



Energistyrelsen

Analyseforudsætninger  
til energinet

2019



## **Analyseforudsætninger til Energinet 2019**

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

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

Design og produktion: Energistyrelsen

Forside og foto: Lars Schmidt / Schmidt Photography Aps



## Indholdsfortegnelse

Forkortelser.....	5
1 Indledning og resumé .....	7
1.1 Baggrund og formål .....	7
1.2 Omfattede emner samt forbehold for anvendelse .....	7
1.3 Tilgang til arbejdet med AF19 .....	8
1.4 Modelplatform .....	10
1.5 Interessentinddragelse.....	10
1.6 Resumé af nøgleforudsætninger med fokus på ændringer ift. AF18 .....	11
2 Økonomiske nøgletal og priser.....	15
2.1 Økonomiske nøgletal .....	15
2.2 Brændselspriser.....	16
2.3 CO <sub>2</sub> -kvotepriser .....	18
3 Elforbrug .....	20
3.1 Klassisk elforbrug .....	21
3.2 Varmepumper .....	22
3.3 Elkedler.....	26
3.4 Transport .....	28
3.5 Store datacentre .....	32
4 Maksimaleffekt.....	34
4.1 Fra energi til effekt .....	34
4.2 Metodeusikkerhed .....	39
5 Elproduktionskapacitet.....	40
5.1 Kraftværker.....	40
5.2 Vindmøller .....	44
5.3 Solceller.....	50
6 Fjernvarmeforbrug .....	53
7 Udlandsdata og eltransmissionsforbindelser til udlandet.....	54
7.1 Geografisk afgrænsning.....	54
7.2 Elforbrug og produktionskapaciteter.....	54
7.3 Transmissionskapaciteter .....	55
8 Gasdata .....	58
8.1 Forbrug i Danmark.....	58
8.2 Afsætning af gas til Sverige .....	60

8.3	Gasproduktion .....	61
8.4	Baltic Pipe.....	63
8.5	Gasstrømme.....	63
8.6	Gasforbindelser og kapaciteter .....	65
	Referenceliste.....	66

## Forkortelser

AF17	Analyseforudsætningerne 2017 (forrige års analyseforudsætninger udgivet af Energinet)
AF18	Analyseforudsætningerne 2018
AF19	Analyseforudsætningerne 2019 – denne udgivelse
BF	Energistyrelsens Basisfremskrivning
BNP	Bruttonationalprodukt
BSMMG	Baltic Sea Market Modelling Group
BVT	Bruttoværditilvækst er bruttonationalproduktet (BNP) fratrukket nettoafgifter. BVT udtrykker produktionensværdi ved fabrikkens port
CIF	Cost, Insurance and Freight (importpris)
CCS	Carbon Capture and Storage
CSR	Corporate Social Responsibility
DK1	Vestdanmarks elprisområde
DK2	Østdanmarks elprisområde
ENTSO-E	"European Network of Transmission System Operators for Electricity" - Den Europæiske Netværksorganisation for Systemoperatører
ENTSO-G	"European Network of Transmission System Operators for Gas" - Den Europæiske Netværksorganisation for Gasnetoperatører
EPT	Energiproducenttællingen
FLH	Full Load Hours (fuldlasttimer)
GW	Giga Watt = $10^9$ watt (W), effektmåleenhed
GWh	Giga Watt timer = $10^9$ watttimer (Wh), energimåleenhed
HSDC	Hyper-Scale Data Center
IEA	"International Energy Agency" - Det Internationale Energiagentur
MAF	"Mid-term Adequacy Forecast" - ENTSO-E
MW	Mega Watt = $10^6$ watt (W), effektmåleenhed
MWe	Mega Watt el
MWp	Mega Watt peak, solcellekapacitet angivet som panelkapacitet (jævnstrøm)
Nm <sup>3</sup>	Normalkubikmeter, måleenhed for gas: 1 kubikmeter gas ved referencetilstanden 0 °C og 1 atmosfære
NTC	Net Transfer Capacity (maksimal handelskapacitet i en transmissionforbindelse)
PJ	Peta Joule = $10^{15}$ Joule (J), energimåleenhed
PtX	Power to X
PPA	Power Purchasing Agreement
PSO	"Public Service Obligations" - offentlige serviceforpligtigelser
RUS-plan	Re-investerings-, Udbygnings- og Saneringsplan
TBB	Trafik-, Bygge- og Boligstyrelsen
TenneT TSO GmbH	TSO i Holland og en stor del af Tyskland
TSO	"Transmission System Operator" – el- og gassystem operatører
TYNDP	"10-year Network Development Plan" - ENTSO-E
TWh	Tera Watt timer = $10^{12}$ watttimer, energimåleenhed
VE	Vedvarende energi



# 1 Indledning og resumé

## 1.1 Baggrund og formål

Til brug for Energinets opgave med at udvikle energisystemets infrastruktur udarbejdes årligt et sæt analyseforudsætninger (AF). Analyseforudsætningerne er en beskrivelse af centrale dele af det danske energisystems udvikling frem mod 2040. Ansvar for udarbejdelse af analyseforudsætningerne har tidligere ligget hos Energinet, men fra og med sidste års udgivelse er ansvaret for at fastlægge analyseforudsætningerne overført til Energistyrelsen.

Analyseforudsætningerne udgør grundlaget for analyserne af de fremtidige, langsigtede netinvesteringer og bliver desuden brugt som grundlag for en lang række analyser og årlige rapporter fra Energinet, herunder investeringsplaner, forsyningsikkerhedsredegørelser, indrapporteringer til de europæiske TSO-netværk, ENTSO-E og ENTSO-G, business cases af konkrete investeringsprojekter m.m.

Denne rapport beskriver antagelser og data til Energinet, som gælder fra udgivelsestidspunktet i 2019 og frem til udgivelsen af næste års analyseforudsætninger.

Energistyrelsen offentliggjorde d. 25. juni 2019 en høringsudgave af denne rapport. Høringsudgaven blev ligeledes præsenteret ved et offentligt møde d. 1. juli 2019 med henblik på at give eksterne interessenter mulighed for at stille opklarende spørgsmål. Høringsperioden forløb frem til d. 8. august 2019, og Energistyrelsen modtog 10 eksterne høringssvar. Et selvstændigt høringsnotat er efterfølgende blevet udarbejdet. Heri er høringskommentarerne organiseret efter emne og høringsspart og med Energistylens besvarelser. I det omfang høringssvarene har givet anledning til ændringer i årets analyseforudsætninger er disse indarbejdet i denne endelige udgave af AF19. En del gode og relevante kommentarer har det ikke været muligt at tage højde for til årets udgave, men kommentarerne vil indgå i det fremadrettede arbejde med løbende at forbedre kvaliteten af analyseforudsætningerne.

## 1.2 Omfattede emner samt forbehold for anvendelse

Analyseforudsætningerne koncentrerer sig fortrinsvis om udviklingen i elproduktionskapaciteter og el- og gasforbrug, da det er dette, som er afgørende for Energinets anvendelse. Fokus er således ikke på det samlede energisystem, og dermed bl.a. VE-andel, men på forventningerne til ny VE-elkapacitet, udviklingen i kraftværkskapaciteten og den forventede udvikling i el- og gasforbruget fordelt på sektorer.

Energinets infrastrukturinvesteringer har ofte en meget lang levetid, hvorfor analyseforudsætningerne rækker frem til 2040. De baseres på et bedste bud på udviklingen i energisystemet med fokus på betydningen for el- og gasinfrastrukturinvesteringer. Formålet er at sikre, at man ikke systematisk hverken over- eller underinvesterer i transmissionsnettet.

I modsætning til Energistylens Basisfremskrivning (BF), som bygger på en "frozen policy"-tilgang (dvs. fravær af nye tiltag på klima- og energiområdet), er formålet med analyseforudsætningerne at fastlægge et bud på, hvordan det danske energisystem kan udvikle sig fremadrettet. under en række forudsætninger, herunder politiske målsætninger, og ikke kun den udvikling, der kan forventes med gældende regulering.



AF19 følger samme struktur som sidste års analyseforudsætninger og omfatter følgende emner:

1. Økonomiske nøgletal
2. Brændsels- og CO<sub>2</sub>-kvotepriser
3. Elforbrug
4. Maksimaleffekt
5. Fjernvarme
6. Elproduktionskapaciteter
  - i. Kraftværkskapaciteter
  - ii. Solceller
  - iii. Vindmøller
7. Udlandsdata og -forbindelser, el
8. Centrale gasdata og gasforbindelser

I det omfang Energistyrelsen foretager en geografisk opdeling af tallene i AF er det kun en opdeling på Øst- hhv. Vestdanmark. For Energinet er det generelt vigtigt med en mere detaljeret geografisk opdeling, og denne foretages af Energinet selv, og er således ikke en del af analyseforudsætningerne.

Elprisen er et output fra modellerne, og indgår dermed *ikke* som en grundforudsætning, der bestemmes af Energistyrelsen i analyseforudsætningerne til Energinet. Energistyrelsen vil dog, som sidste år, udgive et separat notat om elprisudviklingen i forlængelse af den endelige udgave af AF19. Det må understreges, at der her ikke er tale om præcise eller faktiske forventninger til de fremtidige priser, men om beregnede elpriser under en række forudsætninger, herunder at kun allerede vedtagne eltransmissionsforbindelser til udlandet indgår i beregningerne. Energistyrelsen tager derfor forbehold over for anvendelsen af disse elprisfremskrivninger.

I det hele taget må det understreges, at det er Energinet, der er modtager af analyseforudsætningerne, som derfor er udarbejdet netop med henblik på at give det bedst mulige grundlag for Energinets netplanlægning, investeringssager, forsyningssikkerhedsredegørelser mv. Hvis analyseforudsætningerne bruges til andre formål, skal man have for øje, at det ikke nødvendigvis er det formål, de er udviklet til. F.eks. kan man ikke beregne de samlede danske drivhusgasemissioner på basis af analyseforudsætningerne, som kun ser på de sektorer, der er relevante for transmissionsnettet og f.eks. ikke emissioner fra landbruget eller andelen af biobrændsler i benzinformbruget.

Det er selvsagt behæftet med stor usikkerhed at fremskrive energisystemet mere end 20 år frem i tiden. Denne usikkerhed er beskrevet kvalitativt i rapporten. Energinet vil i deres videre arbejde supplere forudsætningerne i AF19 med følsomhedsanalyser, så robustheden overfor forskellige mulige veje og udviklinger kan belyses.

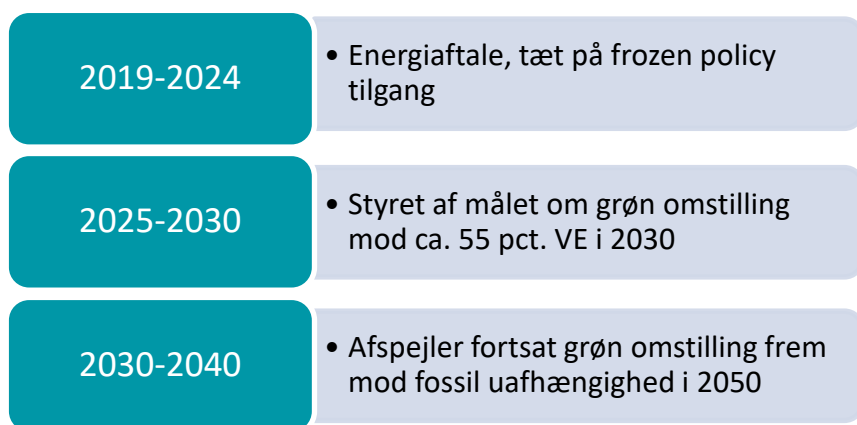
### 1.3 Tilgang til arbejdet med AF19

Analyseforudsætningerne er Energistyrelsens bedste bud på energisystemets udvikling under hensyntagen til den teknologiske udvikling, en fortsat grøn omstilling samt de langsigtede politiske målsætninger. Det understreges, at der ikke er taget stilling til, hvilke konkrete yderligere initiativer, der vil kunne sikre det beskrevne udviklingsforløb.

Fremskrivningen indarbejder hovedeffekterne af energiaftalen fra 2018 (Regeringen, 2018a) og det politiske ønske om at arbejde mod, at 55 pct. af energiforbruget skal dækkes af vedvarende energi i 2030 samt målet om, at Danmark skal være et nulemissionssamfund i 2050, hvilket for energisektoren i AF19 er tilnærmet som en fortsat grøn omstilling mod fossil uafhængighed i 2050.

Da udarbejdelsen af analyseforudsætningerne primært er pågået i perioden december 2018 til juni 2019, forholder AF19 sig ikke eksplicit til politiske målsætninger fastsat efter denne periode, herunder 70 pct. CO<sub>2</sub>-reduktion i 2030.

Figur 1 illustrerer Energistyrelsens tilgang og pejlemærker i arbejdet med analyseforudsætningerne i 2019.



Figur 1: Energistyrelsens tilgang til arbejdet med AF19

Frem til 2024 forventes en begrænset forskel mellem AF19 og den "frozen policy" tilgang, som kendetegner Energistyrelsens basisfremskrivning.

I perioden 2025-2030 indregnes de konkrete tiltag i energiaftalen, som rækker frem til 2030, f.eks. de tre havmølleparker. Endvidere gøres en række antagelser om yderligere udvikling. Dette gælder særligt for transportsektoren. Antagelserne er doseret, så der samlet set sikres opnåelse af mindst 55 pct. VE i 2030.

For perioden 2030-2040 foretages en fremskrivning, der med udgangspunkt i teknologiudviklingen og en økonomisk effektiv grøn omstilling tegner en videre vej mod fossil uafhængighed i 2050. I "bedste bud" er der for perioden efter 2030 antaget en lineær udvikling mod fossil uafhængighed i det samlede energiforbrug set under et (dog undtaget transportsektoren) i 2050. I AF19 er der angivet bud på indfasning af VE-gas og VE-el i transportsektoren, mens der ikke er set nærmere på udviklingen i anvendelse af flydende biobrændstoffer.

Tilgangen fokuserer dermed primært på den teknisk set nødvendige udvikling i forhold til en grøn omstilling, men ser ikke detaljeret på, hvilke virkemidler det måtte kræve at realisere. Det betyder, at ændringer i udvalgte parametre, f.eks. CO<sub>2</sub>-kvotepriisen, ikke nødvendigvis vil give en anden udvikling, da denne blot er et blandt flere virkemidler, der driver omstillingen.

