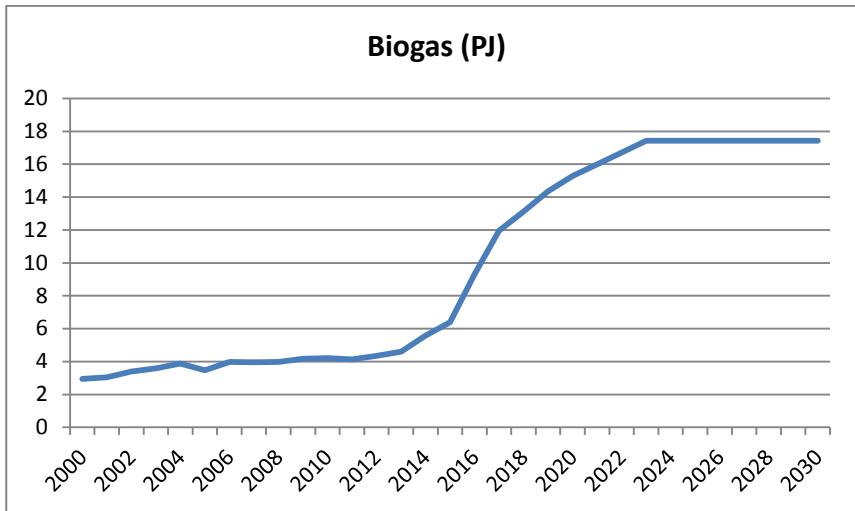
**Figur 106:** Med konverteringen af flere centrale værker til biomasse stiger biomasseforbruget kraftigt fra 2015 til 2020, men samtidig øges vind, sol, omgivelsesvarme til varmepumper og biogas, så biomassens andel er tæt på uændret. Efter 2020 går sidste del af Kriegers flak i drift og sol fortsætter med at stige, hvilket betyder, at biomassens andel falder.



**Figur 107:** Solceller er i kraftig vækst i fremskrivningen, konverteringen af centrale værker får biomasseforbruget til at stige kraftigt frem til 2017, og øget landvind og især Kriegers Flak i 2019 og 2020 sikrer en stigning i forbruget af vind frem til 2021.

#### 10.5.4 Resultater for biogas

Biogasproduktionen stiger i fremskrivningen frem mod 2023, som følge af gældende tilskudsregler. I 2023 udløber statsstøttegodkendelsen af i EU, og en fortsat udbygning herefter antages at kræve politiske beslutninger. Derfor er biogasproduktionen fra 2023 holdt konstant på ca. 17,5 PJ, grundet frozen-policy tilgangen i Basisfremskrivningen.



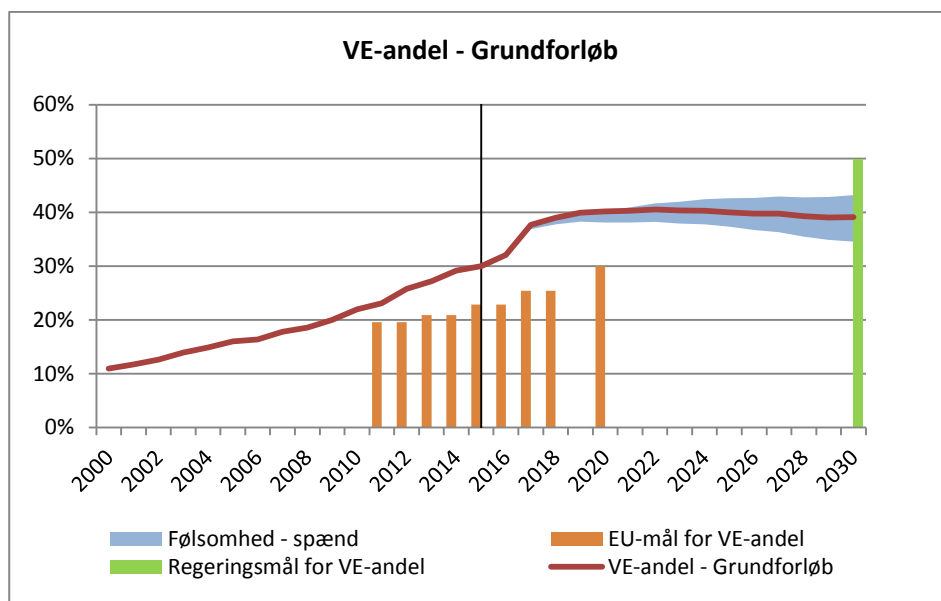
**Figur 108: Mængden af biogas forventes at stige kraftigt frem til og med 2023, hvorefter det er konstant fordi der ikke indregnes tilskud til nye anlæg efter dette år.**

Omkring  $\frac{3}{4}$  af biogassen anvendes i den ikke-kvoteomfattede sektor i fremskrivningen. Hvis det forudsættes, at det fortrænger naturgas (hvilket vil være tilfældet i langt de fleste tilfælde), svarer det til, at biogas bidrager med at fortrænge omkring 2 pct. af de ikke-kvoteomfattede udledninger i fremskrivningen.

### 10.5.5 Resultater for VE-andel af det samlede energiforbrug

Med EU's klima- og energipakke, blev Danmark forpligtet til at opnå en VE-andel af det udvidede endelige energiforbrug på mindst 30 pct. i 2020 samt at opnå delmål på vejen mod 2020. Med fremskrivningens VE-andel på 40 pct. i 2020 overopfyldes målet med stor margin. Også de årlige mål frem mod 2020 nås med stor margin.

I regeringsgrundlaget indgår en målsætning om 50 pct. VE-andel. Fremskrivningen viser, at VE-andelen af det udvidede endelige energiforbrug i 2030 ligger på 35-43 pct., afhængig af udviklingen. Dette betyder, at regeringsmålet ikke indfries med eksisterende politik.



**Figur 109: EU-målene før og i 2020 opnås med stor margin, men regeringsmålet i 2030 efterlader en manko på 8-14 procentpoint.**

VE-andelen stiger markant frem mod 2017, primært grundet omlægning af centrale værker til biomasse, hvorefter stigningen stagnerer. Fra 2019 og frem ligger VE-andelen i fremskrivningen tæt ved 40 pct..

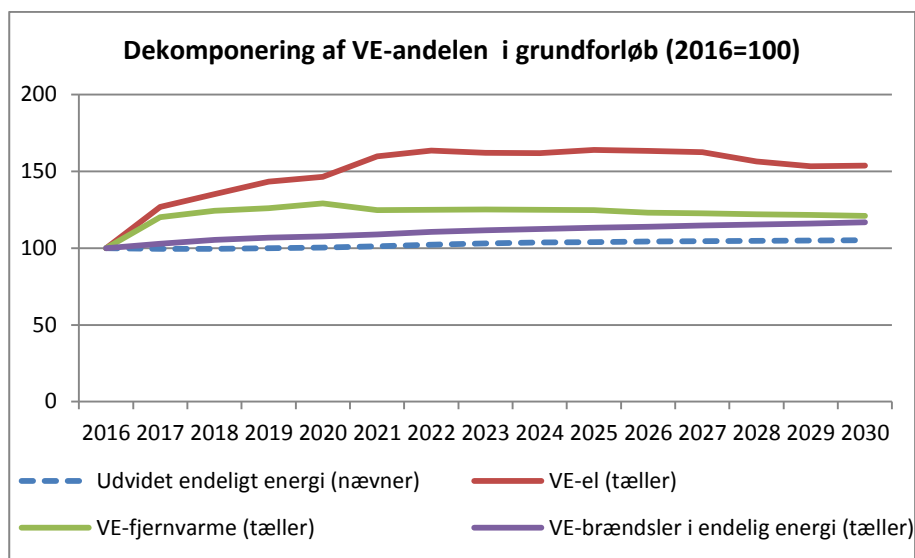
Udviklingen i VE-andelen kan ske ved, at forbruget ændrer sig (nævneren) eller at VE-forbruget ændrer sig (tælleren). Stagnationen i udviklingen af VE-andelen skyldes, at det udvidede endelige energiforbrug stiger svagt (nævneren), mens el og fjernvarme baseret på VE er relativt konstant (tælleren).

Den svage stigning i det udvidede endelige energiforbrug (nævneren i VE-andelen) fra 2020 og frem skyldes bl.a.:

- Økonomisk vækst
- Øget elforbrug til datacentre samt i mindre grad stigningen i elforbrug, som kommer af bortfaldet af PSO-ordningen.
- Færre energibesparelser fordi energispareaftalen udløber i 2020 (en ny aftale er ikke indregnet grundet frozen policy).

Stagnationen i VE i det udvidede endelige energiforbrug (tælleren i VE-andelen) skyldes bl.a.:

- Reduceret vindkraftkapacitet da tilskud til landvind ikke er indregnet efter 2018 (renotificering af tilskud i EU påkræver en politisk handling, såfremt der fortsat skal være tilskud, og dette er derfor ikke indregnet grundet frozen policy-tilgangen).
- Stop for tilskud til biogas efter 2023 (renotificering af tilskud i EU påkræver en politisk handling såfremt der fortsat skal være tilskud, hvilket ikke er indregnet grundet frozen policy-tilgangen).
- Anvendelsen af biomasse til el og fjernvarme topper i 2018-2020, hvorefter forbruget er lidt lavere eller falder i årene frem mod 2030. I den sammenhæng kan det nævnes, at tilskud til biomassekraftvarme i basisfremskrivningen kun gives til eksisterende anlæg og ikke til nye anlæg efter 2019 (renotificering af tilskud i EU påkræver en politisk handling).



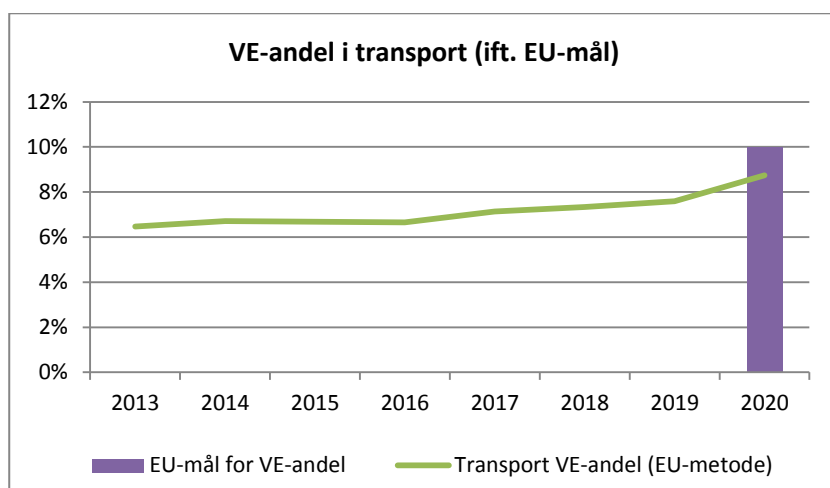
Figur 110: Stagnation i stigningen af VE i el og fjernvarme får stigningen i VE-andelen til at stagnere.

### 10.5.6

#### Resultater for VE-andelen i transport

EU's klima- og energipakke indeholder også et særskilt mål for anvendelsen af vedvarende energi i transportsektoren, hvor Danmark er forpligtet til at opnå en VE-andel i landtransport på mindst 10 pct. i 2020. Målet gælder kun i 2020, og der er således ingen delmål på vejen mod 2020.

Med Energiaftale 2012 blev det besluttet, at der gennemføres en ændring af biobrændstofloven med henblik på at sikre anvendelsen af 10 pct. energi fra VE i transport i 2020. Beslutningen omkring, hvordan denne VE-pct. skal nås, er ikke truffet endnu. Med eksisterende iblanding som krævet i biobrændstofloven, samt øgede krav om anvendelse af 2. g. biobrændstoffer, samt en stigning i anvendelsen af biogas og el i jernbanen resulterer dette i en VE-andel på 8,7 pct. i 2020 i forhold til opgørelsesmetoden, som anvendes i VE-direktivet.

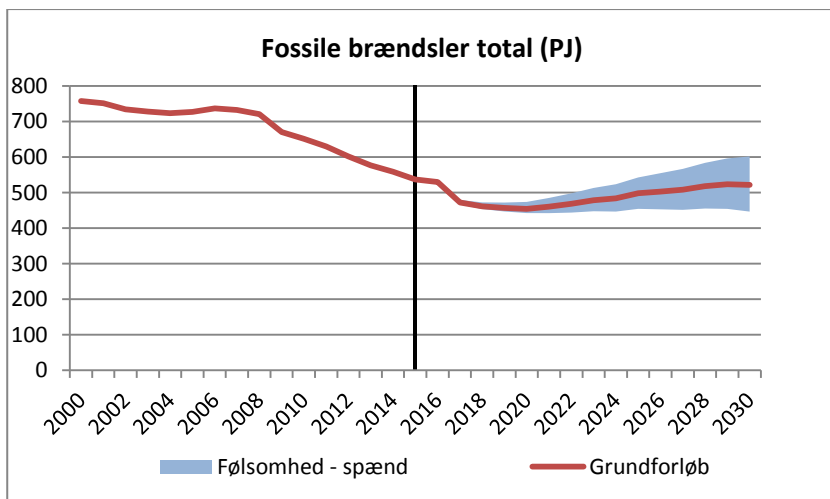


Figur 111: Selvom VE-andelen i transporten stiger frem mod 2020 primært grundet øget iblanding af 2. generations biobrændsler i 2020 samt øget VE i el (anvendes i jernbanen) nås EU-målet i 2020 ikke med nuværende initiativer.