## 1.4 Modelplatform

Energistyrelsen har baseret arbejdet med AF19 på den integrerede modelplatform til fremskrivninger og konsekvensanalyser på energi- og klimaområdet, som også anvendes til basisfremskrivningerne (BF). Således sikres transparens og sammenlignelighed i forhold til BF. Af relevans for analyseforudsætningerne integrerer modelplatformen følgende delmodeller i Energistyrelsen<sup>1</sup>:

- RAMSES modellerer el- og fjernvarmeforsyningen
- IntERACT modellerer energiforbruget i erhverv og husholdninger
- Transportmodellen modellerer energiforbruget i transportsektoren
- Teknologiuudbygningsmodeller for f.eks. solceller, der modellerer teknologiinvesteringers selskabsøkonomiske rentabilitet i lyset af relevante investorers afkastkrav, hvorved der estimeres en sandsynlig kapacitetsudbygning på givne investerings- og driftsvilkår

## 1.5 Interessentinddragelse

Input fra branchen er vigtig for Energistyrelsen, der derfor har prioriteret at gå i dialog med en bred kreds af interessenter i forbindelse med udarbejdelse af AF19. På baggrund af hørings svar til sidste års udgivelse af analyseforudsætningerne (AF18) blev der således afholdt en række dialogmøder med interessenter, hvor disse fik mulighed for at uddybe hørings svarene og diskutere syn på den fremtidige udvikling i energisystemet på et tidligt tidspunkt i processen for fastlæggelse af forløbene til AF19.

Energistyrelsen vil benytte lejligheden til at takke for engageret og informativ deltagelse i disse møder. Dette har været til stor gavn i Energistyrelsens videre arbejde. Blandt de centrale temaer i diskussionerne var:

- Kraftværkskapaciteter, som efter mange aktørers mening var sat for høj i AF18
- Store varmepumper og elkedler, hvor især kapaciteter og effekttræk blev diskuteret
- Varmeforsyning, hvor der blev lagt vægt på sammentænkning af el- og varmesystemerne, og hvor bl.a. biomassens rolle i den grønne omstilling blev diskuteret
- Sol og landvind, hvor mange mente, at udbygningen var for lavt sat i AF18
- El til transport, som mange ligeledes vurderede var lavt sat i AF18's "bedste bud"
- Den grønne omstilling – herunder kobling til udlandet og ambitionen om et nul-emissionssamfund i 2050

De omtalte forhold og flere øvrige pointer fra dialogerne med interessenter har haft betydelig indflydelse på overvejelserne i forbindelse med udarbejdelse af forudsætningerne til AF19.

Ligeledes har Energistyrelsen i forbindelse med høringen af dette års analyseforudsætninger modtaget en lang række relevante kommentarer. En del af disse kommentarer er indarbejdet i denne endelige udgave af AF19, men en del gode og relevante kommentarer har det ikke været muligt at

---

<sup>1</sup> For en nærmere beskrivelse af modellerne henvises til Energistyrelsens hjemmeside: <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/modeller>

tage højde for til årets udgave. Disse kommentarer vil indgå i det fremadrettede arbejde med løbende at forbedre kvaliteten af analyseforudsætningerne. Også fremadrettet vil Energistyrelsen prioritere dialogen med interessenter.

## 1.6 Resumé af nøgleforudsætninger med fokus på ændringer ift. AF18

Tabel 1 viser en oversigt over analyseforudsætningerne i AF19 sammenlignet med AF18 for udvalgte nøgleparametre. På elforbrugssiden har der i AF19 især været fokus på varmepumper og elkedler samt på transportsektoren, mens der på elproduktionssiden er sket væsentlige ændringer både i den forventede udvikling af den termiske kraftværkskapacitet og i fordelingen mellem landvind, havvind og sol. Endelig forventes et større fald i naturgasforbruget, samtidig med at biogasforbruget forventes at stige mere end sidste år. Det understreges, at fremskrivningen af "bedste bud" er forbundet med betydelig usikkerhed for de fleste parametre, ikke mindst forventningerne til udviklingen efter 2030. Med hensyn til teknologiudviklingen er teknologikataloget grundlaget for fremskrivningen, men en række nye teknologiske muligheder som f.eks. "Power to X" (PtX) og CCS er endnu ikke inkluderet i Energistyrelsens modeller. Det vil der blive arbejdet på til fremtidige analyseforudsætninger. Desuden opdateres teknologikataloget jævnlige, når ny viden tilsiger dette. Igennem rapporten er fremskrivninger fra AF18 vist i de tilfælde, hvor der enten har været stor interesse under høringen eller er sket væsentlige ændringer til AF19.

### 1.6.1 Nøgletal og priser

Energistyrelsen anvender Finansministeriets metode til fremskrivning af CO<sub>2</sub>-kvotepriser. Med Finansministeriets metode forventes i AF19 en gennemsnitlig kvotepris for 2019 på 195 kr./t., svarende til ca. 26 EUR/t. Denne forventes at stige jævnt til et niveau på knap 290 kr./t i 2030 og 385 kr./t i 2040. Bemærk, at Finansministeriet har opdateret sit skøn for den fremtidige udvikling i CO<sub>2</sub>-kvoteprisen i fht. AF18 og høringsudgaven af AF19.

### 1.6.2 Elforbrug til varmepumper og elkedler

Elforbruget til individuelle varmepumper i husholdninger og erhverv forventes at blive næsten fire-doblet frem mod 2040. Dels sker der en betydelig stigning i husholdningernes brug af varmepumper til erstatning for andre opvarmningsformer baseret specielt på olie og træpiller og i mindre omfang naturgas. Dels forventes forbedringer i varmepumpeteknologien i form af procesvarmepumper at kunne erstatte en del af behovet for fossile brændsler til rumvarme og lavtemperaturvarme i erhverv. I AF19 forventes et større elforbrug til individuelle varmepumper end i AF18. Dette må især tilskrives stigningen i brugen af procesvarmepumper i erhverv.

Kapaciteten af store varmepumper forventes at stige markant på kort sigt i takt med reduktionen i kraftværkskapaciteten i de centrale og decentrale fjernvarmeområder. Den samlede kapacitet i 2040 forventes dog ikke at blive markant højere end i AF18, hvilket hænger sammen med et svagt faldende fjernvarmeforbrug og en forudsætning om mere effektive varmepumper.

For elkedler blev der tidligere kun medtaget den kapacitet, som lå i Energinets pipeline over konkrete projekter, men i AF19 er indarbejdet en forventet stigning i kapaciteten af elkedler også fremadrettet.

### 1.6.3 Elforbrug til transport

Det forventede elforbrug til den lette vejtransport er et groft skøn, der er baseret på en accelereret indfasning af elbiler i transportsystemet. Da der endnu ikke er taget beslutning om konkrete virkemidler, er elforbruget til let vejtransport opskrevet med en faktor 2,5 i 2030 sammenlignet med et "frozen policy" forløb uden at specificere nærmere, hvordan dette vil kunne ske. AF19 siger ikke noget om, hvor mange elbiler dette vil svare til. Dette vil afhænge af, hvor effektive elbilerne er, og hvor hurtigt indfasningen sker. Desuden forventes et lavere elforbrug til jernbanen på lang sigt sammenlignet med AF18 pga. metodeskift.

Tablet 1: Oversigt over væsentlige antagelser til AF19 sammenlignet med AF18

Emne	AF19	AF18
<b>Brændselspriser</b>	Brændselspriser opdateret på basis af WEO2018. Mindre justeringer, men samme trends som i AF18.	
<b>CO<sub>2</sub>-kvotepriser</b>	Prisen forudsættes at stige fra omkring 195 kr/ton i 2019 til 385 kr/t i 2040. Der er tale om en betydelig stigning sammenlignet med AF18	Prisen steg fra omkring 120 kr/t på det helt korte sigt til 320 kr/t i 2040
<b>Individuelle varmepumper</b>	Det samlede elforbruget til individuelle varmepumper stiger betydeligt, fordi varmepumper til erhverv forventes at blive konkurrencedygtige til rumvarme og visse lavtemperatur processer. Samlet elforbrug i 2040: 4.300 GWh	Ingen udvikling i erhvervssektorens anvendelse af varmepumper. Samlet elforbrug i 2040: 3.000 GWh
<b>Store varmepumper</b>	Samlet udbygning på 350 MWe i 2040 og væsentligt tidligere indfasning. Kapacitet stiger særligt på kort sigt som erstatning af kraftvarmekapacitet.	Samlet udbygning på 330 MWe i 2040
<b>Elkedler</b>	Holdes ikke længere konstant ud over kendte projekter i pipeline. Stiger til ca. 1.300 MW i 2040	Konstant efter idriftsættelse af pipeline projekter. 900 MW i 2040
<b>Elforbrug til transport</b>	Accelereret indfasning af elbiler og som følge deraf betydelig stigning i elforbruget til let vejtransport. Elforbrug forventes at stige til ca. 2.000 GWh i 2030 og til 7.500 GWh i 2040. Elforbrug til jernbanen reduceret til ca. 1.100 GWh (metodeskift)	Samlet elforbrug i 2040 på ca. 4.000 GWh. Elforbrug til jernbanen på ca. 1.700 GWh
<b>Kraftværkskapacitet</b>	Fald i samlet kapacitet på knap 50 pct. over fremskrivningsperioden	Fald i samlet kapacitet på ca. 35 pct. over fremskrivningsperioden
<b>Landvind</b>	Opdateret med markedsobservationer og teknologiforventninger. Samlet kapacitet i 2040 ca. 5,4 GW	Realiserbart maksimalt potentiale på ca. 5 GW
<b>Havvind</b>	Energiaftaleparker i alt 2,7 GW plus 2,2 GW ekstra havvind efter 2030 og hertil 390 MW kystnære møller i pipeline foruden allerede aftalte parker (Kriegers Flak, Vesterhav Nord og Syd)	Energiaftaleparker i alt 2,4 GW plus 4,1 GW ekstra havvind efter 2030 og hertil 150 MW kystnære møller i pipeline foruden allerede aftalte parker
<b>Sol</b>	Samlet installeret solcellekapacitet i 2040: 7,3 GW overvejende som markanlæg	Samlet kapacitet i 2040: 5,7 GW
<b>Gas</b>	Opgraderet biogasproduktion er ca. 3 PJ højere i 2040 end i AF18. Samlet gasforbrug falder med 34 pct, fra 2019 til 2040 fordelt med en reduktion i naturgasforbruget på 51 pct. og en stigning i biogasproduktionen opgraderet til gasnettet på 122 pct.	Samlet gasforbrug faldt med 33 pct. fra 2019 til 2040 fordelt med en reduktion i naturgasforbruget på 46 pct. og en stigning i den opgraderede biogasproduktion med 62 pct.
<b>Udlandsdata og -forbindelser</b>	Opdatering af data, men ellers stort set samme udvikling som i AF18	

#### 1.6.4 Udvikling i kraftværkskapaciteter

Overordnet set forventes den samlede, driftsklare elkapacitet på termiske værker at falde med ca. 50 pct. fra dagens niveau til 2040. Dette er en betydelig større reduktion end forventet i AF18 og skyldes først og fremmest en yderligere reduktion i den centrale kapacitet. Også den decentrale kapacitet forventes dog at falde mere end i AF18. Energistyrelsen har modtaget væsentlige input fra interessenter bl.a. om udløb af Ørsteds varmeaftaler, og de store byers planer for, hvad der herefter skal ske som led i den grønne omstilling. Desuden viser analyser i Energistyrelsen, at en betydelig andel af den naturgasbaserede elkapacitet i de decentrale fjernvarmeområder vil blive skrottet mod 2030. Det bunder i udsigten til lave indtægtsmuligheder på elmarkedet, grundbeløbets bortfald og konkurrencen fra billigere varmeproduktionsanlæg.

#### 1.6.5 Landvind

Bruttoudbygningen med landvind forventes at fortsætte med samme takt som i de seneste 5 år (dvs. ca. 220 MW pr. år), men samtidig forventes en betydelig nedtagning af gamle møller, især fra 2023 og frem, da 70 pct. af de landmøller, vi har i dag er mere end 20 år gamle. Det betyder, at den samlede landvindkapacitet forventes at stige frem til 2024, hvorefter den viger pga. nedtagningen af gamle møller. Fra 2030 og frem forventes kapaciteten igen at stige, således at den når et samlet niveau på ca. 5,4 GW i 2040. Det er ca. 1 GW mere end den kapacitet, der er installeret i dag. Antallet af møller forventes samtidig at blive reduceret til mindre end de 1.850 landmøller fastsat i energiaftalen. Samlet set forventes en lidt større udbygning med landvind efter 2030 end i AF18. Finansieringen forventes at komme fra en kombination af de teknologineutrale udbud, på markedsvilkår eller via PPA'er (Power Purchasing Agreements).

#### 1.6.6 Havvind

For havvind er der til 2030 lagt tre nye havmølleparker à 900 MW ind i AF19 svarende til energiaftalen. Desuden er der efter 2030 lagt yderligere 2,2 GW havvind ind. Tallet er afstemt efter at sikre, at Danmark er på en lige vej mod fossil uafhængighed i 2050 ekskl. transportsektoren, og at VE-andelen af det samlede elforbrug er ca. 100 pct. Havvindanalysen, som er igangsat som opfølgning på energiaftalen, skal bl.a. analysere spørgsmålet om, hvorvidt Danmark skal arbejde efter en højere VE-andel af det samlede elforbrug og således være leverandør af VE-el fra Nordsøen til det øvrige Europa og/eller til såkaldte energiværker, der kan omdanne og lagre den el, som Danmark ikke selv forbruger, når vinden blæser. Sammenlignet med AF18 er der tale om en mindre havvindudbygning efter 2030, da der forventes en tilsvarende større udbygning med landvind og sol (og havvind inkl. kystnære møller før 2030).

#### 1.6.7 Solceller

Kommunerne, som er planmyndighed, modtager i øjeblikket mange ansøgninger om nye solcelleanlæg placeret på marker, og Energinet får ligeledes henvendelser fra projektudviklere, der ønsker information om muligheden for at indpasse store mængder solceller. Energistyrelsen har i samarbejde med Energinet udarbejdet en pipelineliste for potentielle solcelleprojekter, der fremadrettet vil danne basis for fremskrivningen af kommercielle markanlæg. Sammenlignet med AF18 forventes en hurtigere udbygningen på kort sigt, og i 2040 forventes den samlede kapacitet at være ca. 1,6 GW højere end i AF18. Som for landvind forventes finansieringen at komme fra en kombination af de teknologineutrale udbud, på markedsvilkår eller via PPA'er.