### 10.5.7 Resultater for fossile brændsler i energiforbruget

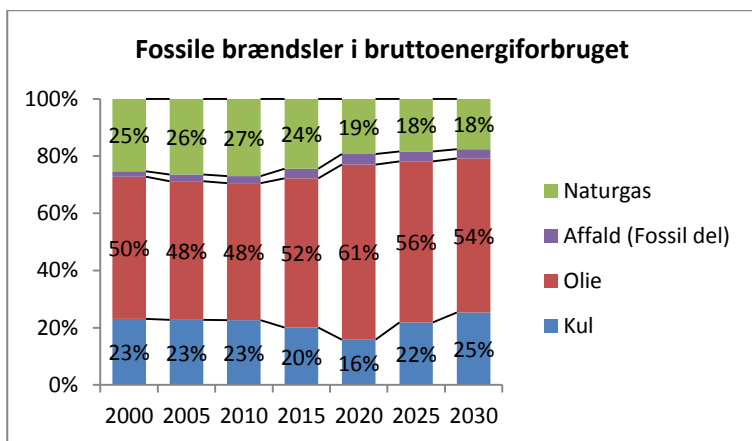
De sidste 10 års fald i fossile brændsler fortsætter indtil 2017, hvorefter udviklingen vender således, at forbruget af fossile brændsler i 2030 er på niveau med forbruget i dag. Forklaringerne på den nye tendens med stigende forbrug af fossile brændsler er:

- Energibesparelserne reduceres efter 2020, hvor aftalen med energiselskaberne ophører.
- Øget elforbrug til især datacentre kombineret med faldende vindkraft giver rum for øget kulforbrug til elproduktion.

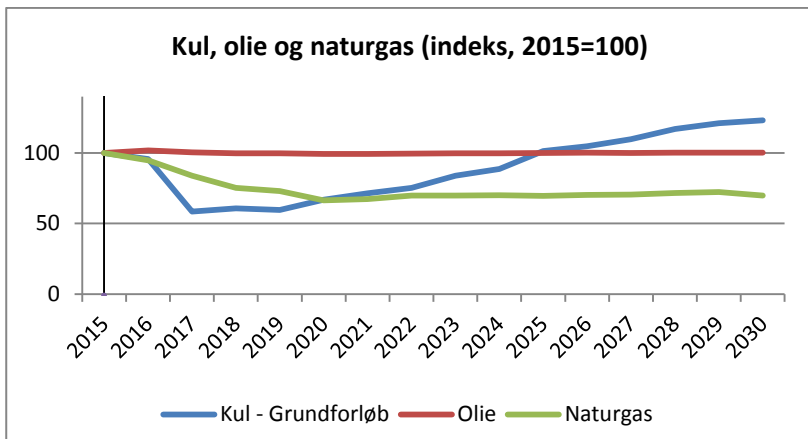


Figur 112: Færre energibesparelser, øget elforbrug til især datacentre samt faldende vindkraft får forbruget af fossile brændsler til at stige efter 2020 i fremskrivningen.

Konvertering væk fra kul og naturgas på centrale værker betyder, at andelen af kul og naturgas i de fossile brændsler er mindre end 40 pct. i 2020. Olieforbruget, der primært stammer fra transport og er nogenlunde konstant, får dermed en større andel i 2020. Øget elforbrug og mindre vindkraft giver grundlaget for øget kulforbrug efter 2020.

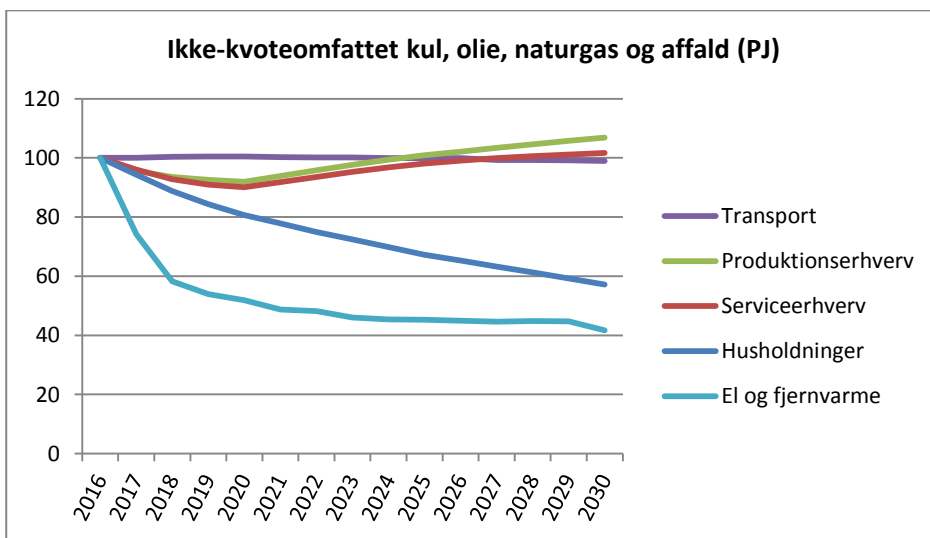


Figur 113: Andelen i de fossile brændsler af kul og naturgas falder frem mod 2020. Efter 2020 er naturgasandelen stabil, mens andelen af kul stiger grundet øget elforbrug og mindre vindkraft.



Figur 114: Forbruget af olie og naturgas er efter 2020 relativt konstant mens kulforbruget stiger grundet øget elforbrug.

Det ikke-kvoteomfattede energiforbrug er relativt konstant i fremskrivningen. For fossile brændsler dækker det over et fald i brændselsforbrug for el og fjernvarme og husholdninger, mens forbruget stiger i erhvervene.



Figur 115: Det relativt konstante samlede ikke-kvoteomfattede energiforbrug dækker over et fald i forbrug af fossile brændsler i el og fjernvarme og husholdninger og en stigning i erhvervenes forbrug af samme.

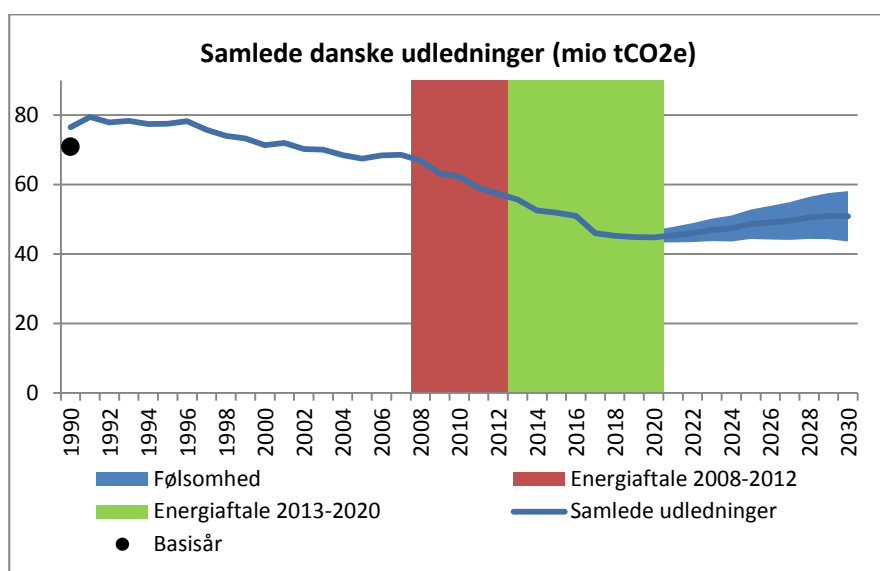
## 10.5.8 Resultater for drivhusgasemissioner

I det følgende vises resultater for drivhusgasemissionerne i fremskrivningen, opdelt efter centrale konklusioner.

### 10.5.8.1 Uden ny energiaftale vil udledningerne vokse

Fremskrivningen viser i grundforløbet et fald i de samlede udledninger frem mod 2020, hvorefter de begynder at stige. Faldet frem mod 2020 sker primært inden for de energirelaterede udledninger og hænger i høj grad sammen med implementeringen af energiaftalerne fra 2008 og 2012. Udbygning og omlægning til vedvarende energi, besparelser og effektivisering medfører et fald i udledningerne. Fra 2020

bortfalder en stor del af de energipolitiske rammer, herunder støtten til etablering af ny VE og energibesparelsesindsatsen. I Basisfremskrivningens *Frozen policy*-tilgang erstattes ingen af disse ordninger med nye, og i dette fravær af energipolitiske rammer vil udledningerne vokse. Dette er primært drevet af en stigende energiefterspørgsel, der imødekommes ved øget fossil energiproduktion, primært kulbaseret. Det øgede forbrug af kul vil naturligt føre til voksende udledninger.



Figur 116: Faldet i de danske udledninger hænger i høj grad sammen med de energipolitiske rammer frem mod 2020. De historiske udledninger er korrigeret for elhandel med udlandet for at give et mere klart billede af udviklingen. Det danske FN-basisår er baseret på faktiske udledninger, der i 1990 var særligt lave pga. stor elimport

### 10.5.8.2 En 37 pct. reduktion i 2020, 28 pct. i 2030

I international sammenhæng anvendes 1990 som det såkaldte basisår, man måler drivhusgasreduktionsindsatsen i forhold til. Det skyldes, at FN's klimakonvention blev vedtaget i 1992, og data for 1990 var på det tidspunkt de nyeste tal. Dermed er 1990 kommet til at fungere som derfor en slags 'år nul' for den globale klimaindsats. Fordelen er, at denne fælles referenceramme gør det muligt at sammenligne de enkelte landes indsats og udvikling.

Danmark har i allerede i dag reduceret betydeligt i forhold til 1990, en udvikling der forventes at forsætte de næste år. Fra omkring 2020 vil udviklingen i grundforløbet vende, primært på grund af bortfaldet af en stor del af de energipolitiske rammer, der pt. driver udledningerne nedad. De danske udledninger vil efter 2020 atter stige, primært på grund af stigende kulforbrug. Træffes der nye politiske beslutninger på energiområdet, fx ved en ny energiaftale, vil vilkårene og dermed udviklingen ændres tilsvarende.



1990 (basisåret)	2015		2020			2030		
Mio. t CO <sub>2</sub> e	Mio. t CO <sub>2</sub> e	Reduktion i fht. 1990, pct	Mio. t CO <sub>2</sub> e	Reduktion i fht. 1990, pct	Inkl. følsomhed	Mio. t CO <sub>2</sub> e	Reduktion i fht. 1990, pct	Inkl. følsomhed
70,8*	51,9	27%	44,8	37%	34% til 39%	50,9	28%	19% til 39%

**Tabel 97: De realiserede og forventede reduktioner i drivhusgasudledninger i forhold til udledninger i basisåret 1990**  
 \* Bemærk, udledningerne i basisåret 1990 er justeret i forhold til tidligere fremskrivninger, bla. på grund af ændrede udledningsfaktorer på historiske aktiviteter

Det danske basisår er, som alle andre landes under FN's klimakonvention, baseret på de faktiske udledninger, der i 1990 var fra dansk territorium. Udledninger var netop dette år usædvanligt lave, da rigelig regn i Sverige og Norge gav stort udbud og lave priser på el-vandkraft, og Danmark derfor importerede strøm fra Norden frem for at producere den selv. Korrigerer man for denne elhandel, ville de danske udledninger have været lidt over 6 mio. ton CO<sub>2</sub>ækv højere. Set i forhold til et korrigeret, højere basisår, vil de realiserede og forventede reduktioner således være ca. 5 pct. point højere de enkelte år.

1990 (korrigeret basisår)	2015		2020			2030		
Mio. t CO <sub>2</sub> e	Mio. t CO <sub>2</sub> e	Reduktion i fht. 1990, pct	Mio. t CO <sub>2</sub> e	Reduktion i fht. 1990, pct	Inkl. følsomhed	Mio. t CO <sub>2</sub> e	Reduktion i fht. 1990, pct	Inkl. følsomhed
76,3	51,9	32%	44,8	41%	39% til 43%	50,9	33%	25% til 43%

**Tabel 98: De realiserede og forventede reduktioner i drivhusgasudledninger i forhold til korrigerede i 1990**

### 10.5.8.3 *Fordelingen mellem sektorer forrykkes*

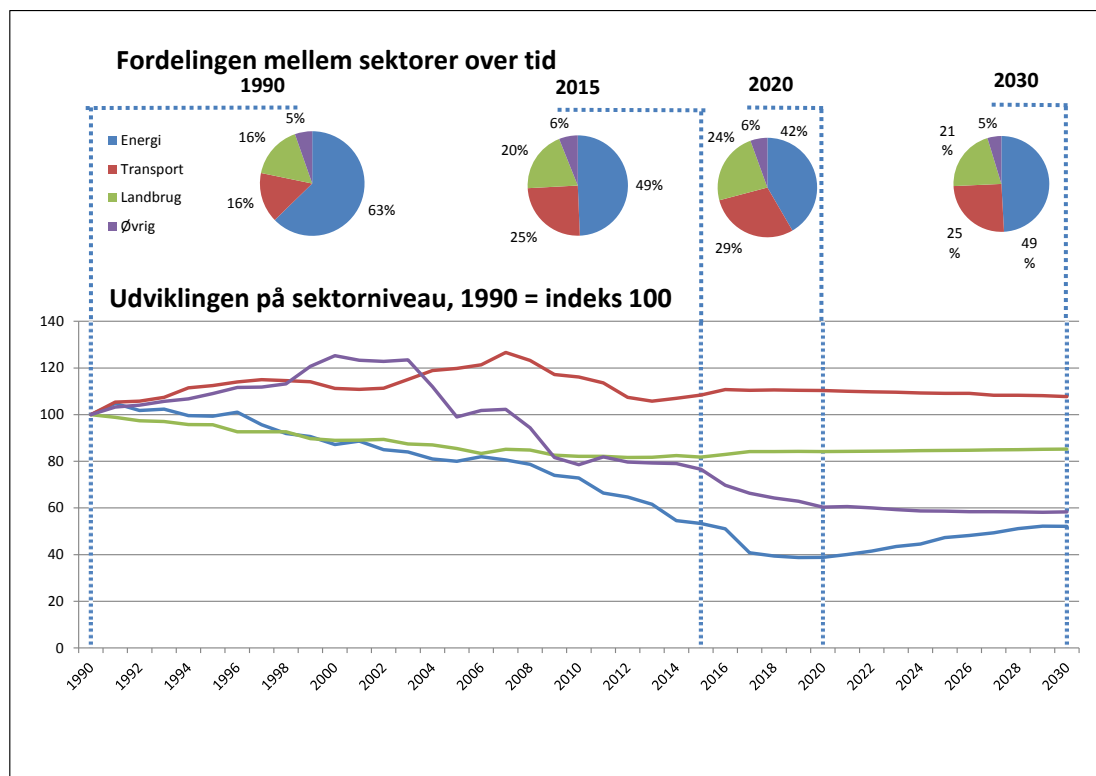
Udviklingen i drivhusgasudledningerne fordelt på sektorer har forrykket sig over tid, fordi det primært er i energisektoren, der er sket forandringer. I 1990 udgjorde de energirelaterede udledninger i Danmark over 60 pct. af de samlede udledninger, mens både transport og landbrug stod for 16 pct. hver især. De øvrige kilder udgjorde tilsammen kun 5 pct. af de samlede udledninger. I 2015 er dette billede væsentligt anderledes. Udledningerne fra energi er næsten halveret og udgør nu under 50 pct. af de samlede udledninger, mens transportens andel af udledningerne er steget og nu udgør en fjerdedel. Landbrugets andel af de samlede udledninger er ligeledes steget, til 20 pct., på trods af, at de absolutte udledninger er faldet med ca. 18 pct. siden 1990.

## Opdelingen i sektorer

Udledningerne er opdelt i 4 overordnede sektorer:

- **Energi:** Alle energirelaterede udledninger på nær transport. Produktion af el og fjernvarme, energiforbruget i produktionserhvervene og husholdningerne og energiforbruget i landbruget
- **Transport:** Indeholder vejtransport og tog, samt indenrigs færges og fly
- **Landbrug:** Udledningerne, der stammer fra de biologiske processer i landbruget – dyrenes fordøjelse, gyllehåndtering samt dyrkning af markerne
- **Øvrig:** Indeholder udledningerne af industrigasser og ikke-energi-relaterede procesudledninger, samt udledninger fra affald og spildevand.

Denne udvikling forventes at fortsætte indtil den nuværende energiaftales udløb i 2020. Både transport og landbrug vil stå for en voksende andel af de samlede udledninger, og samtidig øge de absolutte udledninger en smule. Den energirelaterede andel af udledningerne forventes at falde til lidt over 40 pct. og de absolutte udledninger forventes at være reduceret med ca. 60 pct. i forhold til niveauet i 1990.



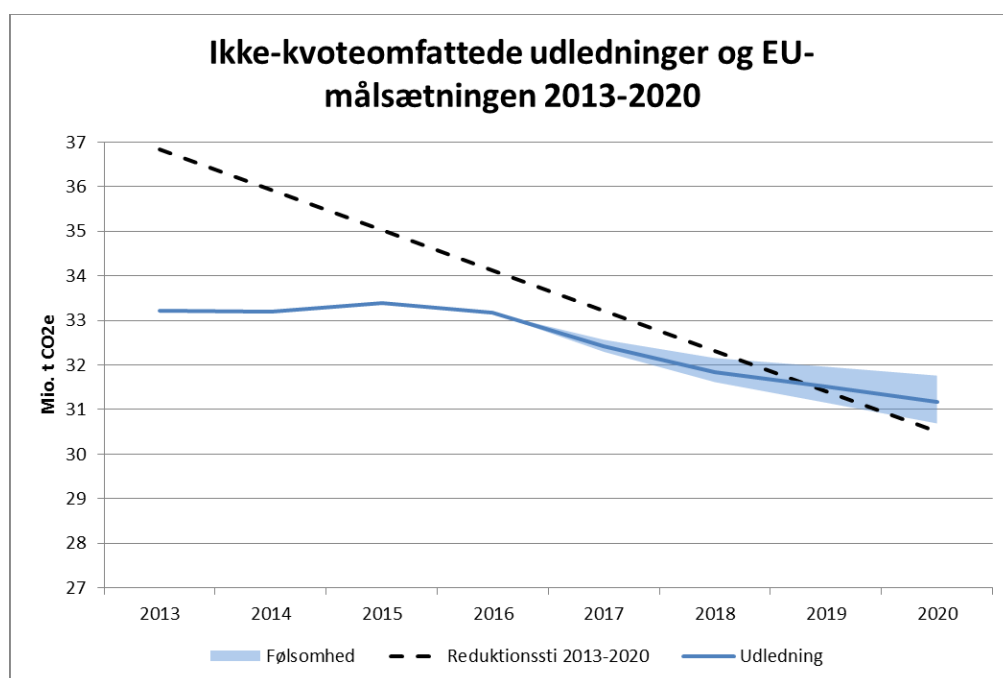
**Figur 117: Udviklingen i sektorernes udledning og andel af samlede udledninger. Energi udgjorde i 1990 den største andel af de samlede udledninger, men på grund af en stor reduktionsindsats falder denne andel frem mod 2020. Udledningernes fordeling på sektorer styres i stort omfang af udviklingen i energisektoren.**

Efter 2020 er udledningerne fra både transport og landbrug mere eller mindre uændrede frem mod 2030 – landbrug stiger en anelse, mens transport falder en anelse. Samtidig forventes de energirelaterede udledninger i grundforløbet at stige igen frem mod 2030, og det betyder, at deres andel af de samlede udledninger vil stige til ca. halvdelen igen, mens de øvrige sektors andel falder tilsvarende.

#### 10.5.8.4 Reduktionsmålet for perioden 2013-2020 nås samlet set – men ikke i året 2020

Danmark har under EU's klima- og energipakke fra 2009 påtaget sig at nedbringe udledningerne fra de ikke-kvotefattede sektorer med 20 pct. i 2020, set i forhold til niveauet i 2005, samt at opnå delmål på vejen mod 2020. Delmålene skærpes gradvist frem mod slutmålet i 2020. Det er muligt at gemme overopfyldelse fra et år og anvende det til målopfyldelse et følgende år.

Der forventes en overopfyldelse for perioden 2013-2018, i 2019 går det mere eller mindre i nul, og 2020 forventes en underopfyldelse på lidt under 1 mio. ton CO<sub>2</sub>-ækv. Da de forrige års overopfyldelse kan 'gemmes' og anvendes til målopfyldelse i år med underopfyldelse, forventes Danmark samlet set at leve op til reduktionsforpligtelserne. I alt forventes en akkumuleret overopfyldelse på ca. 9 mio. ton CO<sub>2</sub>ækv for hele forpligtelsesperioden. Når der tages højde for følsomhederne, vurderes underopfyldelsen i året 2020 til at være mellem ca 0 og 1½ mio. ton CO<sub>2</sub>ækv. Samlet set forventes der, inklusiv følsomheder, en akkumuleret overopfyldelse for hele perioden på mellem 8 og 11 mio. ton CO<sub>2</sub>ækv.



Figur 118: Der forventes overopfyldelse af målsætningen frem til omkring 2019, hvorefter udledningerne forventes at overstige målsætningen. Bemærk, at y-aksen ikke skærer i 0

mio. t CO <sub>2</sub> e	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total	Total inkl. følsomhed
<b>Udledning</b>	33,2	33,2	33,4	33,2	32,4	31,8	31,5	31,2		
<b>Reduktionssti</b>	36,8	35,9	35,0	34,1	33,2	32,3	31,4	30,5		
<b>Manko</b>	-3,6	-2,7	-1,6	-1,0	-0,8	-0,5	0,1	0,7	-9	-8 til -11

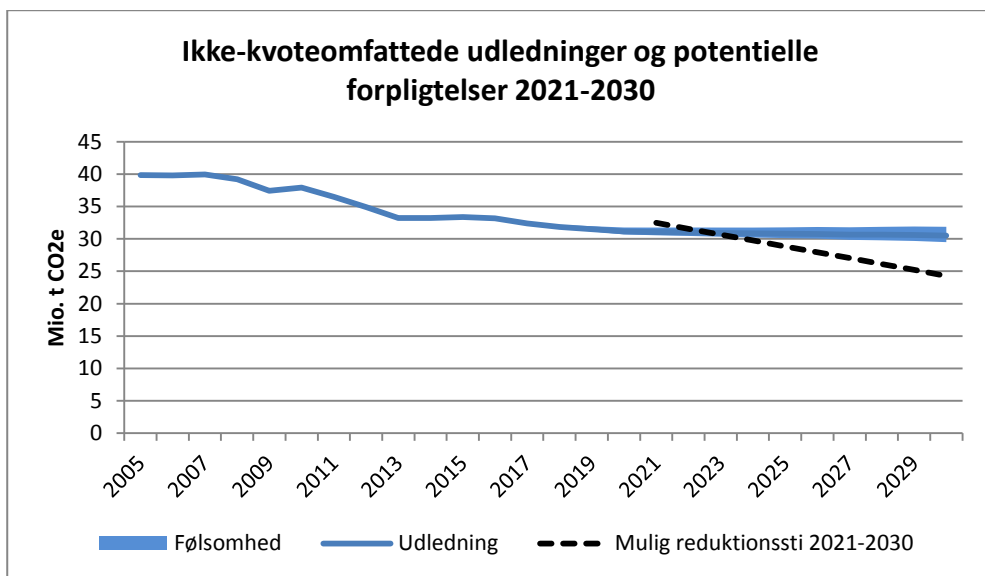
Tabel 99: Udledninger og reduktionsforpligtelse i de ikke-kvotefattede sektorer 2013-2020 (negative tal er overopfyldelse)

#### 10.5.8.5 *Det vil kræve yderligere indsats at nå reduktionsmålet for perioden 2021-2030*

EU-Kommissionen offentliggjorde den 20. juli 2016 et udspil til klimainsatsen for de ikke-kvoteomfattede sektorer for perioden 2021-2030. Forslaget indeholder både byrdefordeling af indsatsen og rammer for opfyldelsen, og er nu til forhandling. Det forventes, at forhandlingerne kan strækkes sig over en årrække, før medlemsstaterne og EU-Kommissionen bliver enige om den endelige udformning. Indtil da er alle vurderinger af forslagens konsekvenser med det forbehold, at den endelige aftale kan se anderledes ud.

Grundlæggende er rammerne for indsatsen de samme som i perioden 2013-2020, med et mål i 2030 og bindende, årligt skærpede delmål frem mod 2030. Danmark har fået til opgave at nedbringe de ikke-kvoteomfattede udledninger med 39 pct. i 2030 set i forhold til 2005. Dog kan både startpunktet for reduktionsindsatsen og det absolutte mål i ton i 2030 variere, alt efter hvilken metode, der bliver enighed om i EU. Dertil kommer usikkerheden på selve fremskrivningen. Derudover forhandles der om en række fleksibilitetsmekanismer, der vil kunne bruges i den samlede reduktionsindsats. Alt i alt betyder det, at vurderinger af reduktionsbehovet er behæftet med betydelig usikkerhed.

Ikke desto mindre kan man allerede nu ane konturerne af den udfordring, Danmark vil stå over for, hvis man alene ser på fremskrivningen af udledninger og den forventede forpligtelse.



**Figur 119:** Det forventes, at udledningerne fra de ikke-kvoteomfattede sektorer vil holde sig nogenlunde konstante frem mod 2030. Med en gradvist skærpet reduktionsmålsætning vil dette betyde en akkumulering af klimamanko frem mod 2030. Reduktionsstien er bedste gæt, og baseret på data fra Basisfremskrivningen 2017 hvad angår start- og slutpunkt.