#### 1.6.8 Forbrug og produktion af gas

Det danske forbrug af ledningsgas vurderes at falde betydeligt – fra et samlet forbrug på 103 PJ i 2019 til et forbrug på omkring 67 PJ i 2040. Årsagen er bl.a., at procesvarmepumper forventes at

erstatte en del af gasforbruget i erhverv, at der sker en reduktion i gasforbrug til el- og fjernvarme-  
produktion, samt at energibesparelser og udskiftning af gasfyr med bl.a. elvarmepumper fører til  
lavere gasforbrug til opvarmning i husholdninger. Gas til transport vurderes at stige over perioden,  
men ud fra et meget begrænset niveau.

Produktionen af biogas til nettet forventes at stige betydeligt fra 10 PJ i 2019 til godt 22 PJ i 2040. I  
alt forventes andelen af opgraderet biogas i nettet at stige til 34 pct. af det samlede danske gasfor-  
brug i 2040. Den højere andel af biogas i nettet indebærer en reduktion på 51 pct. i forbruget af na-  
turgas over perioden 2019-40. I AF18 var reduktionen af naturgasforbruget på 46 pct. fra 2019 til  
2040.

#### **1.6.9 Udland**

Udlandsdata er opdaterede med nye tal for elproduktionskapaciteter i udlandet. Energistyrelsen  
anvender fortsat *Sustainable Transition scenariet* fra ENTSO-E som "bedste bud" på den langsig-  
tede udvikling. I forhold til AF18 er der ikke vedtaget nye udlandsforbindelser, men den maksimalt  
tilgængelige handelskapacitet fra Vestdanmark til Tyskland er opjusteret lidt på kort sigt, og første  
hele år med idriftsættelse af Kriegers Flak er udskudt til 2020. Ellers er de maksimalt tilgængelige  
handelskapaciteter for udlandsforbindelserne ikke ændret.

## 2 Økonomiske nøgletal og priser

### 2.1 Økonomiske nøgletal

De økonomiske nøgletal anvendes som input til beregningerne af brændselspriser og til forbrugsfremskrivninger.

Energistyrelsen har benyttet data fra Danmarks Konvergensprogram 2019 (Regeringen, 2019) som grundlag for alle økonomiske nøgletal (realt BNP, BVT-deflator, rente for 10-årig statsobligation, nettoprisindeks, dollarkurs, eurokurs og forbrugerprisindeks). Forventningerne til den gennemsnitlige realvækst for bruttonationalproduktet (BNP), inflationen målt som den procentvise ændring af nettoprisindekset, samt renteniveauet i slutåret for den 10-årige danske statsobligation, fremgår af Tabel 2. For brændselsprisfremskrivningerne er der anvendt nettoprisindeks fra Danmarks Konvergensprogram 2018.

Tabel 2: Udviklingen i realt BNP, nettoprisindeks (inflation) og den 10-årige danske statsobligationsrente

	2019	2020	2025	2030	2040
	Årlig ændring i pct.				
<b>Realt BNP</b>	1,7	1,6	1,4		
<b>Realt BNP (5 års glidende gns.)</b>	2,0	1,8	1,3	1,3	1,1
<b>Nettoprisindeks, årlig vækst</b>	1,5	1,8	1,8	1,9	1,9
	Pct.				
<b>Rente på 10-årig dansk statsobligation</b>	0,6	1,1	2,7	3,6	4,5

Ved investeringsprojekter, hvor rentabilitetsanalysen er baseret på samfundsøkonomiske beregninger, anvender Energinet retningslinjerne i Energistyrelsens og Finansministeriets vejledninger (Energistyrelsen, 2018c) og (Finansministeriet, 2017). I vurderingen af investeringsalternativer anvendes en samfundsøkonomisk kalkulationsrente (diskonteringsrente), der i starten er 4 pct., men gradvist nedsættes for projekter med lang løbetid, som det er vist i Tabel 3. Den anførte samfundsøkonomiske kalkulationsrente er en realrente, dvs. rensat for inflation.

Tabel 3: Den reale samfundsøkonomiske kalkulationsrente i pct. (diskonteringsrente)

	0 – 35 år	36-70 år	Mere end 70 år
<b>Anvendt rente</b>	4 pct.	3 pct.	2 pct.

Ved valutaomregninger i forbindelse med fremskrivningen af brændselspriser og CO<sub>2</sub>-kvotepriser anvendes kurserne fra Finansministeriet forslag til Finanslov 2019 (Finansministeriet, 2018), som fremgår af Tabel 4.

Tabel 4: Dollar og Eurokurser

	2019	2020	2025	2030	2040
<b>Kr./USD</b>	6,38	6,36	6,25	6,25	6,25
<b>Kr./EUR</b>	7,45	7,45	7,45	7,45	7,45



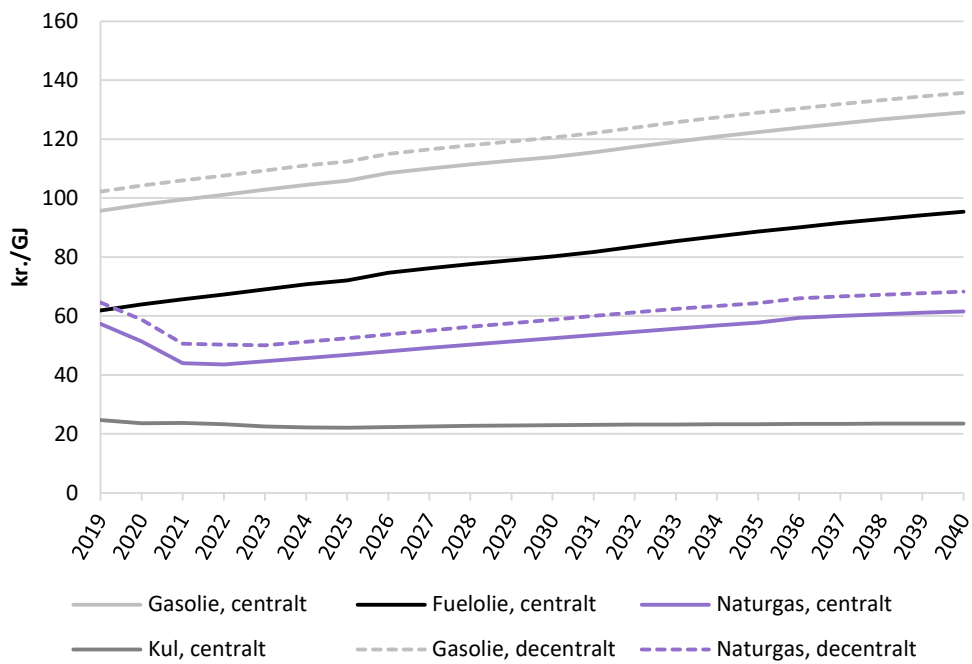
## 2.2 Brændselspriser

Brændselspriser (både for fossile og biomassebrændsler) og CO<sub>2</sub>-kvotepriser anvendes som input til størstedelen af analyseforudsætningernes øvrige fremskrivninger. Priserne indgår i markedsberegninger, hvor de er bestemmende for marginalomkostningerne forbundet med anvendelsen af brændslerne, og dermed får direkte indflydelse på den beregnede elpris. Priserne indgår også i alle analyser, hvor anvendelsen af brændslerne indgår som en del af de variable omkostninger.

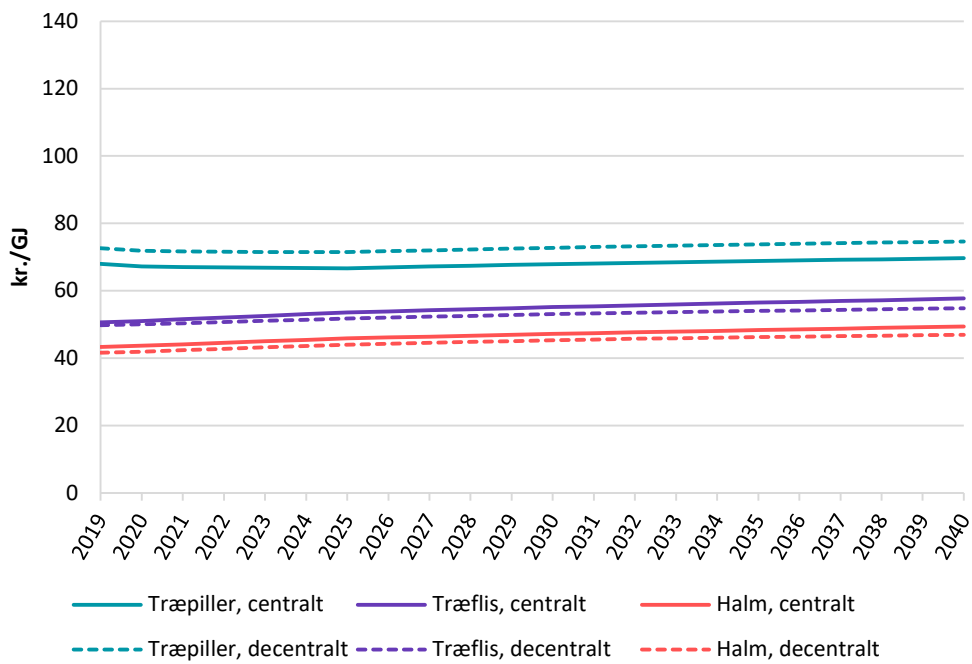
Priserne på de anvendte brændsler er opgjort efter repræsentative forbrugssteder: for centrale kraft- eller kraftvarmeværker (an centralt værk) og for decentrale kraftvarmeværker, fjernvarmeværker og erhvervsværker (an decentralt værk). Brændselspriserne er faktorpriser, og er således opgjort ekskl. afgifter, tilskud og moms.

Udgangspunktet for kul-, olie- og naturgaspriserne er de seneste fremskrivninger fra Det Internationale Energiagentur (IEA). IEA beregner langsigtede ligevægtspriser på fossile brændsler under betingelser opstillet i en række sammenhængende scenarier for udviklingen i de globale energimarkeder, som opdateres i deres årlige publikation *World Energy Outlook*. Priserne i analyseforudsætningerne er baseret på udviklingen i det centrale scenarie "New Policies Scenario" i *World Energy Outlook 2018* (IEA, 2018). Desuden anvendes forwardpriser på brændsler på kort sigt, som herefter delvist konvergerer mod IEA-priserne på lang sigt. Metoden er nærmere beskrevet i (Energistyrelsen, 2019a), som også beskriver fremskrivningen af biomassepriser, som modsat fremskrivningen af priser på de fossile brændsler baserer sig på en metode udviklet af Ea Energianalyse for Energistyrelsen.

Slutpriserne på de anvendte brændsler an centralt hhv. decentralt værk fremgår af figurerne herunder. Brændselsprisforventningerne har ikke ændret sig meget siden AF18 og derfor er sammenligningen ikke vist på figurerne, men kan dannes på baggrund af (Energistyrelsen, 2019c). Det bemærkes dog, at de fossile brændsler an centralt værk er lidt højere end sidste års AF, specielt på kort sigt. Det bemærkes desuden, at den samfundsøkonomiske naturgaspris ikke er med i AF19, men kan findes i Energistyrelsens kommende udgivelse af samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger med samme grundlag som AF19. Biomassepriserne, som forventes at være nogenlunde konstante gennem perioden i faste priser, har heller ikke ændret sig meget siden AF18.



Figur 2: Fremskrivning af priser på fossile brændsler for perioden 2019-2040, 2019-priser



Figur 3: Fremskrivning af priser på biomassebrændsler for perioden 2019-2040, 2019-priser

## 2.3 CO<sub>2</sub>-kvotepriser

CO<sub>2</sub>-kvoteprisen er i EU markedsbestemt, og CO<sub>2</sub>-kvoter handles både på spot- og sekundære markeder. I 2018 er markedspriserne på CO<sub>2</sub>-kvoter steget markant, bl.a. fordi EU-Kommissionen har strammet rammerne for kvotemarkedet. Denne tendens er fortsat i første del af 2019 dog med betydelige udsving.



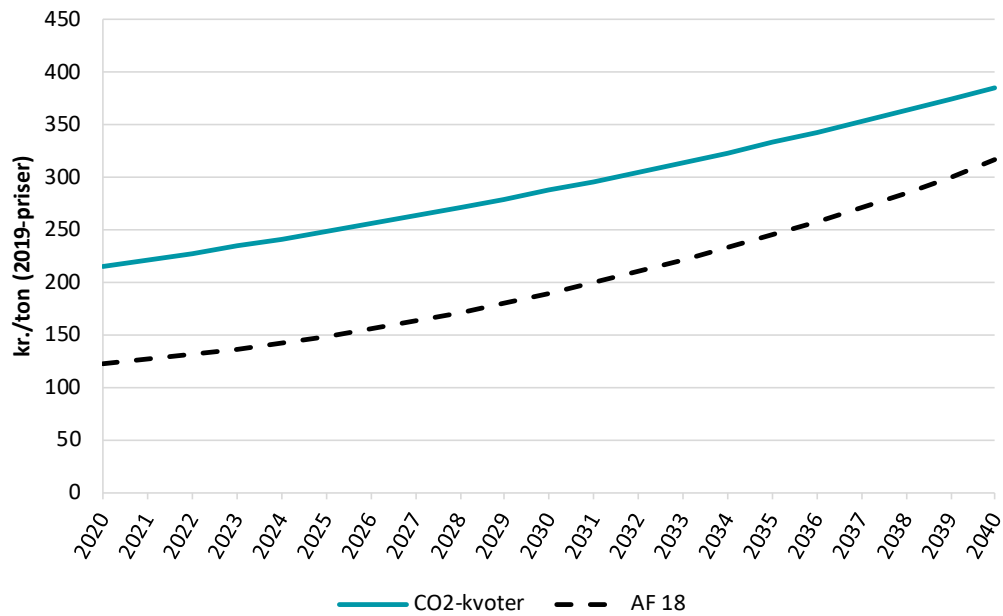
Figur 4: Udviklingen i EU CO<sub>2</sub>-kvoteprisen 2017-2019 (EUR/ton)<sup>2</sup>

Energistyrelsen anvender Finansministeriets metode til fremskrivning af CO<sub>2</sub>-kvotepriser. Der tages udgangspunkt i historiske tal for kvoteprisen, som omregnes til månedsgennemsnit og deflateres med det harmoniserede forbrugerprisindeks. Denne serie fremskrives med en diskonteringsrente, der fastlægges som afkastet på et risikofrit aktiv (renten på 10-årige tyske statsobligationer) plus en risikopræmie (3,5 pct. årligt).