De danske ikke-kvoteomfattede udledninger forventes i 2030 at være reduceret med mellem 20 og 26 pct. i forhold til 2005-niveauet, hvilket ikke er tilstrækkeligt til at nå målsætningen uden enten yderligere reduktionsindsats eller brug af eventuelle fleksible mekanismer til målopfyldelse. Samlet set forventes det under disse antagelser, at der vil være et reduktionsbehov på mellem 17 og 34 mio. ton CO<sub>2</sub>ækv (centralt skøn ca. 24 mio. ton) i hele perioden, og mellem 5 og 8 mio. ton i 2030, hvis de ikke-kvoteomfattede udledninger skal følge reduktionsmålene.

mio. t CO <sub>2</sub> e	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total	Total inkl. følsomhed
<b>Udledning</b>	31,1	31,0	30,9	30,8	30,8	30,8	30,7	30,6	30,6	30,5		
<b>Reduktionssti</b>	32,5	31,6	30,7	29,7	28,8	27,9	27,0	26,1	25,2	24,3		
<b>Manko</b>	-1,4	-0,6	0,3	1,1	2,0	2,8	3,6	4,5	5,4	6,2	24	17 til 34

**Tabel 100: Udledninger og reduktionsforpligtelse i de ikke-kvoteomfattede sektorer 2021-2030. Bemærk, der er, ud over usikkerheden vedr. fremskrivningen, usikkerhed omkring reduktionsstiens forløb, der pt. forhandles. Dette bud er baseret på EU-kommissionens forhandlingsudspil.**

En del af EU-Kommissionens forslag rummer mulighederne for at benytte sig af såkaldte LULUCF-kreditter, der repræsenterer binding af CO<sub>2</sub> i landets jord og planter. Der er lagt op til, at Danmark kan benytte op til 14,6 mio. ton LULUCF kreditter, og jf. afsnit 8.4.2 forventes det, under de foreslåede regler, at der vil blive genereret langt flere LULUCF-kreditter i perioden 2021-2030. I forhold til anvendelse af LULUCF kreditter vil det derfor sandsynligvis være adgangen til at bruge dem, og ikke mængden, der vil være den begrænsende faktor i forhold til at bidrage til målopfyldelse, idet vurderingen af fremtidige LULUCF-kreditter er forbundet med betydelig usikkerhed. Forslaget rummer desuden en række andre fleksible mekanismer, som fx adgang til begrænset brug af ETS kvoter til non-ETS målopfyldelse eller handel med udledningsrettigheder mellem EU landene.

### 10.5.9 Følsomhedsanalyser

Ud over gengivelse af det samlede energiforbrug og CO<sub>2</sub> emissioner medtages de variationer, som er fremkommet i de enkelte sektorer ved variationer i inputparametre. Det lave og høje estimat for det samlede energiforbrug og CO<sub>2</sub>-udledning er lavet ved at samle alle lave hhv. høje estimater fra hver sektor i 2 samlede resultater, som her angiver det samlede lave hhv. høje resultat. Det skal bemærkes, at der ikke er inkluderet estimater for husholdninger, da modeltilgangen ikke umiddelbart giver mulighed for at beregne disse.

Til eksempel kan nævnes, at for den høje værdi i spændet for fossile brændsler i bruttoenergiforbruget er der valgt høje estimater i alle sektorer:

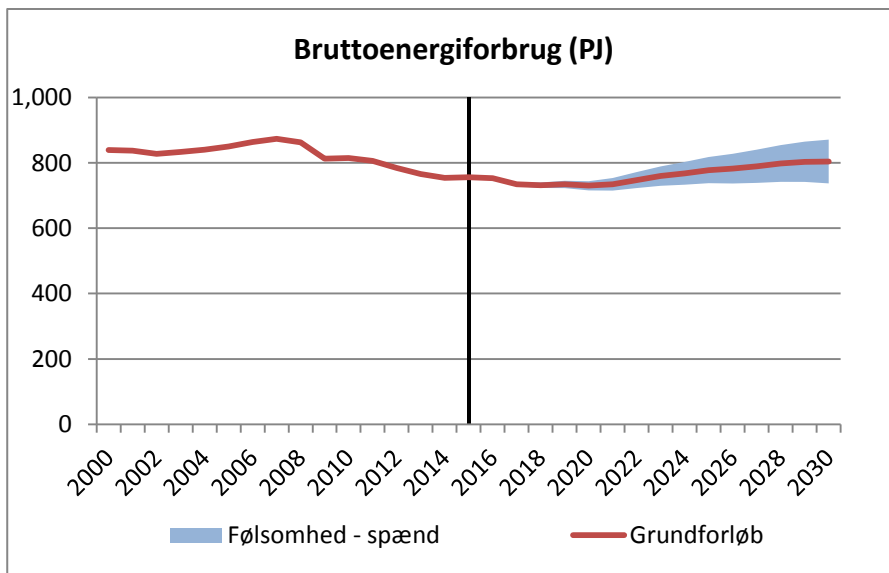
- I erhvervene betyder det, at øget økonomisk vækst, lavere energibesparelser og lave priser for fossile brændsler og CO<sub>2</sub>-kvoter, men høje priser på biomasse giver højere forbrug af fossile brændsler.
- I transporten betyder det, at øget økonomisk vækst, øget vækst i trafikarbejdet, mindre stigning i energieffektiviteten og mindre indfasning af elektriske transportmidler giver højere forbrug af fossile brændsler.
- I el og fjervarme betyder det, at øget elforbrug, lave priser på fossile brændsler og CO<sub>2</sub>, høje priser på biomasse, lav udvikling i kapacitet for vindkraft og solceller giver højere forbrug af fossile brændsler.

I det følgende gennemgås variationernes effekt på fire nøgletal på tværs af energisystemet:

- Bruttoenergiforbrug
- Endeligt energiforbrug
- Elforbruget
- VE-andel

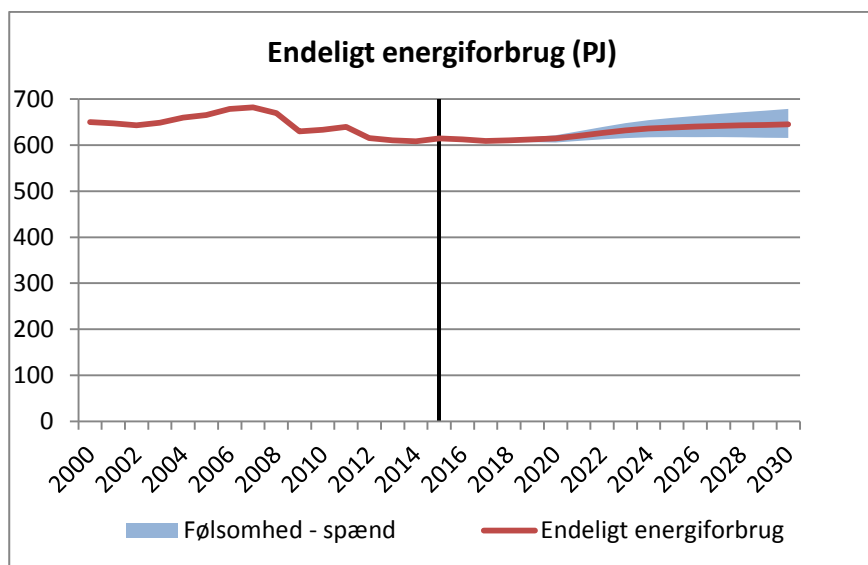
- Bionaturgas på naturgasnettet

For bruttoenergiforbruget udspænder variationerne et udfaldsrum, der i 2030 er på ca. +/- 70 PJ (+/- 8 Pct.). I forhold til den centrale pointe om stigende bruttoenergiforbrug efter 2020 betyder det, at hvis den økonomiske vækst bliver lavere, elforbruget til datacentre bliver lavere og landvind og solceller vinder større indpas end i det centrale forløb, så vil der overordnet set være tale om et næsten konstant bruttoenergiforbrug. Sker det modsatte vil stigningen blive højere end i grundforløbet.



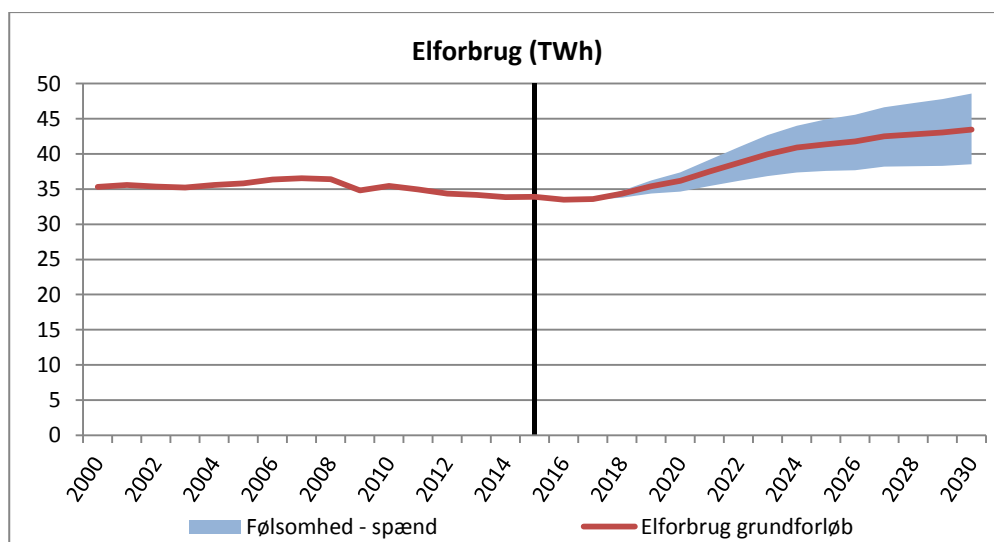
Figur 120: Udfaldsrummet for bruttoenergiforbruget er på ca. +/- 60 PJ i 2030

For det endelige energiforbrug (brændsler, el og fjernvarme i husholdninger, erhverv og transport) udspænder variationerne af parametre et udfaldsrum, der i 2030 er på ca. +/- 30 PJ (+/-5 Pct.). Variationen er altså mindre end for bruttoenergiforbruget, hvilket skyldes, at tabet ved konvertering fra brændsler til el og fjernvarme ikke regnes med i det endelige energiforbrug. Det betyder, at forskellen i elforbrug har mindre betydning i det endelige energiforbrug set ift. bruttoenergiforbruget. I forhold til de centrale pointer for endeligt energiforbrug betyder det, at de fortsat er gældende, selvom effekten kan blive enten lidt højere eller lidt lavere end i grundforløbet.



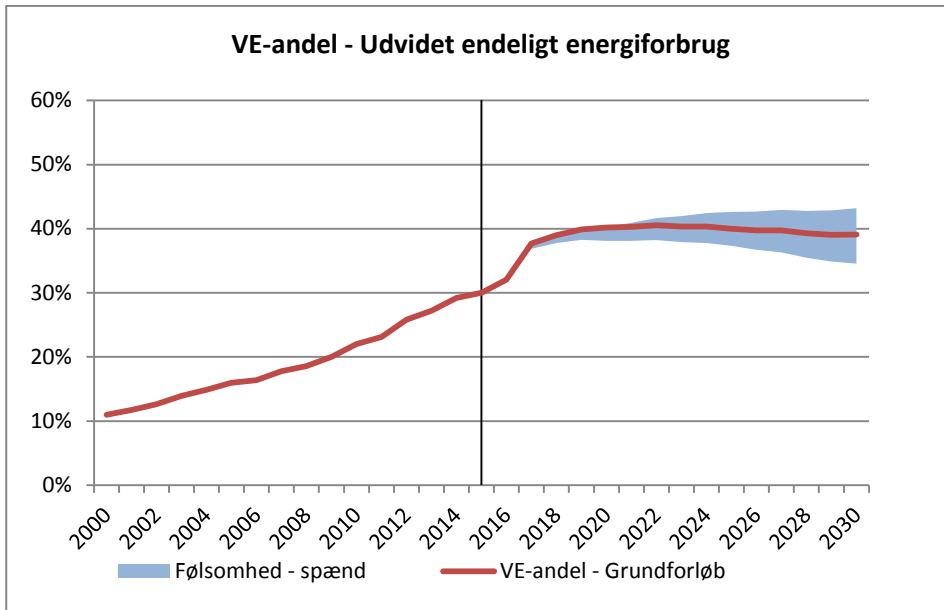
Figur 121: Udfaldsrummer for det endelige energiforbrug er på ca. +/- 20 PJ i 2030

For elforbruget udspænder variationerne af parametre et udfaldsrum, der i 2030 er på ca. +/- 5 TWh (+/- 11-12 Pct.). Omkring halvdelen af spændet kommer fra variationen i elforbrug fra datacentre, mens resten kommer fra det klassiske elforbrug, hvor især ændringer i den økonomiske vækst påvirker elforbrug i industri og husholdninger. Det relativt store spænd illustrerer, at især usikkerheden om, hvor meget elforbrug nye datacentre i Danmark kommer til at udgøre, har væsentlig betydning for elforbruget. Denne usikkerhed har også stor betydning for endeligt energiforbrug såvel som bruttoenergiforbrug.



Figur 122: Udfaldsrummet for elforbruget er på ca. +/- 5 TWh i 2030

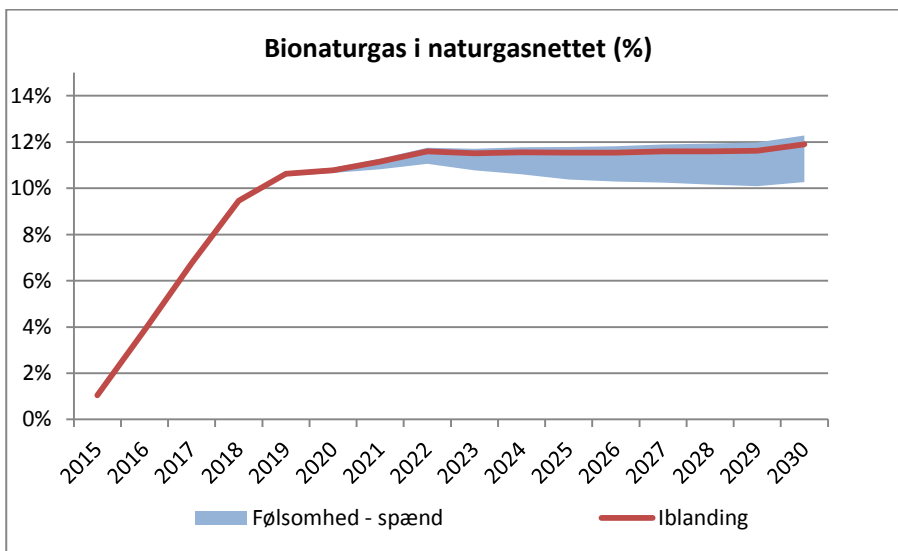
For VE-andelen af det udvidede endelige energiforbrug (EU's metode) udspænder variationerne af parametre et udfaldsrum, der i 2030 er på ca. +/- 4 %-point (ca. +/- 10-12 Pct.). Her er det især VE-andel i elproduktion samt VE-andel i fjernvarme, der har stor betydning for spændet, og kun i mindre grad brændsler i erhverv og husholdninger. Forskellen i elforbrug samt brændselspriser er her de primære årsager til spændet



Figur 123: Udfaldsrummet for VE-andelen er ca. +/- 3 %-point i 2030

For iblanding af bionaturgas i naturgasnettet udspænder variationerne af parametre et udfaldsrum, der i 2030 er på ca. +0,5 %-point/- 2 %-point (+3 pct./- 14 pct.). Spændet fremkommer alene ud fra forskellige naturgasforbrug. Ændringer i naturgasforbruget kombineret med en fast mængde bionaturgas betyder forskellige iblandingsprocenter på naturgasnettet. Det betyder fx, at i forløbet med lavt forbrug er der et lavt naturgasforbrug, men et uændret bionaturgasforbrug, hvilket betyder, at iblandingen stiger.

Grunden til at spændet ligger asymmetrisk omkring grundforløbet er, at gasforbruget i el og fjernvarme bliver højere i en kørsel med lav gaspris og højt elforbrug (og dermed bliver der lavere iblanding), men at det modsatte kun i begrænset omfang gør sig gældende. Det er ikke analyseret nærmere, hvorfor gasforbruget ikke bliver særligt meget lavere, men det kan skyldes, at modelberegningen har høje priser på alle fossile brændsler, og at det her falder ud til naturgassens fordel.





Figur 124: Udfaldsrummet for iblanding af bionaturgas i naturgasnettet er + 0,5 /- 2 %-point i 2030

## 11 Bilag

## 11.1 Brændsels- og CO<sub>2</sub>-kvotepriser

### 11.1.1 Bilag 1: FM's metode til fremskrivning af CO<sub>2</sub>-kvoter (FM notat).

# Notat

20. november 2015

---

## Finansministeriets metode til fremskrivning af CO<sub>2</sub>-kvotepriser

Finansministeriet fremskriver kvoteprisen med virksomhedernes diskonteringsrente. Det grunder i, at man ud fra en økonomisk betragtning kan sige, at prisen på CO<sub>2</sub>-kvoterne burde stige med virksomhedernes finansieringsomkostninger. Virksomhederne kan nemlig købe kvoter i en periode og benytte kvoterne i de efterfølgende perioder. Derfor må den forventede procentuelle stigning i prisen på kvoterne være virksomhedernes tilbagediskonteringsrente. Det skyldes, at hvis prisen forventes at stige med mere end renteniveauet, må det kunne svare sig at opkøbe kvoter her og nu til senere brug.

Samtidig kan det være fordelagtigt for virksomhederne at sænke udledningen mere i starten for så at 'opspare' kvoter til senere brug<sup>113</sup>. Hermed bliver det fordelagtigt at sænke udledningen på kort sigt til under det årlige kvoteudbud, mod at kunne udlede mere end kvoteudbuddet i fremtiden.

Disse forhold taler for at prisen på CO<sub>2</sub>-kvoterne fortsat vil være lav i de kommende år. Et usikkert element er produktivitetsudvikling indenfor energibesparelser og om der politisk ændres på udbuddet. I et vist omfang må det dog antages, at forventningerne hertil er priset ind i dagens kvotepris.

Til fastsættelse af virksomhedernes diskonteringsrente er der valgt at tage udgangspunkt i renteprofilen for den 10-årige tyske statsobligation fra den seneste mellemfristede fremskrivning plus 3½ pct.-point. Dermed fås en diskonteringsrente, der stiger fra 5 pct. i 2015 til 8 pct. i 2025. Hermed opnår man også en profil for prisen på CO<sub>2</sub>-kvoter som stiger kraftigere fra 2020 til 2025 end i årene inden. Det stemmer overens med det forhold, at der fortsat forventes at være et overudbud af kvoter i de kommende år. Til sammenligning havde EU-kommissionens seneste prognose fra 2013 også en kraftigere stigning efter 2020 end i årene før.

Det bemærkes, at der er en metodisk forskel i tilgangen til fremskrivningen ift. olieprisen. En metodeforskel vurderes imidlertid at kunne begrundes, da der er grundlæggende forskel på oliemarkedet (og andre brændselsmarkeder) og CO<sub>2</sub>-kvotemarkedet. Væsentlige forskelle er bl.a., at kvoterne uden videre kan købes og holdes til der er behov for at indfri dem, og at knaphed eller markedets begrænsning på kvotemarkedet reguleres politisk, mens det for oliemarkedet 'reguleres' af naturreserver.

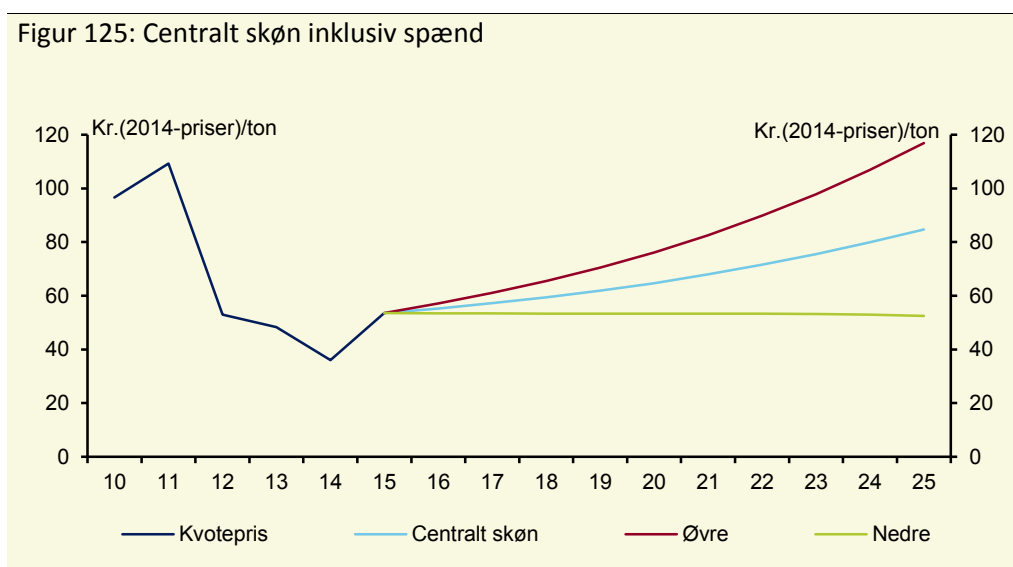
---

<sup>113</sup> Det gælder under den antagelse, at marginalomkostningerne ved at sænke CO<sub>2</sub>-udledningen er stigende, jo mere udledningen skal ned.

Energistyrelsens har et ønske om at benytte et spænd i RAMSES-modellen. IEAs skøn vurderes at ligge for højt også ift. et øvre spænd, i stedet bør der benyttes et scenarie, hvor risikopræmien og renten øges til et 7 pct.-point i tillæg, således at afkastkravet er 11½ pct. i 2025.

I forhold til en robust fremadrettet model, kan der argumenteres for, at et nedre scenarie bør være symmetrisk ift. det øvre. Der bør imidlertid skeles til effekterne af finanskrisen, som vurderes at have været en god stresstest for mulige fald i kvoteprisen. Her sås det, at da prisen kom under det nuværende niveau (ved bunden i 2014), blev der fra politisk hold introduceret understøttende foranstaltninger mhp. at hæve kvoteprisen. Dette kan således ses som en foreløbig 'politisk smertegrænse' for, hvor lav prisen kan blive inden der foretages politisk intervention. Denne grænse vil dermed også danne grundlag for det nedre scenarie, såfremt det symmetriske skøn ligger under. Med den ovenfor beskrevne risikopræmie, er dette dog ikke tilfældet, jf. Figur 125.

Figur 125: Centralt skøn inklusiv spænd



Kilde: Egne beregninger

## Notat

20. november 2015

---

### Finansministeriets metode til fremskrivning af olieprisen

Siden marts 2015 – i forbindelse med udarbejdelsen af Konvergensprogrammet 2015 – er der taget udgangspunkt i en metode, der tillægger lige vægt til futurespriserne og 2020-skønnet fra IEA fra ca. 4 måneder frem og frem til 2020. De første ca. 4 måneder anvendes futures priserne alene. Fra 2020 skønnes oliepriserne at vokse med vækstraterne fra IEA's langsigtede prognose (aktuelt frem til 2040), men fra niveauet bestemt af sammenvejningen mellem futuresprisen og IEA's skøn i 2020.

Sammenvejningen af henholdsvis IEA's prognose og futurespriser afspejler hensyn mellem dels at inddrage den seneste tids udvikling via markedsforventningerne og dels relevant information om udbud og prisudviklingen på længere sigt. Det har samtidig den fordel, at der kan fastholde et anker for den finanspolitiske planlægning, som er mindre volatilt end ved anvendelse af futurespriser alene. Futurespriser alene vurderes generelt ikke at være velegnede til hverken mellem- eller langsigtede fremskrivninger. Det skyldes blandt andet, at de er meget afhængige af det aktuelle prisniveau, ligesom der kun er meget begrænset omsætning i kontrakterne med en tidshorisont på over ca. ét år (dvs. informationsindholdet i futurespriserne er ret begrænset).

### 11.1.3 Bilag 3: Beregningsforudsætninger

Variabel	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
PYF (BVT-Deflator)	1,085	1,105	1,127	1,151	1,177	1,200	1,224	1,248	1,274	1,301	1,327	1,354	1,381	1,408	1,435
EURO (Eurokurs)	7,44	7,44	7,44	7,44	7,44	7,44	7,44	7,44	7,44	7,44	7,44	7,44	7,44	7,44	7,44
EWUS (Dollarkurs)	6,71	6,63	6,51	6,38	6,25	6,25	6,25	6,25	6,25	6,25	6,25	6,25	6,25	6,25	6,25

Tabel 101: Deflator og valutakurser fra Grundforløbet til 2025-planen. Grundforløbet til 2025-planen (september 2016).

Brændsel	Enhed	Faktor	Kilde
1 metric tonne of coal	GJ	24,10	ENS Energistatistik 2015 (Elværkskul)
Barrel of crude oil	GJ	5,84	ENS årsstatistik
MBtu of Natural gas	GJ	1,055056	<a href="http://www.eia.gov/energyexplained/index.cfm?page=about_energy_conversion_calculator">http://www.eia.gov/energyexplained/index.cfm?page=about_energy_conversion_calculator</a>

Tabel 102: Faktorer til konvertering af diverse enheder til GJ.

	Faktor
Faktor, der ganges på prisen for høj brændværdi	1,11

Tabel 103: Faktor til konvertering af naturgaspris fra at gælde for gas med høj brændværdi til gas med lav brændværdi. Energinet.dk (<http://energinet.dk/DA/GAS/Gasdata-og-kvalitet/Gaskvalitet/Sider/Vis-gaskvalitet.aspx?Visning=aarsgennemsnit>)

## 11.2 El og fjernvarme

### 11.2.1 Bilag 4: Oversigt over kraftværkskapacitet i centrale og større decentrale områder

Varmeområde	Kraftværk	Brændsel, værktpe og elkapacitet <sup>114</sup>	Forudsætning om udvikling i BF2016
<b>Østdanmark</b>			
Helsingør	Helsingør kraftvarmeværk	Naturgasfyret combined cycle værk. 54 MW el.	I drift til og med 2017. Herefter vil det kun være gasturbine-delen der er i drift (39 MW el).
		Flisfyret modtryksværk. 16 MW el <sup>115</sup> .	I drift fra 2018. Er godkendt og under opførelse.
Hillerød	Hillerød kraftvarmeværk	Naturgasfyret combined cycle værk. 69 MW el.	I drift til og med 2018 (antages lukket pga. grundbeløbets ophør).
		Flisfyret Organic Rankine værk. 4 MW el <sup>116</sup> .	Er opført og i drift fra efteråret 2016.
DTU	DTU kraftvarmeværk	Naturgasfyret combined cycle værk. 26 MW el.	Levetidsforlænges så det er i drift i hele beregningsperioden.
København	Amagerværket	Træpillefyret modtryksværk (blok 1). 27 MW el.	I drift i hele beregningsperioden.
		Kulfyret udtagsværk (blok 3). 250 MW el.	I drift til og med 2019 (indtil den nye flisfyrede blok idriftsættes).
		Flisfyret modtryksværk. 150 MW el <sup>117</sup> .	I drift fra 2020 <sup>118</sup> .
	Avedøreværket	Kulfyret udtagsværk (blok 1). 250 MW el.	Ombygges til også at kunne fyre med træpiller fra 2017. Er under opførelse og klargøring til drift <sup>119</sup> .
		Naturgas eller halm/træpillefyret udtagsværk (blok 2). 420 MW el (biomasse) 100 MW el (gas).	I drift i hele beregningsperioden.
	H.C. Ørstedsværket	Naturgasfyret modtryksværk (blok 7 + 8). 82 + 23 MW el.	I drift til og med 2019, hvorefter det antages at udgå af drift.