Med Finansministeriets metode forventes en gennemsnitlig kvotepris for 2019 på 195 kr./t., svarende til ca. 26 EUR/t, jf. Figur 5. Denne forventes at stige jævnt til et niveau på knap 290 kr./t i 2030 og 385 kr./t i 2040. Bemærk, at Finansministeriet har opdateret sit skøn for den fremtidige udvikling i CO<sub>2</sub>-kvoteprisen, så prisen er nu opjusteret betydeligt i fht. AF18 og høringsudgaven af AF19.

<sup>2</sup> Kilde: <https://markets.businessinsider.com/commodities/co2-emissionsrechte>, 12. september 2019

Det skal understreges, at kvoteprisen historisk har varieret meget, og at der er betydelig usikkerhed om den fremtidige prisudvikling. Derfor bør det til analyser på det helt korte sigt (1-2 år frem) altid overvejes, om det er mere retvisende at anvende aktuelle dagspriser frem for de langsigtede priser angivet i AF. Dette gælder for CO<sub>2</sub>-priser såvel som for brændselspriser.

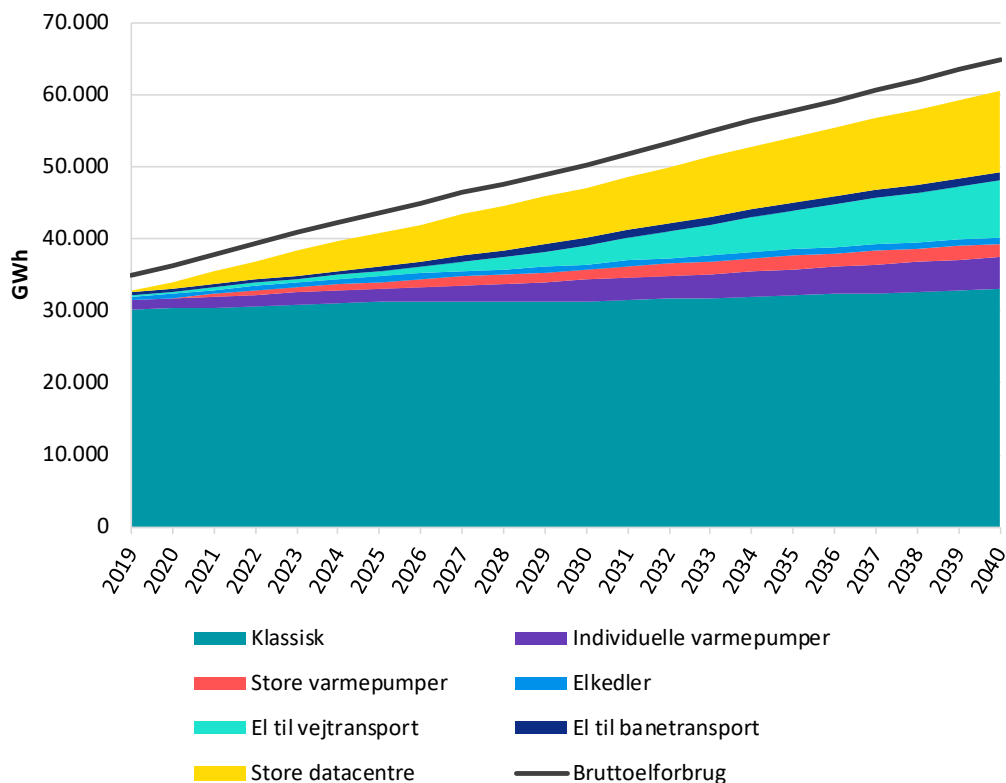


Figur 5: Fremskrivning af CO<sub>2</sub>-kvoteprisen

### 3 Elforbrug

Det samlede elforbrug opdeles i "det klassiske elforbrug" (elforbrug til husholdninger og erhverv ekskl. individuelle varmepumper), elforbruget som følge af en elektrificering af varmesektoren (til individuelle og store varmepumper samt elkedler) og transportsektoren, samt elforbrug til de store datacentre, der forventes etableret i Danmark.

Den forventede udvikling i Danmarks bruttoelforbrug og nettoelforbrug fordelt på sektorer fremgår af Figur 6. Forskellen mellem brutto- og nettoelforbruget udgøres af tab i elnettet.



Figur 6: Forventet udvikling i det samlede danske elforbrug i fremskrivningsperioden

Det såkaldte klassiske elforbrug udgør størstedelen af det samlede elforbrug, og der forventes en svag stigning over fremskrivningsperioden. Elforbruget til datacentre forventes at være kraftigt stigende og udgøre 19 pct. af Danmarks nettoelforbrug i 2040. Elforbruget til varmepumper, både individuelle varmepumper i husholdninger og erhverv og store varmepumper i fjernvarmeområder, forventes at stige, primært som følge af afgiftslempelserne og den teknologiske udvikling. Elforbruget i transportsektoren forventes at tage fart i anden halvdel af perioden, primært drevet af den teknologiske udvikling og en accelereret elektrificering.

Fremskrivningen er forbundet med betydelig usikkerhed, særligt for de forholdsvis nye teknologier med store potentialer, men hvor erfaringer med at fremskrive udviklingen er begrænsede.

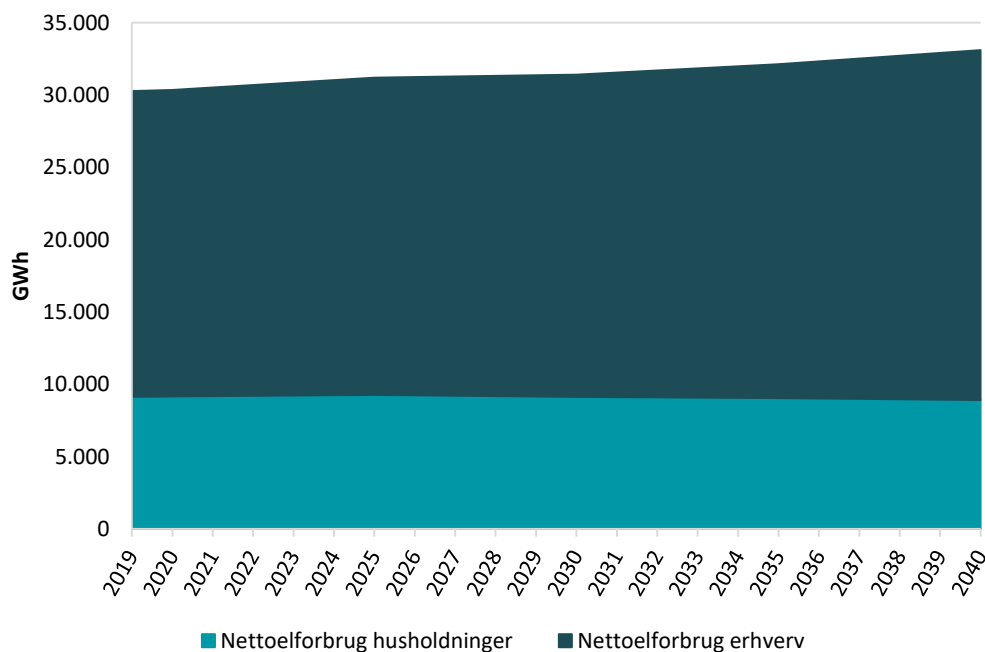
### 3.1 Klassisk elforbrug

Fremskrivningen af el- og varmemeforbruget til husholdninger og erhverv inkluderer justeringer af afgifterne i tråd med energiaftalen. Der sker desuden løbende forbedringer af Energistyrelsens modelapparat, og der er sket væsentlige opdateringer af husholdninger- og erhvervsmoduliet i IntER-ACT-modellen. Ud over generel opdatering af forudsætninger som f.eks. brændselspriser, tariffer, CO<sub>2</sub>-pris, og inkludering af det nyeste teknologikatalog, er der i år sket nedenstående væsentlige ændringer:

- Bedre beskrivelse af husholdningernes opvarmning, således at der er større sammenhæng over tid mellem installationer og bygningstyper
- Korrektion af varmepumpers COP til teknologikatalogets tal
- Ny kortlægning af industriens teknologier til levering af procesvarme, særligt procesvarmepumper
- Bedre beskrivelse af teknologivalg i erhvervslivet, og opdeling af mellem- og højtemperatur i direkte og indirekte indfyring
- Bedre kobling til statistisk år i fremskrivningens første år

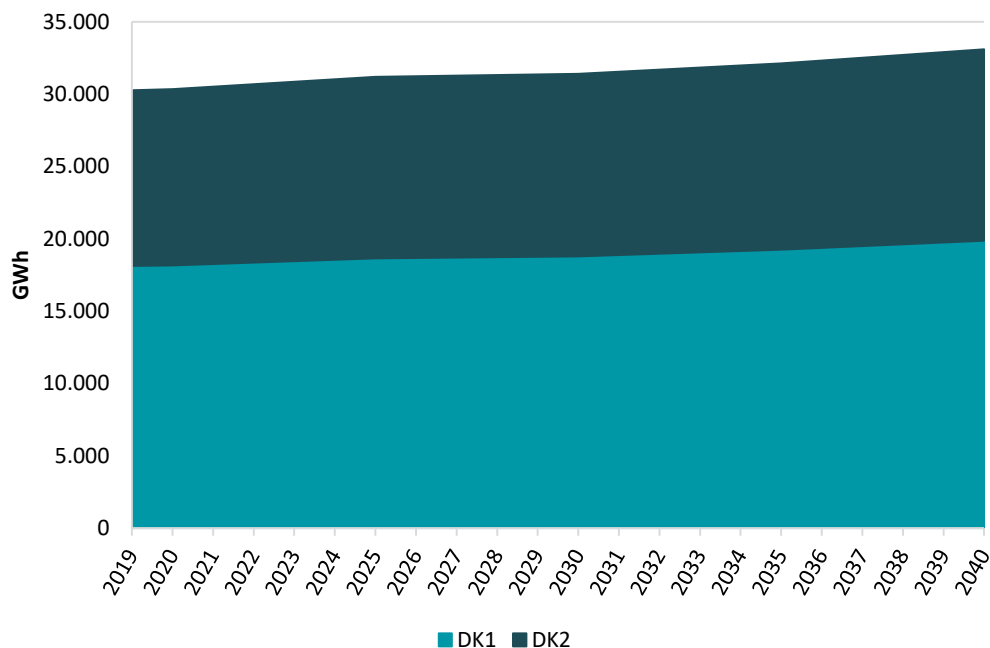
Den overordnede tilgang for det bedste bud for husholdninger og erhvervenes endelige energiforbrug har været at sigte efter 2050-målet om at overgå til et nul-emissionssamfund. Det indebærer forlængelse af puljerne til fremme af energieffektiviseringer i husholdninger og erhvervsliv, skærpede krav til bygningsreglementet samt øvrige tiltag til fremme af elektrificering.

Stigningen i det klassiske elforbrug afspejler modsatrettede effekter fra afgiftslempelser og generel økonomisk vækst på den ene side og energieffektiviseringer på den anden side. Trenden fremadrettet er dog den samme, med øget elektrificering i erhverv og stagnerende elforbrug i husholdninger.



Figur 7: Forventet udvikling i det klassiske nettoelforbrug fordelt på husholdninger og erhverv

Fordelingen mellem Vest- og Østdanmark fremgår af Figur 8.



Figur 8: Forventet udvikling i klassisk elforbrug i husholdninger og erhverv fordelt på Vest- og Østdanmark

Fremskrivningen af elforbruget i husholdninger og erhverv er foruden energieffektiviseringsordninger især drevet af udviklingen i elpriser, afgifter og brændselspriser samt teknologiomkostningerne. Et lavere elforbrug vil fremkomme ved højere elpriser, lavere gaspriser, højere investeringsomkostninger for elteknologier og lavere investeringsomkostninger for fjernvarmeteknologier og gasteknologier, og omvendt. Samtidig vil et større udbud af energieffektivisering i erhvervslivet give anledning til lavere elforbrug, mens et mindre udbud fører til højere elforbrug.

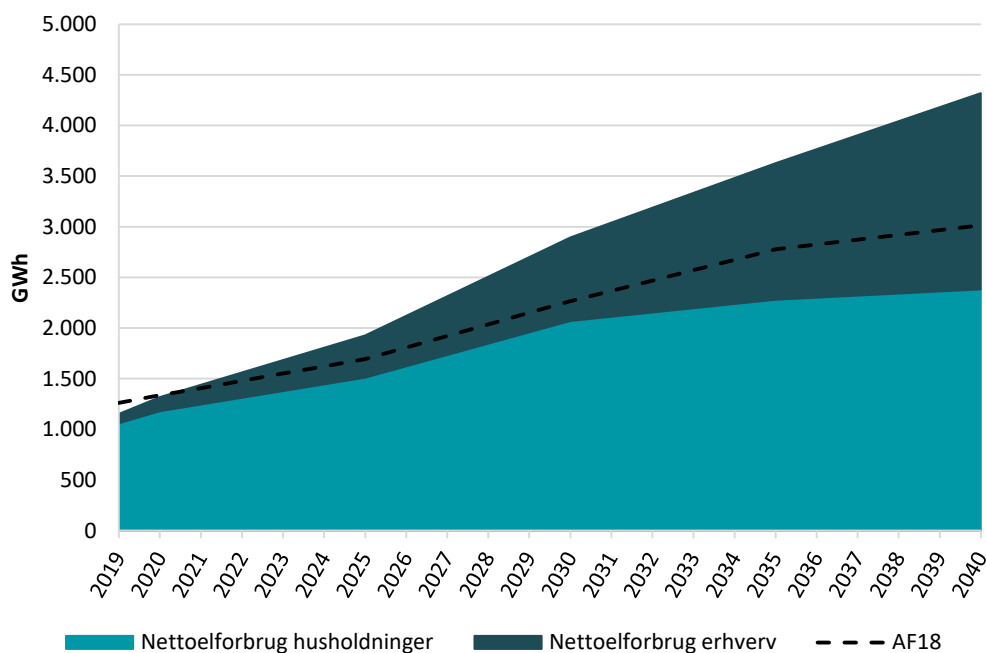
## 3.2 Varmepumper

Elektrificering af energisektoren er en væsentlig byggesten i den grønne omstilling, hvor yderligere kobling til bl.a. varmesektoren muliggør indpasning af mere vedvarende energi. En nedsættelse af elvarmeafgiften som følge af energiaftalen fremmer konvertering til varmepumper. Udviklingen i elforbruget til varmepumper er dog usikker og afhænger i høj grad af den teknologiske udvikling, niveauet for energieffektiviseringer og prisen på el og brændsler.