<sup>114</sup> Medmindre andet er angivet stammer data fra Energistyrelsens Energiproducenttælling 2014 og 2015.

<sup>115</sup> Kilde: Ansøgning efter bekendtgørelse 565.

<sup>116</sup> Kilde: <http://hillerodforsyning.dk/varme/aktuelleprojekter/biomassefyretkraftvarmevaerk/>

<sup>117</sup> Kilde: HOFOR.

<sup>118</sup> Godkendt ansøgning efter kraftværksbekendtgørelsen, 20/6-2016.

<sup>119</sup> Planlagt fra oktober 2016.

	Køge kraftvarmeværk	Flisfyret modtryksværk (blok 7 + 8) <sup>120</sup> . 2 + 7 MW el.	Levetidsforlænges så det er i drift i hele beregningsperioden.
Kalundborg	Asnæsværket.	Kulfyret udtagsværk (blok 2). 142 MW el.	I drift til og med 2018.
		Flisfyret modtryksværk. 25 MW el <sup>121</sup> .	I drift fra 2019. Er besluttet.
		Kulfyret udtagsværk (blok 5). 640 MW el	Forventes i grundforløbet at være idriftsat i perioden efter 2020, hvor elpriserne stiger.
Slagelse	Slagelse kraftvarmeværk	Halm/affaldsfyret modtryksværk. 6 MW el.	Levetidsforlænges så det er i drift i hele beregningsperioden.
Næstved	Næstved kraftvarmeværk	Naturgas/affaldsfyret modtryksværk. 4 MW el.	Levetidsforlænges så det er i drift i hele beregningsperioden.
Vordingborg	Masnedø kraftvarmeværk	Halm/flisfyret modtryksværk. 8 MW el.	Levetidsforlænges så det er i drift i hele beregningsperioden.
Rønne	Østkraft	Kul eller kul/flisfyret udtagsværk (blok 6). 37 MW el.	Er under ombygning til at fyre med 100 pct. flis fra 2016 (15 MW el) <sup>122</sup> .
Kondensværker (reserve)	Kyndbyværket	Gasoliefyret kondensværk (blok 21 + 22 + 41 + 51 +52). 664 MW el.	I drift i hele beregningsperioden undtaget blok 22, der udgår <sup>123</sup> .
	Masnedø	Gasoliefyret kondensværk. 70 MW el.	I drift i hele beregningsperioden.
	Østkraft	Fuelolie/gasoliefyret kondensværk (blok 5 + 7 + Diesel). 43 MW el.	I drift i hele beregningsperioden.
<b>Vestdanmark</b>			
Hjørring	Hjørring kraftvarmeværk	Naturgasfyret combined cycle værk. 41 MW el.	I drift til og med 2018 (antages lukket pga. grundbeløbets ophør).
Frederikshavn	Frederikshavn kraftvarmeværk	Naturgasfyret modtryksværk. 17 MW el.	Levetidsforlænges så det er i drift i hele beregningsperioden.
Brønderslev	Brønderslev kraftvarmeværk	Naturgasfyret modtryksværk. 23 MW el.	Levetidsforlænges så det er i drift i hele beregningsperioden.
		Flisfyret Organic Rankine Cycle anlæg kombineret med	Under planlægning med forventet idriftsættelse i 2021.

<sup>120</sup> Der anvendes en lille del fuelolie og træaffald i blok 7.

<sup>121</sup> Kilde: Ansøgning efter kraftværksbekendtgørelsen, september 2016.

<sup>122</sup> Værket kan dog fortsat køre kulkondens (overbelastningsevne ved havari på kabel til Sverige).

<sup>123</sup> Forventet resultat efter afslag fra EU på støtte til strategiske reserver.



		solvarme (CSP). 5 MW el. <sup>124</sup>	
Ålborg	Nordjyllands- værket	Kulfyret udtagsværk (blok 3). 385 MW el.	I drift i hele beregningsperioden <sup>125</sup> .
Holstebro/ Struer	Måbjergværket	Halm/flis/affaldsfyret modtryksværk. 25 MW el.	Levetidsforlænges så det er i drift i hele beregningsperioden.
Viborg	Viborg kraftvarmeværk	Naturgasfyret combined cycle værk. 49 MW el.	Levetidsforlænges så det er i drift i hele beregningsperioden <sup>126</sup> .
Randers	Randers kraftvarmeværk	Flisfyret modtryksværk. 52 MW el.	Forventes at lukke ved endt levetid, og i stedet erstattes af nyt flisfyret modtryksværk fra 2027 (36 MW el, samme varmekapacitet).
Grenå	Grenå kraftvarmeværk	Kul/halm/træaffaldsfyret modtryksværk. 9 MW el.	I drift til og med 2018, hvorefter varmeproduktionen erstattes af biomassekedler med varmepumpe til driftsoptimering <sup>127</sup> .
Herning	Herningværket	Naturgas-/træpille-/flis-fyret modtryksværk. 58 MW el.	Erstattes af nyt naturgas/træpille/flisfyret modtryksværk fra 2023 (56 MW el, samme varmekapacitet).
Silkeborg	Silkeborg kraftvarmeværk	Naturgasfyret combined cycle værk. 98 MW el.	Etablering af absorptionsvarmepumpe til bedre varmeudnyttelse fra 2017 (kapaciteten stiger til 105 MW el) <sup>128</sup> .
Århus	Studstrupværket	Kulfyret udtagsværk (blok 3) <sup>129</sup> . 357 MW el.	Ombygges til også at kunne fyre med træpiller. Indvies 10. oktober 2016.
		Kulfyret udtagsværk (blok 4) <sup>130</sup> . 357 MW el.	Værket er i dag betinget driftsklar. Dette antages i grundforløbet at blive fuldt idriftsat efter 2020, hvor elpriserne stiger.
	Lisbjerg kraftvarmeværk	Halm/flisfyret modtryksværk. 35 MW el <sup>131</sup> .	I drift fra 2017. Er under opførelse.
Horsens	Horsens kraftvarmeværk	Naturgas/affaldsfyret modtryksværk.	Levetidsforlænges så det er i drift i hele beregningsperioden <sup>132</sup> .

<sup>124</sup> Projektforslag godkendt af Brønderslev Kommune december 2015.

<sup>125</sup> Anlægget er godkendt til delvis fyring med biomasse, men der er endnu uvist hvad de nye ejere ønsker ift. en mulig ombygning/lukning.

<sup>126</sup> Det er på nuværende tidspunkt uklart, hvad de konkrete planer for fjernvarmeproduktionen i Viborg er.

<sup>127</sup> Grenå Varmeværk overtager værket med udgangen af 2017 og ønsker at bygge et nyt flisfyret varmeværk.

<sup>128</sup> Kilde: Ansøgning efter bekendtgørelse 565.

<sup>129</sup> I 2014 blev der anvendt 20 % biomasse (halm/træpiller).

<sup>130</sup> I 2014 blev der anvendt 10 % biomasse (halm).

<sup>131</sup> Kilde: Ansøgning efter bekendtgørelse 493.

		9 MW el.	
Esbjerg	Esbjergværket	Kulfyret udtagsværk (blok 3). 371 MW el.	Levetidsforlænges så det er i drift i hele beregningsperioden <sup>133</sup> .
TVIS	Skærbækværket	Naturgasfyret udtagsværk (blok 3). 392 MW el.	Ombygges til også at kunne fyre med flis fra 2017. Er under opførelse.
Sønderborg	Sønderborg kraftvarmeværk	Naturgas/træaffald/affaldsfyret combined cycle værk. 58 MW el.	Affaldsdelen levetidsforlænges så den er i drift i hele beregningsperioden. Naturgasdelen er i drift til og med 2018 (antages lukket pga. grundbeløbets ophør).
Odense	Fynsværket	Kulfyret udtagsværk (blok 7). 374 MW el.	Ændres til modtryksværk fra 2021 (248 MW el, samme varmekapacitet) <sup>134</sup> . Levetidsforlænges så det er i drift i hele beregningsperioden <sup>135</sup> .
		Halmfyret modtryksværk (blok 8). 17 MW el.	I drift i hele beregningsperioden.
	Dalum kraftvarmeværk	Flisfyret modtryksværk. 6 MW el.	Teknisk levetid forventes at udløbe senest i 2025.
Kondensværker (reserve)	Nordjyllandsværket	Gasoliefyret kondensværk (gasturbine). 24 MW el.	I drift i hele beregningsperioden.
	Studstrupværket	Gasoliefyret kondensværk (blok 5). 14 MW el.	I drift i hele beregningsperioden.
	Effektpartner A/S	Gasoliefyret kondensværk (gasturbine). 25 MW el.	I drift i hele beregningsperioden.
	Østermose Bioenergi	Biooliefyret kondensværk. 22 MW el.	I drift i hele beregningsperioden.

<sup>132</sup> Der har tidligere været planer om at ombygge værket til biomasse inden 2019. Dette er endnu ikke afklaret ifm. BF2016, hvorvidt det stadig er tilfældet.

<sup>133</sup> Varmekontrakten løber til og med 2020.

<sup>134</sup> Da der ikke længere må ledes kølevand ud i Odense Å.

<sup>135</sup> Fjernvarme Fyn virker ikke umiddelbart interesseret i ombygning til biomasse pga. de fynske gartnere.

### 11.2.2 Bilag 5: Beskrivelse af model til beregning af udbygning med landvind

Som beskrevet i afsnittet om forudsætninger for landvind, er der anvendt en ny model til beregning af den mulige udbygning med landvind, som beskrives yderligere i dette bilag.

Modellen består af to delmodeller:

- Potentialemodellen fremskriver det samlede potentiale for udbygning
- Udbygningsmodellen fremskriver udbygningen år for år

#### 11.2.2.1 *Potentialemodellen*

I potentialemodellen, der udvikles i samarbejde med Energinet.dk, beregnes den potentielle landvindkapacitet ud fra hensyn til arealmæssige begrænsninger. Disse placeringshensyn er fastlagt ud fra Naturstyrelsens "Vejledning om planlægning for og tilladelse til opstilling af vindmøller, 2015" samt den lidt ældre "Vejledende liste over placeringshensyn, vindmøllesekretariatet 2011". For de hensyn hvor højden på en mølle spiller ind, antages højden at være 150m. Modellen har 4 trin.

**Trin 1:** Modellens første trin er en grovsortering af landets areal i måske-brugbart og ikke-brugbart. For at kunne udføre sorteringen repræsenteres placeringshensynene vha. geodata, der kobles til et landsdækkende grid af celler på hver en hektar (100\*100 meter). Landets ca. 4,3 mio. hektar kan herefter sorteres, f.eks. ift. boliger og ejendomsværdi indenfor en given afstand, fredning/ikke-fredning, infrastruktur og beliggenhed ift. omkringværende terræn. De måske-brugbare arealer anvendes herefter som input i modellens senere trin.

Første sortering af landets areal i måske-brugbart og ikke-brugbart:

- Ingen overlap med eksisterende infrastruktur (større veje, lufthavne mm.)
- Ingen overlap med fredede områder (søer, fredskov, natura-2000 mm.)
- Max 2 boliger indenfor 4 møllehøjder (600 m), inkl. sommerhuse og landbrugsejendommens stuehuse.
- Max værdi af boliger = 2 millioner kr.
- Ikke overlappende med andre ikke-beboelsesbygninger
- Ikke inden for støjfølsomt område
- Ikke inden for buffer omkring militære skydeanlæg og flyvestationer

**Trin 2:** I modellens andet trin bliver celler, der opfylder første-sorteringens kriterier, aggregeret til sammenhængende områder. For at kunne benyttes til opstilling af møller skal et områdes areal være minimum 0,2 km<sup>2</sup>, da det ellers ikke er realistisk at opstille 3 eller flere møller. Mindre områder frasorteres. Det potentielle antal møller pr. område er estimeret ved empirisk baseret sammenhæng mellem arealstørrelse og antal mulige møller (rundet af til heltal). For hvert aggregeret område beregnes antal boliger, samt deres værdi, indenfor 4 og 10 møllehøjder (ingen boliger tælles flere gange), som herefter kan bruges til at estimere udgifter til boligopkøb og værditabsordning.

**Trin 3:** De boligrelaterede udgifter kan være meget høje for nogle områder, på trods af den initiale sortering af det landsdækkende hektargrid. Derfor fastsættes en maksimal værdi for opkøb af boliger pr

mølle. I områder hvor boligopkøbet vil overstige værdien, frasorteres iterativt de 10 pct. dyreste dele af området, indtil området enten kommer under den valgte maksimumsværdi, eller ender med at være mindre end 0,2 km<sup>2</sup>. I denne kørsel er maksimum opkøb pr. mølle sat til 3 mio. DKK.