Elforbruget til individuelle varmepumper i husholdninger og erhverv hhv. store varmepumper til fjernvarme er fremskrevet ved brug af separate modelværktøjer, og vises i de følgende afsnit.

### 3.2.1 Individuelle varmepumper

Udviklingen i elforbruget til varmepumper i husholdninger og erhverv er modelleret i IntERACT sammen med det klassiske elforbrug. Forbruget af el til varmepumper forventes at stige, da elvarmepumpeteknologien er konkurrencedygtig med både naturgasfyr og træpillefyr. Det forventes, at varmepumpeteknologien forbedres yderligere i fremtiden og giver anledning til en forøgelse af den installerede kapacitet og derigennem et højere forbrug af el til varmepumper. Det forventede elforbrug til varmepumper fordelt på husholdninger og erhverv ses i Figur 9.



Figur 9: Forventet udvikling i nettoelforbrug til individuelle varmepumper i husholdninger og erhverv

Der sker en betydelig stigning i husholdningernes brug af varmepumper, som erstatter et vigende forbrug af olie og træpiller og i mindre omfang naturgas.

Elforbruget til individuelle varmepumper forventes generelt højere end i AF18, hvilket primært kan tilskrives en betydelig stigning i erhvervssegmentet. Procesvarmepumper forventes at kunne erstatte en del af behovet for fossile brændsler til rumvarme og lavtemperaturvarme i erhverv. Dette er en betydelig opskrivning ift. AF18, hvor procesvarmepumper ikke var inkluderet i InterACT-modellen.

### 3.2.2 Store varmepumper

Udviklingen i kapaciteten af store varmepumper er opdelt i centrale og decentrale fjernvarmeområder. Udviklingen er tæt koblet til udviklingen i den termiske kraftvarmekapacitet og en modelbaseret vurdering af, hvordan varmebehovet mest optimalt dækkes i et fjernvarmeområde, når kraftvarmeværker lukkes.

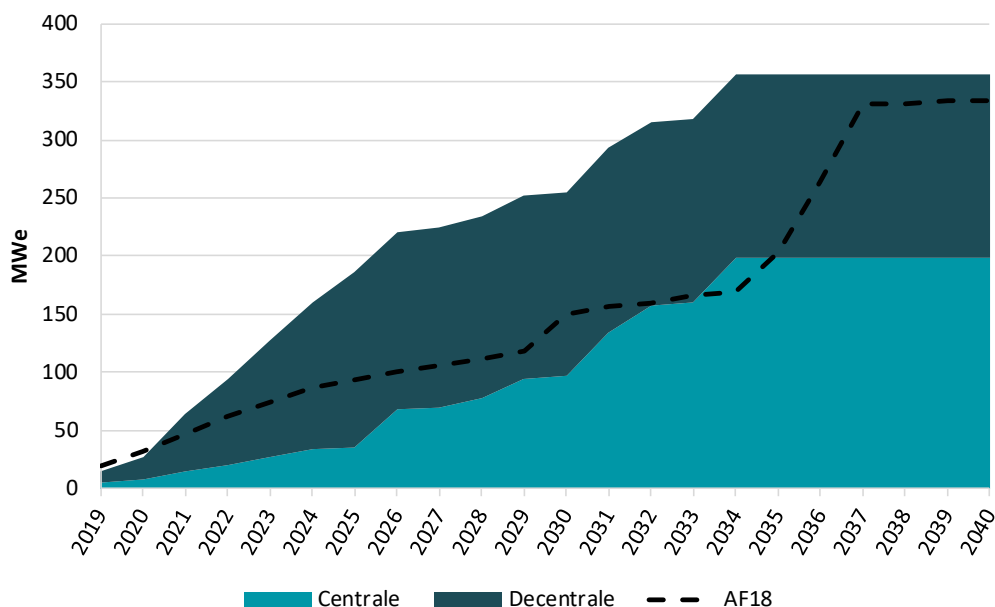
Varmepumper er i modelleringen af de decentrale områder repræsenteret i form af eldrevne varmepumper baseret på luft, grundvand eller overskudsvarme som varmekilde. Dette er baseret på opgørelser over projektansøgninger for varmepumper samt ekspertvurderinger, som peger på, at det er denne type varmepumper, der dominerer blandt de varmepumper, der etableres i decentrale områder. I de centrale områder er havvands-varmepumper dog også relevante.

Effektiviteten af varmepumperne er afgørende for deres udbredelse. I modellen er der antaget en årgennemsnitlig COP på 3,6 for varmepumper med luft og grundvand som varmekilde (ubegrænset potentiale forudsat) og en COP på 5,0 for varmepumper, der anvender overskudsvarme (ved højere temperatur fra fx procesvirksomheder o.l. og som er begrænset ud fra lokale potentialer). For luft-varmepumper er variationen i COP over året indarbejdet, da denne er betydelig som følge



af variationen i udeluft-temperaturen. COP'er og investeringsomkostninger for varmepumperne<sup>3</sup> er baseret på data fra PlanEnergi, som har erfaring med varmepumper fra en lang række projekter i decentrale fjernvarmeområder.

I Figur 10 vises den forventede kapacitetsudvikling for store varmepumper i fjernvarmesektoren, fordelt på varmepumper i centrale og decentrale fjernvarmeområder.



Figur 10: Forventet udvikling i kapacitet for store varmepumper, fordelt på centrale og decentrale fjernvarmeområder

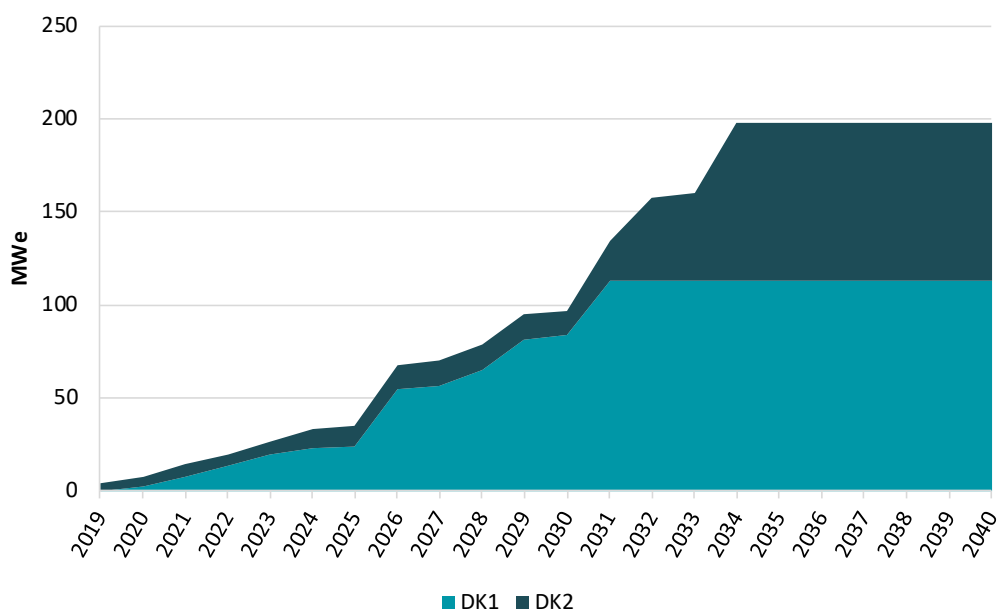
Det ses, at den samlede varmepumpekapacitet forventes at stige væsentlig hurtigere end i AF18 og ende på et samlet kapacitetsniveau, der i 2040 er lidt højere end AF18. Det skal bemærkes, at den forventede effektivitet af varmepumperne (COP-faktoren) er højere end i AF18<sup>4</sup>, hvilket til dels forklarer, at kapaciteten ikke stiger mere.

### Store varmepumper i de centrale fjernvarmeområder

Figur 11 viser den forventede udvikling i kapaciteten af store varmepumper i de centrale fjernvarmeområder. Der forventes en samlet udbygning med store varmepumper på op mod 200 MWe i takt med, at en del af den eksisterende kraftværkskapacitet udfases. Fremskrivningen tager udgangspunkt i input fra de enkelte aktører, tidligere kortlægninger i de centrale fjernvarmeområder samt Energistyrelsens modelberegninger.

<sup>3</sup> Ca. 6 mio. kr./MW-varme for varmepumper er forudsat baseret på erfaringstal for varmepumper over 5 MW-varme.

<sup>4</sup> Gennemsnitlig COP på 3,6 for luft/grundvandsvarmepumper sammenlignet med en antaget COP på 3,0 i AF18.



Figur 11: Den forventede udviklingen i varmepumpekapaciteten i de centrale fjernvarmeområder fordelt på DK1 og DK2

Som udgangspunkt forventes de eksisterende værker, der leverer grund- og mellemlast at stå for størstedelen af varmeproduktionen så længe de er i drift som beskrevet i afsnit 5.1 om udviklingen i kraftværkskapacitet. Det er samtidig forklaringen på, at varmepumpekapaciteten forventes at stige mest i DK1 frem til 2030, mens der omvendt forventes en kraftig stigning i varmepumpekapaciteten i DK2 i første halvdel af 2030'erne.

Den primære driver for udbygningen af store varmepumper er således den forventede levetid for de eksisterende kraftværker og andre grundlastenheder. Efter dialog med aktørerne ses et klart billede af, at der ønskes en langsigtet omlægning fra de store centrale kraftværker til en mere decentral varmeproduktion baseret på flere mindre enheder samt et mix af teknologier. De fleste steder forventes de eksisterende kraftværker således at blive erstattet af en blanding af varmepumper og biomassekedler, når der er behov eller mulighed for det ift. fjernvarmesystemet. Der laves som udgangspunkt en individuel vurdering for hvert særskilt område.

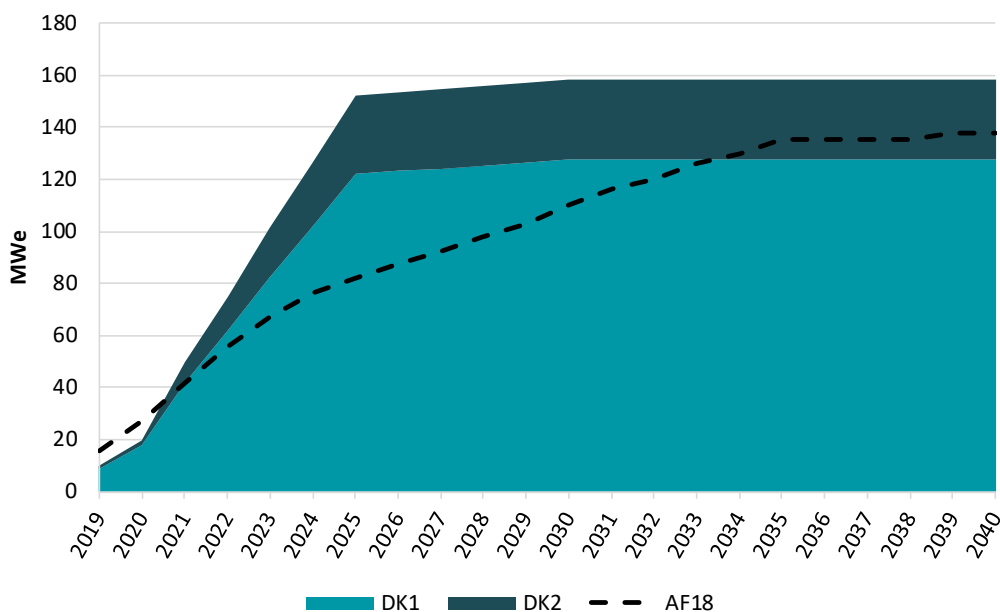
I det omfang et givent område har varmeproduktion til rådighed fra eksisterende anlæg baseret på affald, biomasse, biogas eller industriel overskudsvarme vil det være svært for varmepumper at være konkurrencedygtige, medmindre der er særligt gode varmekilder til rådighed. Derudover forventes det, at de eksisterende værker er aktive, så længe de lokale aktører stadig har væsentlige afskrivninger på investeringerne heri (hvilket er antaget at være tilfældet, så længe gældende varmekontrakter løber).

For de områder, hvor de lokale aktører allerede har planer for den langsigtede udvikling, er disse anvendt som udgangspunkt for fremskrivningen.

### Store varmepumper i de decentrale fjernvarmeområder

Figur 12 viser udviklingen i store varmepumper i de decentrale fjernvarmeområder, som er baseret på en optimeringsmodel, der er udviklet af Energistyrelsen. I modellen vil store varmepumper erstatte en stor del af den naturgasbaserede fjernvarme. Den samlede varmepumpekapacitet i de

decentrale områder stiger frem til 2025, hvorefter den forventes at være konstant (i sammenhæng med, at den decentrale kraftvarmekapacitet ligeledes forventes at flade ud, se afsnit 5.1). Samlet set forventes en udbygning med store, decentrale varmepumper til ca. 550 MW-varme svarende til knap 160 MW-el. Som følge af potentialebegrænsningerne på overskudsvarme som varmekilde, er det luft- og grundvands-varmepumperne, der udgør langt størstedelen af den varmepumpekapacitet, der forventes etableret i de decentrale områder.



Figur 12. Den forventede udvikling i kapaciteten af store varmepumper i de decentrale fjernvarmeområder sammenlignet med AF18

Det er primært i områder med en betydelig andel naturgasbaseret varme, at der forventes at ske en omlægning af produktionen. I områder, hvor der allerede er en betydelig mængde billig grundlastkapacitet (i form af f.eks. affaldsanlæg, biomassekedler eller overskudsvarme), peger analysen på begrænsede ændringer i anlægssammensætningen. Som vist sker størstedelen af udbygningen allerede i nær fremtid, frem til og med 2025. I forhold til AF18 er der tale om en fremrykning af varmepumpekapaciteten, hvilket afspejler, at fjernvarmeselskaberne i nær fremtid forventes at udnytte de muligheder de har for at billiggøre fjernvarmeproduktionen. Samlet set forventes desuden en mindre stigning i den samlede decentrale varmepumpe-elkapacitet på lang sigt. Når kapaciteten ikke stiger mere i AF19 i forhold til i AF18, skyldes det bl.a., at der anvendes en højere COP-faktor.