**Trin 4:** Ifølge nuværende retningslinjer skal der være 28 møllehøjder i mellem to mølleklynger. Derfor vil ibrugtagelse af et område ofte betyde udelukkelse af andre. I modellens fjerde trin itereres der gennem områderne, således at størst mulige områder med lavest mulig udgift pr. mølle prioriteres, og nærliggende mindre eller dyrere områder frasorteres løbende.

Modellens slutresultat er en geodatabase med områder og estimerede områdeudgifter, der overholder de valgte kriterier og som opfylder kravene om afstand mellem mølleklynger. Resultatet repræsenterer således potentialet set ud fra de nuværende geografiske begrænsninger, men er behæftet med stor usikkerhed bl.a. grundet vigtigheden af BBRs ejendomsvurderinger og den lange og iterative sorteringsproces.

I tabellen herunder fremgår modellens resultater. Modellen tager ikke højde for evt. lokal modstand mod projekter, som skønsmæssigt antages at ligge på omkring 30 pct. For at tage højde for denne modstand er potentialet derfor nedjusteret med 30 pct. til ca. 5,0 GW i 2025 og 7,5 GW i 2035. Potentialet i 2035 anvendes som maksimal udbygning frem mod 2035 i udbygningsmodellen.

**Tabel 104: Potentiale for udbygning med landvind**

Potentiale i GW	2025	2035
Alle områder	30	30
Områder efter iteration ift. 28 møllehøjder	13	13
Områder efter iteration ift. 28 møllehøjder og hensyn til eksisterende møller	7,3	10,7
Områder efter iteration ift. 28 møllehøjder, hensyn til eksisterende møller og hensyn til lokal modstand	5,0 (4,0 i DK-Vest og 1,0 i DK-Øst)	7,5 (6,0 i DK-Vest og 1,5 i DK-Øst)

Som led i beregningen af potentialet beregnes omkostninger til opkøb og værditab pba. områdernes prisvurderinger, og der genereres en omkostningskurve hvor omkostningerne til opkøb og værditab er en funktion af akkumuleret udbygning. Denne omkostningskurve anvendes herefter i udbygningsmodellen.

#### 11.2.2.2 Udbygningsmodellen

Udbygningsmodellen er en simpel Excel-model, der baserer sig på en antagelse om, at der er en maksimal kapacitet af landvindmøller i Danmark (input fra potentialemodellen) samt en maksimal årlig udbygning (baseret på den historiske udbygning). Hvorvidt kapaciteten bliver bygget afhænger af hvilket afkastkrav, der kan opnås, som igen afhænger af input og output i en business case-beregning. Modellen antager, at der vil ske en udbygning med 50 pct. af den maksimale årlige udbygning, hvis der kan opnås en intern rente lig med det antagne afkastkrav. Udbygningen antages at være normalfordelt rundt om det antagne afkastkrav. Der er således taget højde for, at der er en spredning i hvor højt afkastkrav forskellige investorer kræver, før de foretager deres investeringsbeslutning.

Business cases beregnes baseret på en fremskrivning af anlægs- og driftsomkostninger, arealomkostninger, opkøb af boliger eller erstatning til boligejere og landvindmøllernes tekniske specifikationer samt elpriser fra bl.a. Energistyrelsens elprisfremskrivninger. Anlægs- og driftsomkostninger samt tekniske specifikationer er primært baseret på Energistyrelsen og Energinet.dk's Teknologikatalog.

### 11.2.3 Bilag 6: Forudsætninger for solceller afhængigt af investortyper

Fremskrivninger af denne art vil altid være underlagt mange usikre antagelser, som kan rykke resultaterne i forskellige retninger. For bedst muligt at tage hånd om de usikre antagelser, der samtidig har størst betydning for resultatet, arbejdes der i Basisfremskrivning 2017 med forskellige udviklingsforløb hvor der eksempelvis varieres på afkastkrav eller egetforbrug. Hvert forløb tildes herefter en sandsynlighed til brug for beregning af et vægtet basisforløb (se eksempel på metode i tabellen herunder).

**Tabel 105: Eksempel på metode til vægtning af forskellige udviklingsforløb**

Forløb	Resultat	Sandsynlighed
A	10	30%
B	15	50%
C	20	20%
<b>Vægtet</b>	<b>14,5</b> <i>(10*30%+15*50%+20*20%)</i>	<b>100%</b>

Der er i dette års fremskrivning anvendt en vægtning med 50 pct. sandsynlighed til det centrale skøn, og de øvrige følsomhedsberegninger fordelt ligeligt på de resterende 50 pct..

#### 11.2.3.1 *Usikre centrale forudsætninger*

Flere af modellens centrale forudsætninger er forbundet med en vis usikkerhed samtidig med, at de har stor betydning for resultatet. De drejer sig om:

- Maksimal udbygning (det samlede potentiale)
- Afkastkrav for investering
- Standardafvigelse for normalfordelingen
- Egetforbrug af produceret el

For disse parametre arbejdes der derfor både med et centralt skøn samt et spænd til brug for opstillingen af forskellige udviklingsforløb, jf. forrige afsnit.

Herudover har elprisen betydning for udbygningen, især for de kommercielle anlæg.

#### 11.2.3.2 *Maksimal udbygning*

Det skønnede samlede potentiale tager udgangspunkt i det samlede historiske elforbrug i Danmark opdelt på anvendelseskategorier. Anvendelseskategorierne er blevet aggregeret til seks overordnede kategorier af investorer (jf. kategori i-vi i forrige afsnit). Derefter er der for hver kategori foretaget skøn over den fysiske realistiske kapacitet. Derudover er der foretaget et groft skøn for potentialet for kommercielle anlæg (kategori vii i forrige afsnit).

#### 11.2.3.3 *Afkastkrav for investering*

Der er skønnet et afkastkrav for hver investor-kategori. Ud over ordinære elementer, så som afdækning af teknologi- og afregningsrisiko, antages det, at begrebet afkastkrav bl.a. indeholder:

- a) at det ikke forventes, at private personer laver meget detaljerede beregninger og derfor sætter afkastkravet højere,
- b) at virksomheden har en anden primær forretningsstrategi, som den prioriterer sine ressourcer til (dog ikke for kommercielle anlæg),
- c) at der ikke er indregnet forhold som eksempelvis, at der også skal afsættes tid til at sætte sig ind i teknologien og de reguleringsmæssige rammer, og
- d) at der er æstetiske omkostninger ved etablering af solcelleanlægget.

Afkastkravets størrelse er således baseret på, at de afkastmæssige konsekvenser kun udgør en andel af vurderingen af et solcelleprojekt.

Ifølge Dansk Energi og Energinet.dk vil husstande investere i solcelleanlæg, når afkastet nærmer sig 6 pct. - 8 pct., mens erhvervene vil investere i solcelleanlæg, når afkastet er mellem 10 pct. – 14 pct. Kombineret med Energistyrelsens erfaringer er afkastkravet i modellen fastsat til mellem 6 pct. – 14 pct. for de forskellige typer af aktører.

#### **11.2.3.4 Standardafvigelse for normalfordelingen**

En normalfordeling med en relativt lille standardafvigelse vil have en større tæthed omkring middelværdien end en normalfordeling med en relativt stor standardafvigelse. For grupper med en relativt lav standardafvigelse vil udbygningen i modellen i høj grad forekomme, når den interne rente er tæt på afkastkravet. For grupper med en højere standardafvigelse vil udbygningen i modellen i højere grad være spredt ud omkring afkastkravet.

Der regnes med en standardafvigelse på 2,5 pct. for samtlige investor-kategorier med undtagelse af de kommercielle anlæg, hvor der regnes med 2,0 pct.

#### **11.2.3.5 Egetforbrug af produceret el**

##### ***Husholdninger***

Der antages et egetforbrug i husholdningerne på 30 pct. På længere sigt har det mindre betydning for den samlede udbygning for husholdninger, hvilket egetforbrug der antages. Et relativt lavt egetforbrug resulterer i modellen i, at solcelleudbygningen sker i kombination med batterier. Et relativt højt egetforbrug medfører, at batteripriserne skal endnu længere ned, før det kan betale sig med kombinationsløsninger.

Hvis solcelleanlægget etableres i kombination med et batteri, antages egetforbruget at være 50 pct. I og med at det primært er fordelen ved nettoafregning, der giver god økonomi i investeringen i solcelleanlæg, vil batterier blive særdeles attraktive, hvis priserne falder, og ydeevnen stiger.

##### ***Anden nettoafregning (kollektiv, virtuel og lejere)***

Det antages, at kollektiv og virtuel nettoafregning primært sker i etageejendomme, hvor der antages et egetforbrug på 60 pct., da elforbruget i en ejendom med flere husstande er mere jævnt distribueret ud over dagstimerne end ejendomme med kun en husstand.

### **Liberale erhverv samt stat og regioner**

Liberale erhverv samt stat og regioner vurderes at have et relativt højt egetforbrug, da solcellerne producerer el på samme tidspunkt, hvor forbruget typisk er højt i løbet af en arbejdsdag. Egetforbruget for disse kategorier skønnes derfor til 80 pct.

### **Øvrige erhverv med rumvarmeafgift og procesafgift**

Øvrige erhverv der i modellen antages alene at betale henholdsvis rumvarmeafgift og procesafgift har typisk et relativt højt elforbrug, og typisk producerer solcellerne el på samme tidspunkt, som produktionen er i gang. Det antages derfor, at egetforbruget er 100 pct.

Det er Energistyrelsens vurdering, at virksomheder fra bl.a. liberale erhverv og øvrige erhverv i forbindelse med investeringer i energieffektiviseringer typisk kræver investeringen tilbagebetalt i løbet af relativt få år. I modellen er dette modelleret ved, at disse typer af aktører har et relativt højt afkastkrav.

### **Kommercielle anlæg**

Kommercielle anlæg leverer hele den producerede elektricitet til det kollektive elforsyningsnet, og har derfor ikke noget egetforbrug.

#### **11.2.3.6 Centrale skøn og spænd for usikre parametre for hver kategori**

I de følgende tabeller er de usikre centrale forudsætninger vist for hver af de syv investor-kategorier.

**Tabel 106: Centrale skøn og spænd for usikre parametre for 'Husholdninger'.**

Parameter	Centralt skøn	Spænd
Maksimal udbygning (MW)	1.100	880 – 1.320
Afkastkrav (pct. realt)	6 pct.	4 pct. – 8 pct.
Standardafvigelse (pct.)	2,5 pct.	1,5 pct. – 3,5 pct.
Egetforbrug (pct.) u. batteri	30 pct.	20-40
Egetforbrug (pct.) m. batteri	50 pct.	40-60

**Tabel 107: Centrale skøn og spænd for usikre parametre for 'Husholdninger med elvarme'.**

Parameter	Centralt skøn	Spænd
Maksimal udbygning (MW)	400	320 - 480
Afkastkrav (pct. realt)	6 pct.	4 pct. – 8 pct.
Standardafvigelse (pct.)	2,5 pct.	1,5 pct. – 3,5 pct.
Egetforbrug (pct.)	30 pct.	20-40

**Tabel 108: Centrale skøn og spænd for usikre parametre for 'Anden nettoafregning'.**

Parameter	Centralt skøn	Spænd
Maksimal udbygning (MW)	150	120 - 180
Afkastkrav (pct. realt)	6 pct.	4 pct. – 8 pct.
Standardafvigelse (pct.)	2,5 pct.	1,5 pct. – 3,5 pct.
Egetforbrug (pct.)	60 pct.	50-70

**Tabel 109: Centrale skøn og spænd for usikre parametre for 'Liberale erhverv m.m.'.**

Parameter	Centralt skøn	Spænd
Maksimal udbygning (MW)	300	240-360
Afkastkrav (pct. realt)	10 pct.	8pct. – 12 pct.
Standardafvigelse (pct.)	2,5 pct.	1,5 pct. – 3,5 pct.
Egetforbrug (pct.)	80 pct.	70-90



**Tabel 110: Centrale skøn og spænd for usikre parametre for 'Stat og regioner'.**

Parameter	Centralt skøn	Spænd
Maksimal udbygning (MW)	150	120 - 180
Afkastkrav (pct. realt)	6 pct.	4 pct. – 8 pct.
Standardafvigelse (pct.)	2,5 pct.	1,5 pct. – 3,5 pct.
Egetforbrug (pct.)	80 pct.	70-90

**Tabel 111: Centrale skøn og spænd for usikre parametre for 'Øvrige erhverv med rumvarmeafgift'.**

Parameter	Centralt skøn	Spænd
Maksimal udbygning (MW)	200	160 – 240
Afkastkrav (pct. realt)	14 pct.	12 pct. – 16 pct.
Standardafvigelse (pct.)	2,5 pct.	1,5 pct. – 3,5 pct.
Egetforbrug (pct.)	100 pct.	90-100

**Tabel 112: Centrale skøn og spænd for usikre parametre for 'Øvrige erhverv med procesafgift'.**

Parameter	Centralt skøn	Spænd
Maksimal udbygning (MW)	1.300	1.040 – 1.560
Afkastkrav (pct. realt)	14 pct.	12 pct. – 16 pct.
Standardafvigelse (pct.)	2,5 pct.	1,5 pct. – 3,5 pct.
Egetforbrug (pct.)	100 pct.	90-100

**Tabel 113: Centrale skøn og spænd for usikre parametre for 'Kommercielle anlæg'.**

Parameter	Centralt skøn	Spænd
Maksimal udbygning (MW)	4.000	3.200 – 4.800
Afkastkrav (pct. realt)	6 pct.	4 pct. – 8 pct.
Standardafvigelse (pct.)	2 pct.	1 pct. – 3 pct.
Egetforbrug (pct.)	0 pct.	-