Der er betydelig usikkerhed om fremskrivningen af store varmepumper, og det kan ikke udelukkes, at kapaciteten stiger yderligere, men det kan også gå den anden vej, så en større del af fjernvarmeforsyningen dækkes af biomassekedler. Udviklingen er særligt følsom over for elpriser, brændselspriser og CO<sub>2</sub>-kvoteprisen.

### 3.3 Elkedler

Figur 13 viser den forventede udvikling i kapaciteten for elkedler sammenlignet med sidste års analyseforudsætninger. Kapaciteten dækker over elkedler til fjernvarmeproduktion samt andre ty-

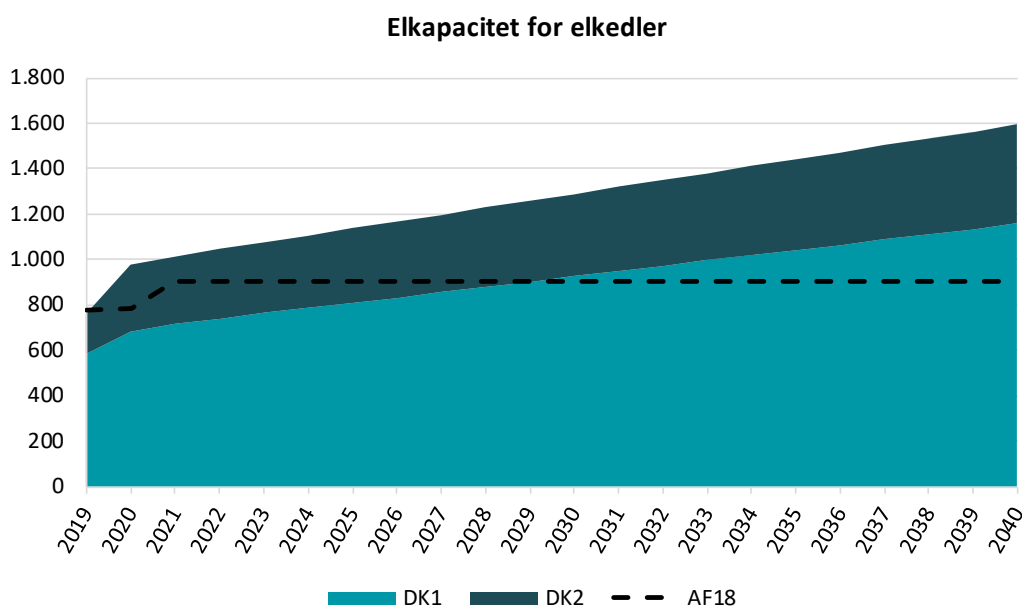
per af elkedler i fx industrien, som leverer systemydelser til det danske net. Elkedler, der udelukkende anvendes til interne formål i erhverv, er inkluderet i elforbruget dér. Udviklingen er baseret på den historiske udbygning samt viden om konkrete projekter, der ligger i pipeline og er under planlægning.

Der regnes med en udbygning af elkedler frem mod 2021, hvor kapaciteten forventes at stige til 1.014 MW fra det eksisterende niveau på 760 MW. Herefter har det i tidligere års analyseforudsætninger været forudsat, at kapaciteten var konstant i hele perioden bl.a. fordi markedsmodellerne viste, at elkedler fik en meget lav benyttelsestid, når man så på driftsøkonomien i de typiske fjernvarmesystemer og elpriser fra spotmarkedet.

Imidlertid har flere og flere fjernvarmeselskaber påbegyndt konkrete projekter om etablering af elkedler, og ifølge branchen er det en tendens, som forventes at fortsætte. Det skyldes bl.a., at investeringsomkostningerne er lave, og at elkedler dermed udgør en billig form for spids- eller reservekapacitet til varmforsyningen, ligesom det kan give en fleksibilitet til fjernvarmeverkerne ved at producere varme ved lave elpriser. Desuden kan elkedler opnå indtjening uden for spotmarkedet, bl.a. via specialreguleringen i forbindelse med handel mellem DK1 og Tyskland (typisk nedregulering) såvel som primær reserve og på intraday-markedet.

Det er vanskeligt at vurdere udviklingen inden for balanceringsmarkederne og hvor stor en mulig indtjening, der fremadrettet vil være for elkedler. Det er dog generelt vurderingen, at der ikke vil blive ved med at være lige så gode indtjeningsmuligheder fremadrettet, som der har været de senere år. Dette skyldes bl.a., at behovet for specialreguleringen mellem DK1 og Tyskland bør mindskes i takt med, at flaskehalse udbedres samt en generel øget konkurrence på markederne.

På den baggrund forventer Energistyrelsen en fortsat udvikling i kapaciteten for elkedler, men i lidt lavere hastighed end tidligere. Den historiske udbygning har været på ca. 60 MW om året, og det vurderes realistisk med en mindre udbygningstakt på ca. 30 MW om året fra 2022 og frem. Denne fremskrivning er dog meget usikker.



Figur 13. Forventet udvikling i elkapacitet for elkedler sammenlignet med AF18

### 3.4 Transport

Transportsektoren opdeles i vej-, bane- og søtransport.

Elektrificering af transportsektoren har endnu ikke taget fart i Danmark, men der forventes en accelereret indfasning af især elbiler i AF19 sammenlignet med AF18. Hvor hurtigt det vil gå, er svært at forudsige, idet der endnu ikke er taget beslutning om virkemidler, der skal fremme salget af elbiler yderligere. Fremskrivningen af elforbruget til transport er derfor forbundet med stor usikkerhed.

#### 3.4.1 Elforbrugets udvikling i vejtransporten

Elforbruget i vejtransporten inkluderer el til person- og varebiler (elbiler samt opladningshybridbiler), lastbiler og busser. Udviklingen i elforbruget er modelleret i Energistyrelsens transportmodel, FREM, og beskrevet i baggrundsnotat om transportmodellen (Energistyrelsen, 2019b). Indfasningen af elbiler (person- og varebiler, dvs. den lette vejtransport) sker i en bilvalgsmodel, mens indfasningen af ellastbiler og elbusser (den tunge vejtransport) sker ud fra en mere simpel tilgang.

#### Let vejtransport

Med eksisterende virkemidler forventes salget af elektrificerede køretøjer (elbiler og plug-in hybrider) at stige frem mod 2030 som følge af den teknologiske udvikling og faldende teknologiomkostninger. Uden yderligere tiltag viser modellen, at salget af elbiler og plug-in hybridbiler vil udgøre 22 pct. af nybilsalget og 9 pct. af den samlede bestand af person- og varebiler i 2030. Dette svarer til en bestand af elektrificerede personbiler på ca. 300.000 i 2030.

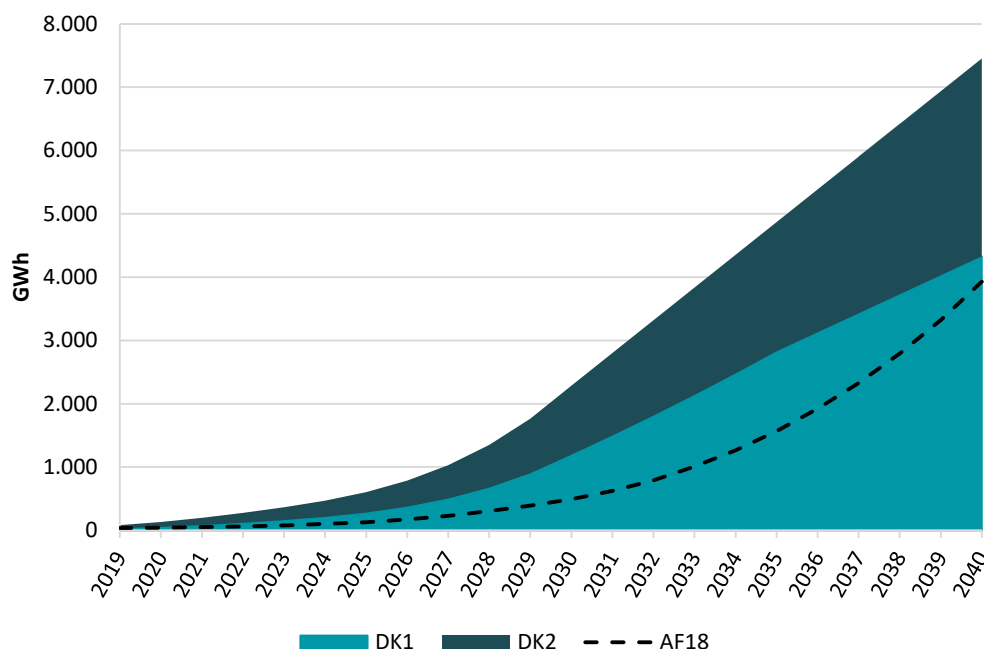
Med udgangspunkt i denne "frozen policy" fremskrivning har tilgangen til "bedste bud" i AF19 været at foretage en simpel opskrivning af elforbruget til let vejtransport. En lang række faktorer har indflydelse på, hvor hurtigt elektrificeringen af transportsektoren vil foregå, herunder:

- Brændselspriser (på el, gas, benzin og diesel)
- Teknologisk udvikling (investeringsomkostninger (bil, batteri), bilens effektivitet og rækkevidde, vedligeholdelsesomkostninger mv.)
- Registreringsafgift, ejerafgift og afgiftsniveau på brændsler (el, gas, benzin og diesel)
- Opladningsinfrastruktur
- Personlige elementer som præferencer og betalingsvillighed, viden og information, kørselsbehov, mv.

Der kan opstilles en lang række scenarier for specifikke udviklinger i disse faktorer, som vil påvirke sandsynligheden for, at en forbruger vælger en elbil frem for en konventionel bil, og dermed hvor hurtigt indfasningen af elbiler foregår. Da konkrete virkemidler til fremme af lavemissionsbiler imidlertid ikke kendes endnu, er det til AF19 antaget, at elforbruget til den lette vejtransport er 2-3 gange højere (2,5 i "bedste bud" scenariet) end i "frozen policy" fremskrivningen i 2030. Desuden er det antaget, at denne faktor stiger gradvist frem til 2030: I 2018 er faktoren lig med 1, i 2020 er den 1,25; i 2025 er den 1,9 og i 2030 er den 2,5. Transportmodellen viser, at det resulterende elforbrug fra denne opskrivning vil kunne omfatte en bestand på 0,5-1 mio. elbiler i 2030, men det vil afhænge af, hvor energieffektive bilerne er, og hvor meget de kører.

Det er forventningen, at infrastrukturen og rammevilkårene, i takt med at behovet opstår, vil blive indrettet, så el i transportsektoren fremmes, og transportsektoren kan bidrage til opfyldelse af nationale målsætninger og internationale krav på energi- og klimaområdet.

På længere sigt er det antaget, at 80 pct. af det samlede fossile energiforbrug i den lette vejtransport i 2050 (fremskrevet vha. transportmodellen) vil være baseret på el. Resten antages at være andre drivmidler som brint, biobenzin, gas el.lign. Dette energiforbrug indføres lineært fra 2030 til 2050. Figur 14 viser den forventede udvikling i elforbruget til let vejtransport sammenlignet med udviklingen i AF18.



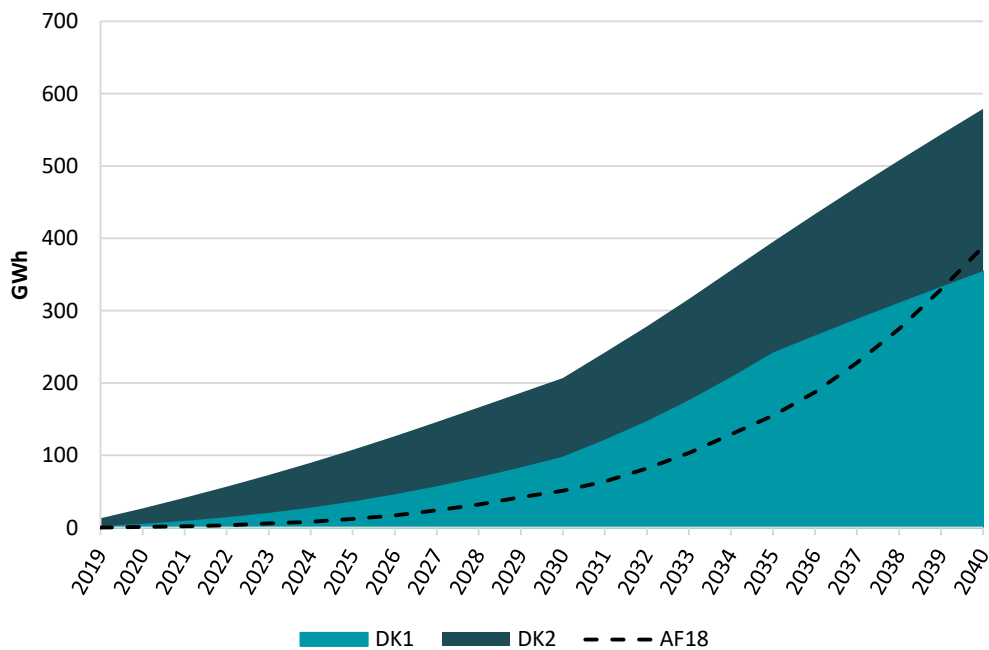
Figur 14: Udviklingen i det forventede elforbrug til let vejtransport, fordelt på Vest- og Østdanmark og sammenlignet med AF18

Elforbruget til den lette vejtransport forventes at være markant højere end "bedste bud" i AF18, som fx ikke omfattede klima- og luftudspillet fra efteråret 2018, der først var kendt efter, at AF18 var sendt i høring. Det understreges, at der er stor usikkerhed om dette forløb.

### Elforbrug til tung vejtransport

El må forventes også at kunne spille en mindre rolle i tung vejtransport. For den tunge vejtransport er fremskrivningen opdelt i rutebusser, turistbusser og lastbiler. For rutebusser har Energistyrelsen indhentet data fra de større busselskaber om deres forventninger til anvendelsen af forskellige drivmidler. På basis heraf er det antaget, at en stigende andel af dieselforbruget vil blive konverteret til el. Det skønnes, at 70 pct. af det fremskrevne fossile forbrug i 2030 således vil være el i stedet for diesel, og at denne andel herefter vil være konstant, mens resten af rutebusserne vil konvertere til enten gas eller andet alternativt drivmiddel.