## 11.2.4 Bilag 7: Oversigt over vindkraft på havet

Navn	Elområde	Første år	Indfasning	Sidste år	Udfasning	Kap. (MW)	Fuldlasttimer (h)
Vindeby	DK-East	1991	33%	2016	67%	5,0	1.850
Middelgrunden	DK-East	2000	1%	2025	99%	40,0	2.300
Nysted	DK-East	2003	54%	2028	46%	165,6	3.450
AvedøreHolme_2009	DK-East	2009	10%	2034	90%	7,2	3.450
AvedøreHolme_2011	DK-East	2011	26%	2036	74%	3,6	3.450
Rødsand2	DK-East	2010	54%	2035	46%	207,0	3.900
KriegersFlak_2019	DK-East	2019	50%	2044	50%	200,0	4.250
KriegersFlak_2020	DK-East	2020	50%	2045	50%	200,0	4.250
KriegersFlak_2021	DK-East	2021	50%	2046	50%	200,0	4.250
Kystnære_DKØ	DK-East	2019	50%	2044	50%	175,0	4.000
Kystnære_DKØ_Forsøg	DK-East	2019	50%	2044	50%	25,0	4.000
ÅbenDør_DKØ_2018	DK-East	2018	50%	2043	50%	0,0	4.000
ÅbenDør_DKØ_2019	DK-East	2019	50%	2044	50%	0,0	4.000
ÅbenDør_DKØ_2020	DK-East	2020	50%	2045	50%	75,0	4.000
ÅbenDør_DKØ_2021	DK-East	2021	50%	2046	50%	7,5	4.000
ÅbenDør_DKØ_2022	DK-East	2022	50%	2047	50%	7,5	4.000
ÅbenDør_DKØ_2023	DK-East	2023	50%	2048	50%	7,5	4.000
ÅbenDør_DKØ_2024	DK-East	2024	50%	2049	50%	7,5	4.000
ÅbenDør_DKØ_2025	DK-East	2025	50%	2050	50%	7,5	4.000
TunøKnob	DK-West	1995	59%	2020	41%	5,0	2.800
HornsRev1	DK-West	2002	18%	2027	82%	160,0	3.900
Rønland	DK-West	2003	96%	2028	4%	17,2	3.900
Samsø	DK-West	2003	89%	2028	11%	23,0	3.600
Frederikshavn	DK-West	2003	61%	2028	39%	7,6	2.850
HornsRev2	DK-West	2009	33%	2034	67%	209,3	4.400
Sprogø	DK-West	2009	18%	2034	82%	21,0	3.150
Anholt_2012	DK-West	2012	13%	2037	87%	50,4	4.450
Anholt_2013	DK-West	2013	69%	2038	31%	349,2	4.450
HornsRev3_2017	DK-West	2017	50%	2042	50%	0,0	4.250
HornsRev3_2018	DK-West	2018	50%	2043	50%	100,0	4.250
HornsRev3_2019	DK-West	2019	50%	2044	50%	300,0	4.500
Kystnære_DKV	DK-West	2019	50%	2044	50%	175,0	4.500
Kystnære_DKV_Forsøg	DK-West	2019	50%	2044	50%	25,0	4.250
ÅbenDør_DKV_2018	DK-West	2018	50%	2043	50%	0,0	4.000

ÅbenDør_DKV_2019	DK-West	2019	50%	2044	50%	0,0	4.000
ÅbenDør_DKV_2020	DK-West	2020	50%	2045	50%	75,0	4.000
ÅbenDør_DKV_2021	DK-West	2021	50%	2046	50%	7,5	4.000
ÅbenDør_DKV_2022	DK-West	2022	50%	2047	50%	7,5	4.000
ÅbenDør_DKV_2023	DK-West	2023	50%	2048	50%	7,5	4.000
ÅbenDør_DKV_2024	DK-West	2024	50%	2049	50%	7,5	4.000
ÅbenDør_DKV_2025	DK-West	2025	50%	2050	50%	7,5	4.000

### 11.2.5 Bilag 8: Oversigt over driftsomkostninger fordelt på teknologier

Driftsomkostningerne i tabellen herunder anvendes for såvel danske som udenlandske anlæg. Omkostningerne er i faste 2016-priser.

Technology	Description	Faste omk. (Mio. kr./MW/år)	Variable omk. (kr./MWh)
HY	Hydroelectric turbine generator	0,50	58
WTG	Wind turbine generator	0,00	74
WTG/O	Wind turbine generators located offshore	0,00	139
PV	Photovoltaic cells	0,10	0
FC	Fuel cell	0,00	82
IC/C	Internal combustion engine in combined-cycle	0,00	73
ST	Steam turbine	0,49	18
BWR	Boiling Water Reactor	0,00	67
PWR	Pressurized Water Reactor	0,00	67
VVER	Russian type reactor	0,00	67
ST/C	Steam turbine in combined-cycle	0,50	18
ST/C_Waste	Steam turbine in combined-cycle	0,12	-37
GT/C	Gas turbine in combined-cycle	0,25	20
IC	Internal combustion (reciprocating engine or diesel engine)	0,00	75
GTCC	Combined-cycle	0,25	20
IC/S	Internal combustion engine with steam sendout	0,00	75
ST/S	Steam turbine with steam sendout	0,50	18
ST/H	Steam turbine with heat sendout	0,50	18
ST/H_flis	Steam turbine with heat sendout	0,24	32
ST/H_halm	Steam turbine with heat sendout	0,33	52
ST/H_Waste	Steam turbine with heat sendout	0,00	-94
GT/S	Gas turbine with steam sendout	0,09	14
GT/H	Gas turbine with heat recovery	0,09	14
NGKV_NL	Naturgaskraftvarme i Holland	0,09	14
RSE	Reciprocating steam engine	0,50	18
GT	Gas/combustion turbine	0,09	14
IC/H	Internal combustion engine with heat recovery	0,08	41
WTank	Water storage tank	0,00	0
BoilerW	Waste boiler	0,43	-168
BoilerB	Biomass boiler	0,00	22
BoilerPellets	Biomass boiler (wood pellets)	0,00	22
BoilerStraw	Biomass boiler (straw)	0,00	33
BoilerWoodchips	Biomass boiler (woodchips)	0,00	44
Boiler	Heat boiler	0,02	8
BoilerNG	Heat boiler (natural gas)	0,02	8
BoilerGO	Heat boiler (gas oil)	0,02	13
BoilerFO	Heat boiler (fuel oil)	0,02	13

ICHP	Industrial CHP	0,00	0
IHeat	Industrial surplus heat	0,00	0
GeoTherm_EIHP	Geothermal plant with electric heat pump	0,28	0
GeoTherm_AbsHP	Geothermal plant with absorption heat pump	0,40	0
SolarHeat	Solar heater	0,00	5
EH	Electrical heater	0,01	4
HP	Heat pump (electric)	0,03	0

## 11.2.6 Bilag 9: Oversigt over transmissionsforbindelser

Forbindelser markeret med **rødt** er nye eller opgraderede forbindelser.

Forbindelse	Fra	Til	Eksport kap. (MW)	Import kap. (MW)	Udetid	Årlig udveksling (TWh)
Øresund	DK-East	Sweden	1740	1322	5 %	-
Hasle-Borrby	DK-East	Sweden	60	60	5 %	-
Storebælt	DK-West	DK-East	590	600	8 %	-
Skagerrak1-3	DK-West	Norway	1000	1000	8 %	-
Skagerrak4 (2015-2019)	DK-West	Norway	600	600	8 %	-
Skagerrak4 (fra 2020)	DK-West	Norway	700	700	8 %	-
Kontiskan1-2	DK-West	Sweden	740	680	8 %	-
Norge-Sverige	Norway	Sweden	3695	3995	5 %	2367
Norge-Finland	Norway	Finland	100	100	5 %	-
<b>NordLink (fra 2020)</b>	<b>Norway</b>	<b>Germany</b>	<b>1400</b>	<b>1400</b>	<b>0%</b>	<b>-</b>
<b>NSN (fra 2021)</b>	<b>Norway</b>	<b>GB</b>	<b>1400</b>	<b>1400</b>	<b>0 %</b>	<b>11,00 [1]</b>
<b>NorthConnect (fra 2024<sup>136</sup>)</b>	<b>Norway</b>	<b>GB</b>	<b>1400</b>	<b>1400</b>	<b>8 %</b>	<b>11,00 [1]</b>
Sverige-Finland	Sweden	Finland	2900	2800	5 %	-
Kontek	Germany	DK-East	600	600	8 %	-
<b>Tyskland-KriegersFlak (fra 2019)</b>	<b>Germany</b>	<b>DK-East</b>	<b>400</b>	<b>400</b>	<b>8 %</b>	<b>-</b>
Tyskland-Vestdanmark (til og med 2018) <sup>137</sup>	Germany	DK-West	900	492	5 %	-
Tyskland-Vestdanmark (2019-2020)	Germany	DK-West	1200	1066	5 %	-
<b>Tyskland-Vestdanmark (fra 2021)</b>	<b>Germany</b>	<b>DK-West</b>	<b>2500</b>	<b>2500</b>	<b>5 %</b>	<b>-</b>
Tyskland-Sverige	Germany	Sweden	615	615	8 %	-
<b>Tyskland-Sverige (fra 2023<sup>138</sup>)</b>	<b>Germany</b>	<b>Sweden</b>	<b>700</b>	<b>700</b>	<b>8 %</b>	<b>-</b>
Tyskland-Holland*	Germany	Holland	3500	3500	5 %	-
Tyskland-Polen*	Germany	Poland	2000	3000	5 %	6,39 h, [4]
Tyskland-Tjekkiet*	Germany	Czech Republic	1500	1586	5 %	-5,37 h, [4]
Tyskland-Tjekkiet* (fra 2022)	Germany	Czech Republic	1500	2100	5 %	
Tyskland-Schweiz*	Germany	Switzerland	1586	4000	5 %	9,29 h
Tyskland-Schweiz* (fra 2023)	Germany	Switzerland	3286	4700	5 %	
<b>Tyskland-Belgien (fra 2020)*</b>	<b>Germany</b>	<b>Belgium</b>	<b>1000</b>	<b>1000</b>	<b>5 %</b>	<b>1,00 [2]</b>
Tyskland-Østrig*	Germany	Austria	5000	5000	5 %	9,09 h
Tyskland-Østrig*(fra 2022)	Germany	Austria	6000	6000	5 %	
Tyskland-Luxemborg*	Germany	Luxemburg	2300	2300	5 %	4,58 h
Tyskland-Frankrig*	Germany	France	2300	1800	5 %	-13,24 h
Tyskland-Frankrig*(fra 2023)	Germany	France	3300	2300	5 %	

<sup>136</sup> Medtages kun i kørsler med "National Green Transition" for udlandet.

<sup>137</sup> Pga. interne flaskehalse i Tyskland er både eksport- og importkapacitet nedjusteret kraftigt til og med 2018.

<sup>138</sup> Medtages kun i kørsler med "National Green Transition" for udlandet.

COBRACable (fra 2020)	Holland	DK-West	700	700	8 %	-
NorNed	Holland	Norway	700	700	8 %	-
Holland-England*	Holland	GB	1200	1200	8 %	5,79 h
Holland-Belgium*	Holland	Belgium	1400	2400	5 %	3,85 h
Holland-Belgium*(fra 2023)	Holland	Belgium	2400	2400	5 %	
Rusland-Norge	Russia	Norway	50	50	5 %	0,18 h
Rusland-Finland	Russia	Finland	1560	1560	8 %	4,00 h,[5]
Estlink1+2	Estonia	Finland	1000	1000	8 %	-2,55 h
SweLit (fra 2016)	Lithuania	Sweden	700	700	8 %	-0,50 [3]
Stärnö-Slupsk	Poland	Sweden	600	600	8 %	-2,24 h

\* Data stammer fra ENTSO-E Transparency Platform og er også anvendt i 'Konsensusanalyse 2015' med deltagelse af blandt andre Energistyrelsen, Energinet.dk og Dansk Energi.

-: Modelleres i RAMSES.

h: Historiske middelværdier 2010-2015.

[1]: England er højprisområde, så en stor eksport er antaget fra Norge til England, svarende til en skønnet kapacitetsudnyttelse på ca. 90 %.

[2]: Da elektricitet strømmer fra Holland til Belgien, antages dette også at være tilfældet mellem Tyskland og Belgien.

[3]: Strømmen antages at gå ud af Norden, da forbindelsen bl.a. bygges for at sikre forsyningsikkerheden i fraværet af Ignalina kernekraftværk.

[4]: En del af disse tal skyldes loopflows, hvor Tyskland bruger nettene i Polen og Tjekkiet til at sende strøm fra Nordtyskland til Sydtyskland. Disse loopflows ventes at aftage når det tyske net er forstærket med Südklink omkring 2033. Det antages at eksporten til Polen falder lige så meget som importen fra Tjekkiet.

[5]: Den finske import fra Rusland antages reduceret med 2 TWh, når kernekraftværket Olkiluoto 3 går i drift (2019) og yderligere 2 TWh fra 2023. Dette er i overensstemmelse med den finske politik om at gøre landet uafhængigt af russisk elimport.