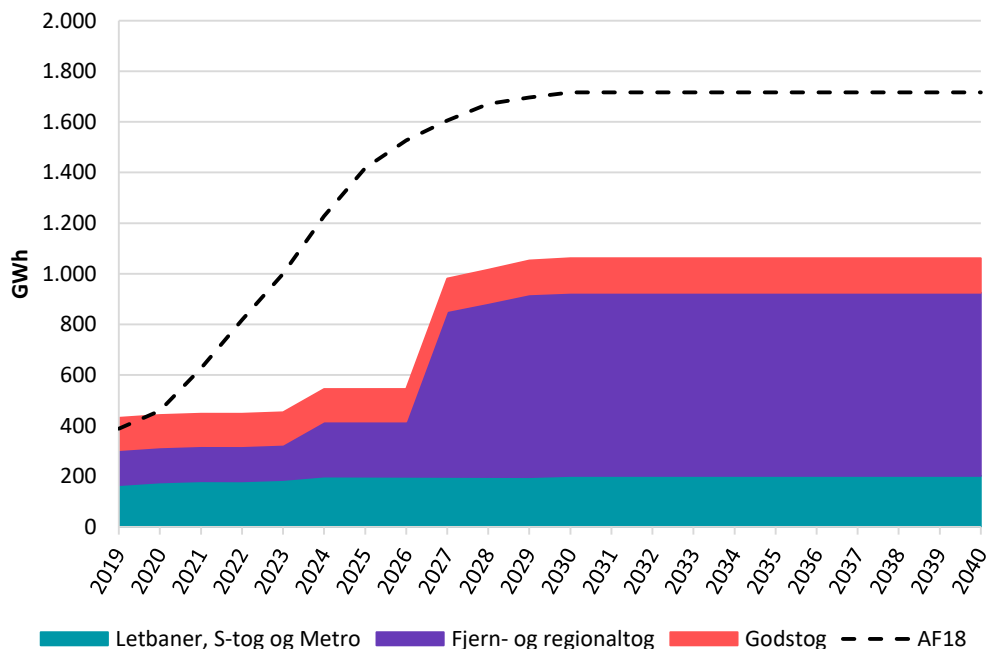
For turistbusser og lastbiler ses ikke den samme grad af elektrificering. Det er som et groft skøn antaget, at 15 pct. af forbruget i 2050 vil være konverteret til el, og at denne indfasning sker lineært fra 2030. Samlet set giver dette en udvikling i elforbruget til tung vejtransport som vist på Figur 15. Der er tale om en betydelig stigning i forventningen til elforbruget til tung transport sammenlignet med AF18, men det understreges, at også her er der stor usikkerhed om forløbet.



Figur 15: Udviklingen i det forventede elforbrug til tung vejtransport, fordelt på Vest- og Østdanmark

### 3.4.2 Elforbrugets udvikling i banetransporten

Banetransporten består af fjernbanen og Femern-forbindelsen (fjern- og regionaltog samt godstog) samt S-tog, metro og letbane. Den forventede udvikling i elforbruget til banetransport er i AF19 baseret på notat fra Trafik-, Bygge- og Boligstyrelsen (TBB) (Trafik- Bygge- og Boligstyrelsen, 2018). Det forventede elforbrug til banetransport fremgår af Figur 16.



Figur 16: Den forventede udvikling i elforbruget til jernbanen

Den store forbrugsændring i 2027 skyldes en forventning til idriftsættelse af elmateriel, når hovedbanen fra Fredericia til Aalborg er færdigelektrificeret i 2026. Der er usikkerhed om det nøjagtige tidspunkt for den store idriftsættelse i 2027.

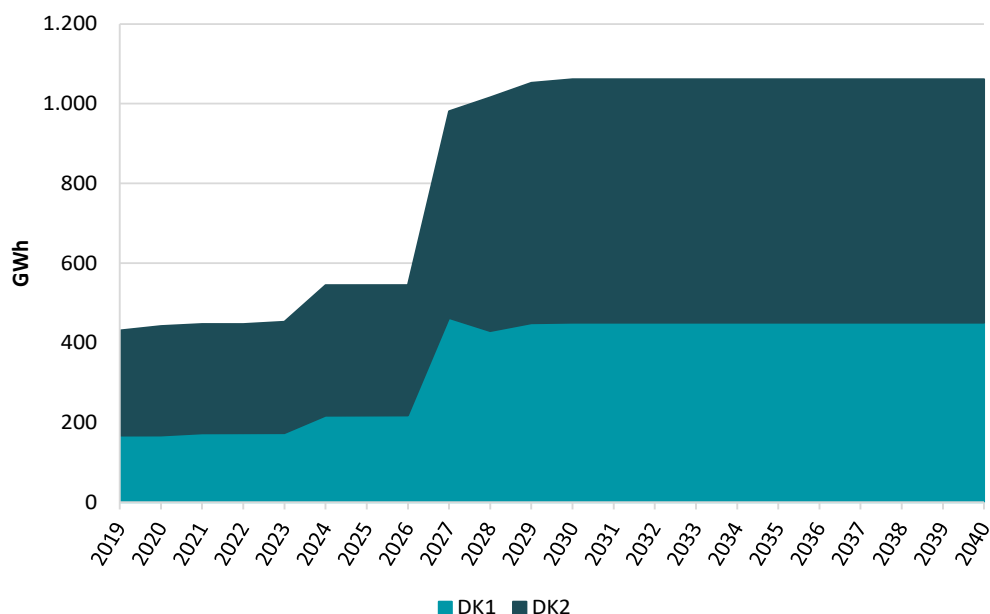
Mht. Femern-forbindelsen, som forventes færdig i 2028, sker der ikke så meget med elforbruget til fjern- og regionaltog, fordi der ikke er lagt op til den store udvidelse af passagertogtrafikken her. Det er grundlæggende en forlængelse af de tog, der i forvejen kører på strækningen mod Nykøbing Falster, der er lagt op til.

Der kommer muligvis en stigning i den samlede godstransport som følge af Femern-forbindelsen, men det er usikkert, hvor meget. Selvom der er en stigning i godstrafikken, så vil de eksisterende godstog køre via en meget kortere rute og dermed forbruge mindre energi. De to forhold (kortere rute og flere godstog) forventes at udligne hinanden. Derfor har Femern overordnet set ikke den store betydning for det samlede elforbrug til jernbanen. Dog forventes en forskydning i elforbruget til godstog fra Vestdanmark til Østdanmark, idet de eksisterende godstog, der kører igennem Danmark via Fyn, vil flytte til den meget kortere rute via Femern, jf. Figur 17.

Denne tilgang er ændret ift. tidligere analyseforudsætninger, hvor banens elforbrug var baseret på et simuleret effekttræk til fjernbanen fra Banedanmark, som efterfølgende var omregnet til et forventet elforbrug. Det har imidlertid vist sig, at denne metode har overvurderet elforbruget til banen, og det er derfor besluttet at skifte metode, og i stedet benytte tallene fra TBB.

Den forventede udvikling i elforbruget til letbaner, S-tog og metro bygger ligeledes på tal fra TBB frem til 2030, hvorefter forbruget er holdt konstant.

Fordelingen mellem Vest- og Østdanmark ses af Figur 17. Frem mod 2030 sker der en betydelig stigning i elforbruget i Østdanmark med den forventede indsættelse af nyt togmateriel fra 2026. Stigningen i elforbruget i Vestdanmark skyldes som tidligere omtalt elektrificeringen af hovedstrækningen Fredericia-Aalborg.



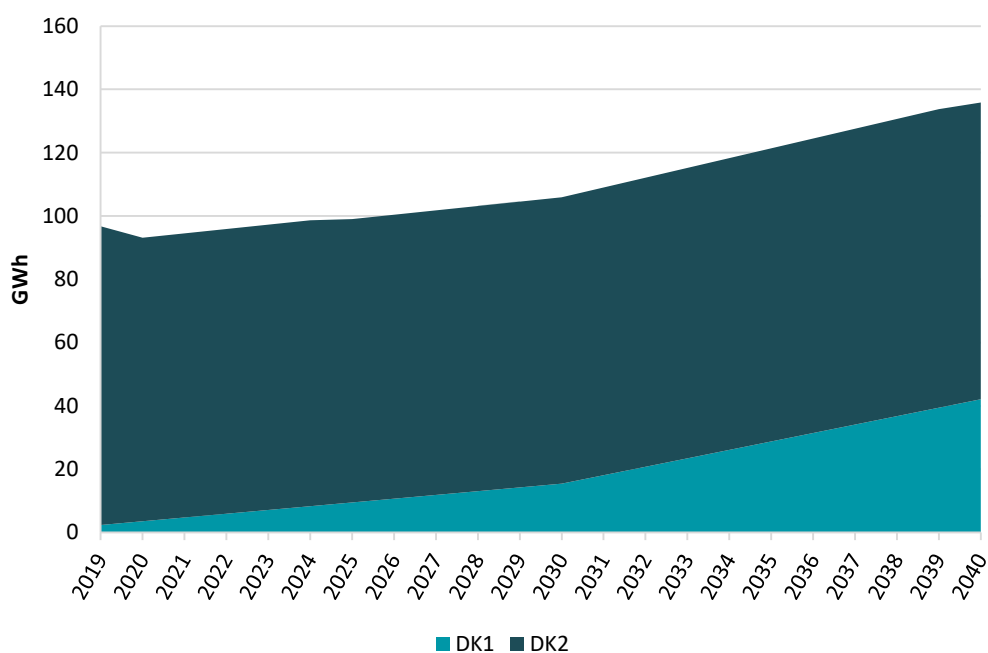
Figur 17: Den forventede udvikling i elforbruget til banetransport fordelt på Vest- og Østdanmark



### 3.4.3 Elforbrugets udvikling i søtransporten

Elforbruget til de rene indenlandske ruter, dvs. ruter der forbinder to danske havne, er baseret på en analyse af Siemens (Siemens, 2016), som undersøger, hvor mange ruter der potentielt (teknisk og økonomisk) kunne skifte til el. Hertil lægges elforbruget til færgeruter, som forbinder en udenlandsk havn, og her er anvendt tal fra Energinet.

Udviklingen i elforbrug til søtransport fordelt på Vest- og Østdanmark er vist i Figur 18, hvoraf det fremgår, at det største potentiale for at skifte til el findes på færgeruter i Vestdanmark, idet det antages, at hovedparten af potentialet i Østdanmark allerede er udnyttet med elektrificering af Helsingør-Helsingborg færgerne og med mulighed for fuld omstilling til el af Rødby-Puttgarden ruten. Udviklingen er ikke genvurderet til AF19.



Figur 18: Udviklingen i det forventede elforbrug til søtransport, fordelt på Vest- og Østdanmark

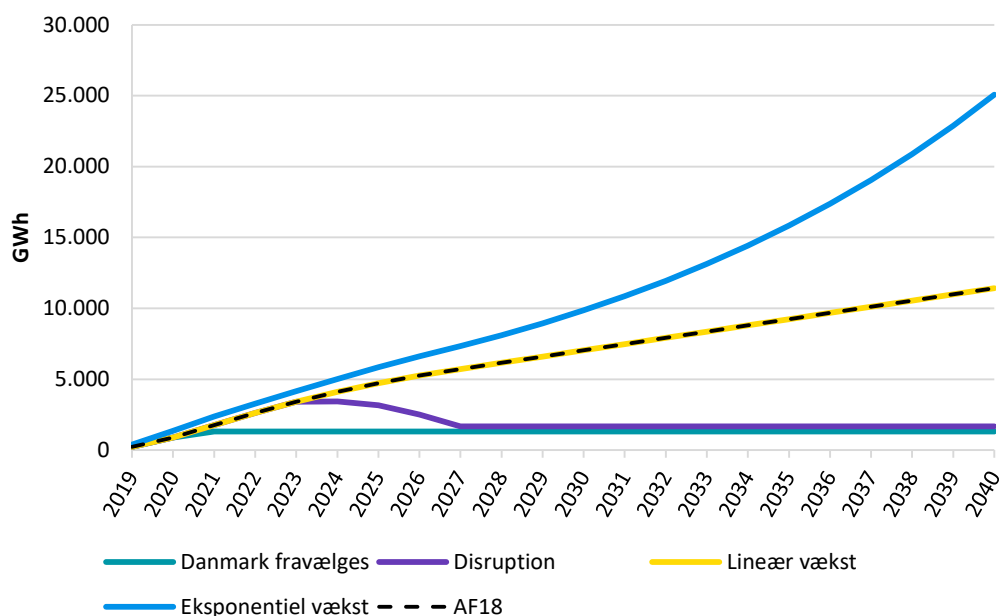
## 3.5 Store datacentre

COWI har for Energistyrelsen undersøgt den forventede udbygning af store datacentre (de såkaldte Hyper-Scale Data Centers HSDC) i Danmark og den afledte påvirkning af elforbruget og el- og fjernvarmesystemerne (COWI, 2018). Det er COWI's vurdering, at der vil være omkring seks store datacentre med en gennemsnitlig eleffekt til IT-udstyr på hver 150 MW i 2030. Der er tale om et gennemsnit, og der kan således være både flere og mindre eller færre og større datacentre - det afgørende er den installerede serverkapacitet og dermed det forventede elforbrug og resulterende effekttræk. Elforbruget fra store datacentre forventes at stige yderligere frem til 2040, hvis en lineær vækst i datamængderne fortsætter. I dette forløb vil det samlede elforbrug fra de store datacentre være på ca. 7 TWh i 2030 og over 11 TWh i 2040 svarende til ca. 15 pct. og 19 pct. af elforbruget inkl. datacentrenes elforbrug i de respektive år.

COWI har ifm. AF19 vurderet, at der ikke er behov for at opdatere fremskrivningen, da Cisco's opdaterede fremskrivning af datamængder på verdensplan ikke har ændret sig særligt fra året før, og

fordi COWI's vurdering af Danmarks tiltrækningsgrad fortsat er den samme. Derfor er scenariet "Lineær vækst" fortsat bedste bud på udviklingen.

Der er betydelig usikkerhed om den fremtidige udvikling, både på kort og lang sigt, hvilket bl.a. skyldes, at dataoperatørerne med relativt kort varsel kan flytte datacentre til lande med mere attraktive rammevilkår. F.eks. er der siden AF18 udmeldt opførelse af et stort datacenter i Taulov ved Fredericia samt skrinlæggelse af to større projekter, det ene i Esbjerg og det andet i Åbenrå. Dog har nye investorer vist interesse for at opsætte et mindre datacenter i Esbjerg. Samtidig vides det ikke hvor hurtigt dataoperatørerne opsætter servere i datacentrene. Derfor opererer COWI med flere scenarier for udviklingen i elforbruget fra datacentre som vist i Figur 19. Foruden hovedscenariet med en lineær vækst, opereres med et scenarie, hvor væksten i elforbruget fra datacentre i Danmark stiger eksponentielt og et scenarie, hvor Danmark fravælges. Der er også stor usikkerhed om den teknologiske udvikling, og der er derfor inkluderet et scenarie, som beskriver konsekvenserne af en helt anden måde ("disruption") at behandle data på. For en nærmere beskrivelse af scenarierne for elforbruget til store datacentre henvises til (COWI, 2018).



Figur 19: Scenarier for udviklingen i elforbrug fra store datacentre (HSDC-moduler) i Danmark

## 4 Maksimaleffekt

### 4.1 Fra energi til effekt

For Energinets netplanlægning er det afgørende at få et billede af, hvorledes transmissionssystemet kan blive påvirket til ethvert tidspunkt. Netplanlægningen baseres derfor på effektbetragtninger fremfor energibetragtninger. Foruden kendskab til effektforbruget er det også centralt for Energinets netplanlægning at kunne fordele forbrug og ny elproduktionskapacitet geografisk. Metoden hertil er kort beskrevet i AF17 (Energinet, 2017), men den geografiske opdeling (udover opdelingen i Øst- og Vestdanmark) udgør ikke en del af Energistyrelsens analyseforudsætninger til Energinet.

I analyseforudsætningerne omregnes fremskrivningerne for energiforbruget til effektværdi og for at få et billede af, hvor hårdt nettet kan blive belastet, fastlægges det maksimale effektforbrug.

Analyseforudsætningerne omfatter såvel specificeret som uspecificeret forbrug. For det specificerede forbrug kan tilslutningspunkt og effektværdi identificeres, mens det uspecificerede forbrug alene er givet ved det samlede elforbrug for henholdsvis Øst- og Vestdanmark. Det specificerede forbrug omfatter forbrug til store datacentre, jernbanen samt store varmepumper og elkedler, mens det uspecificerede forbrug omfatter det klassiske forbrug samt forbrug til individuelle varmepumper og elbiler.

For det uspecificerede forbrug omregnes elforbruget til en maksimal effektværdi ud fra benyttelsestider, der er fastlagt ud fra målinger af det årlige elforbrug og de maksimale timeeffekter (MWh/h) gennem de seneste 10 år. Timeeffekter er tilgængelige via Energinets markedsdata.

I takt med at nye forbrugere, såsom elbiler og varmepumper, får større og større andele af det samlede elforbrug, vil også kriterierne for den maksimale timeeffekt ændre sig. Det vil således ikke være muligt som i dag at bestemme maksimaleffekten proportionalt alene på baggrund af historiske data. I stedet skal viden og antagelser om forbrugernes adfærd og adfærdsregulerende mekanismer (såsom prisfleksibilitet) bringes i spil. Energien skal leveres i spidslasttiden også i fremtiden, og da det er de nye elforbrugere, der står for størstedelen af forbrugsudviklingen, vil det også i høj grad være disse nye elforbrugeres muligheder, der får afgørende betydning for udformningen af fremtidens distributions- og transmissionsnet i Danmark. For at skabe et bedre grundlag for Energinets planlægning er der igangsat et arbejde for at forbedre maksimaleffektfremskrivningen. Indtil en ny metode er færdigudviklet, og det nødvendige datagrundlag er tilvejebragt, anvendes metoden fra foregående år til beregning af den maksimale timeeffekt.

I år er det desuden besluttet at udfase vurderingen af den minimale effektværdi, da dette ikke skønnes relevant for Energinets anvendelse af analyseforudsætningerne.

#### 4.1.1 Beregning af anvendte benyttelsestider for det uspecificerede elforbrug

Benyttelsestiden er forholdet mellem et års samlede elforbrug og den målte timeeffekt. Da benyttelsestid og effekt således er omvendt proportionale, betyder det, at der skal anvendes en minimal benyttelsestid til beregning af den maksimale timeeffekt.

En lav benyttelsestid viser en situation med mange eller store spidslastsituationer. Den benyttelsestid, der i fremskrivningsperioden anvendes til at omregne fra elforbrug til maksimaleffekt, er udvalgt som den laveste benyttelsestid gennem de seneste 10 år.

Forbrug og timeeffekter til beregning af laveste benyttelsestid i Øst- og Vestdanmark fremgår af Tabel 5 og Tabel 6. De fremhævede celler viser de laveste benyttelsestider, der bruges som omregningsfaktor i AF19 for henholdsvis Øst- og Vestdanmark.

**Tabel 5: Historisk maksimaleffekt, forbrug og benyttelsestid for Vestdanmark (DK1)**

Maksimaleffekt			Forbrug	Beregnet benyttelsestid
Dato	Time	MWh/h	MWh	Timer
06-01-2009	18	3.677	20.555.026	5.590
01-12-2010	18	3.743	21.120.621	5.643
05-01-2011	18	3.665	20.707.454	5.650
07-02-2012	9	3.677	20.442.016	5.560
16-01-2013	18	3.563	20.105.782	5.643
30-01-2014	18	3.541	20.123.553	5.683
15-01-2015	12	3.427	20.305.110	5.925
07-01-2016	18	3.672	20.532.763	5.591
29-10-2017	3	3.684	20.622.251	5.598
28-02-2018	12	3.784	20.953.161	<b>5.537</b>

**Tabel 6: Historisk maksimaleffekt, forbrug og benyttelsestid for Østdanmark (DK2)**

Maksimaleffekt			Forbrug	Beregnet benyttelsestid
Dato	Time	MWh/h	MWh	Timer
05-01-2009	18	2.614	14.050.927	5.375
14-12-2010	18	2.615	14.376.107	5.497
05-01-2011	18	2.556	13.888.456	5.434
06-02-2012	18	2.559	13.698.186	5.354
16-01-2013	18	2.521	13.465.046	5.341
29-01-2014	18	2.500	13.319.237	<b>5.327</b>
20-01-2015	18	2.337	13.311.223	5.695
06-01-2016	18	2.444	13.454.088	5.504
05-01-2017	18	2.419	13.395.851	5.537
28-02-2018	19	2.440	13.211.003	5.415

De benyttelsestider, der således anvendes for det uspecificerede forbrug i AF19, er sammenfattet i Tabel 7. Laveste benyttelsestid gennem de seneste 10 år har ikke ændret sig i DK2 ift. AF18, men i DK1 var benyttelsestiden lavere i 2018 end i foregående år og er derfor opdateret til AF19.

**Tabel 7: Anvendte benyttelsestider til beregning af effektpåvirkning for det uspecificerede elforbrug, timer**

	Vestdanmark	Østdanmark
<b>Maksimaleffekt</b>	5.537	5.327

#### 4.1.2 Fra benyttelsestider til maksimalt effektforsøg for det uspecificerede forbrug

Ved omregning til effektpåvirkning for det uspecificerede elforbrug, benyttes samme antagelser som i AF18, hvori indgår hele det klassiske forbrug, hele forbruget til individuelle varmepumper og

25 pct. af elforbruget til let vejtransport, idet det antages, at opladning af elbiler kun påvirker effektspidsen delvist. Energistyrelsen har igangsat et projekt om forbrugsmønstre for elektrificeret vejtransport og varmepumper i husholdninger, hvilket forventes at bidrage til vurdering af effektspidspåvirkningen fra disse forbrugskategorier i fremtidige analyseforudsætninger.

I omregningen til effekt tillægges endvidere 2 pct. til den maksimale effektværdi for at inkludere de udsving, der kan opstå indenfor den enkelte time.

Tabel 8 sammenfatter, hvordan det klassiske elforbrug samt forbrug til individuelle varmepumper og elbiler omregnes til effekt i AF19.

**Tabel 8: Beregning af maksimal effekt ud fra forbrug og benyttelsestider**

	Klassisk elforbrug og individuelle varmepumper	Elbiler
<b>Maksimaleffekt</b>	$Y = \frac{X}{t^*} \cdot 1,02$	$Y = \frac{X}{t^*} \cdot 1,02 \cdot 0,25$

I tabellen angiver t\* de udvalgte minimale benyttelsestider som sammenfattet i tabel 7, mens X er bruttoelforbruget og Y er maksimaleffekten i et givent år.

#### 4.1.3 Maksimaleffektforbrug

Den maksimale effekt knyttet til det uspecificerede forbrug beregnes som bekræftet i Tabel 8 ovenfor. Det resterende (specificerede) elforbrug omfatter forbrug til store datacentre, jernbanen, store varmepumper og elkedler. Store varmepumper og elkedler har i tidligere analyseforudsætninger været antaget at være afbrydelige og dermed ikke at påvirke effektspidsen.

Antagelserne om store varmepumper og elkedler har været anfægtet i forbindelse med tidligere års analyseforudsætninger, hvor det fremhæves at de kun afbrydes ved meget høje elpriser, hvilket ikke nødvendigvis er tilfældet for årets el-effektspids. Det påpeges desuden, at der ikke nødvendigvis er reservekapacitet i form af brændselsbaseret varme, eller lager, til at dække varmebehovet i timerne hvor elnettet er overbelastet. I fremtidens energisystem, hvor større mængder vind og sol skal integreres, og der kommer flere fleksible elforbrugere, kan det endda blive normen, at effektspidserne indfinder sig ved relativt lave elpriser. Energistyrelsen anerkender behovet for at belyse emnet nærmere, og forventer at en ny metode til effektfremskrivningen vil kunne håndtere disse udfordringer. Indtil en ny metode til effektfremskrivningen er udarbejdet, har Energistyrelsen ifm. AF19 skønnet effektpåvirkningen.

#### Elkedler

Som beskrevet i høringsnotatet, har Energistyrelsen til AF19 pba. hørings svarene foretaget en re-vurdering af behovet for at indregne elkedler som ufleksibelt elforbrug. Energistyrelsens vurdering til AF19 er dog fortsat, at elkedler generelt må antages at være fleksible; både ift. prissignaler i de eksisterende elmarkeder, og eventuelle geografisk afgrænsede behov. Derfor indgår elkedler i AF19 fortsat ikke i forudsætningerne om maksimaleffekt.

#### Store varmepumper

For så vidt angår store varmepumper, er det Energistyrelsens vurdering at en relativt stor andel (anslået 50%) af disse i dag ikke deltager eksplicit i day-ahead eller regulerkraftmarkeder. Energistyrelsen vurderer dog ikke, at dette skyldes tekniske vanskeligheder, men snarere en forsigtighedstilgang hvor større eldrevne varmepumper stadig ses som en relativt ny teknologi, og hvor de

praktiske erfaringer med fleksibel drift endnu er få. Over tid forventes derfor at de fleste varmepumper vil agere på forskellige prissignaler.

Udviklingen i andelen af installeret varmepumpeeffekt(el), som indgår i maksimaleffekten, i hhv. DK1 og DK2 er vist i Tabel 9. (der interpoleres lineært mellem nedslagspunkterne).

**Tabel 9: Andel af installeret effekt for store varmepumper, som indgår i maksimaleffekten.**

	2019	2030	2040
<b>DK1</b>	50 %	10 %	0 %
<b>DK2</b>	50 %	10 %	0 %

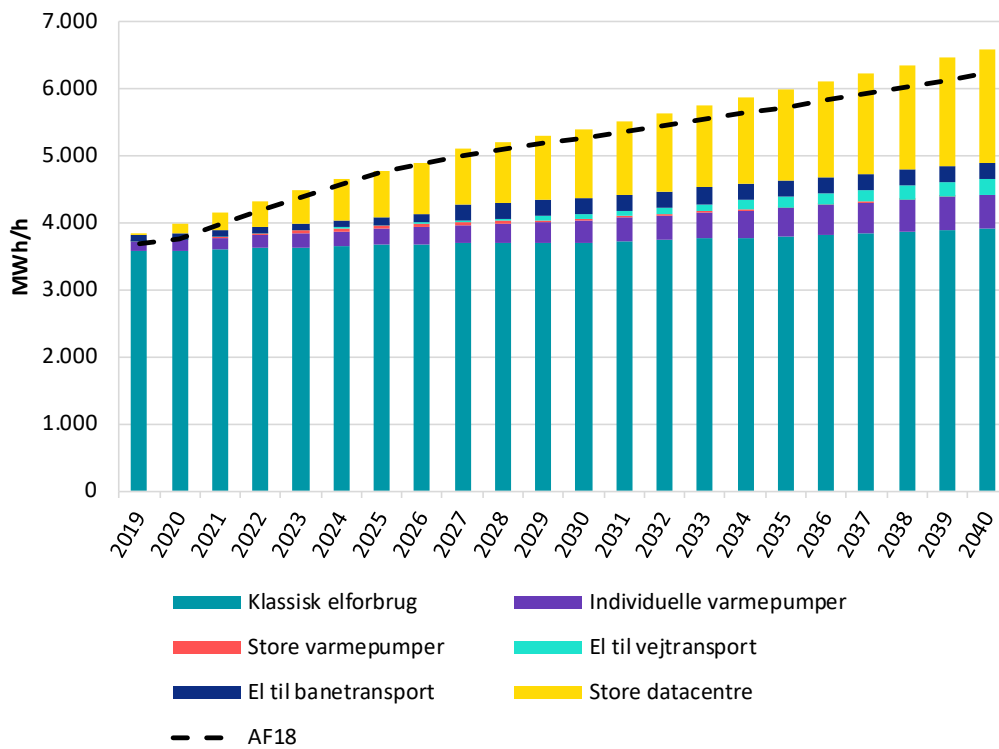
### **Store datacentre**

Det maksimale effekttræk fra datacentre er baseret på COWI's temaanalyse om store datacentre (COWI, 2018). Ifølge analysen er der ikke stor variation i elforbruget hen over året, og det maksimale forbrug vurderes ikke at overstige 20 pct. af middelforbruget. Denne antagelse er lagt til grund for beregning af det maksimale effekttræk fra datacentre. Benyttelsestiden for det maksimale effekttræk for store datacentre er dermed 7.300 timer (svarende til 8.760/1,2). Dette maksimale effekttræk antages at påvirke effektspidsen med 100 pct.

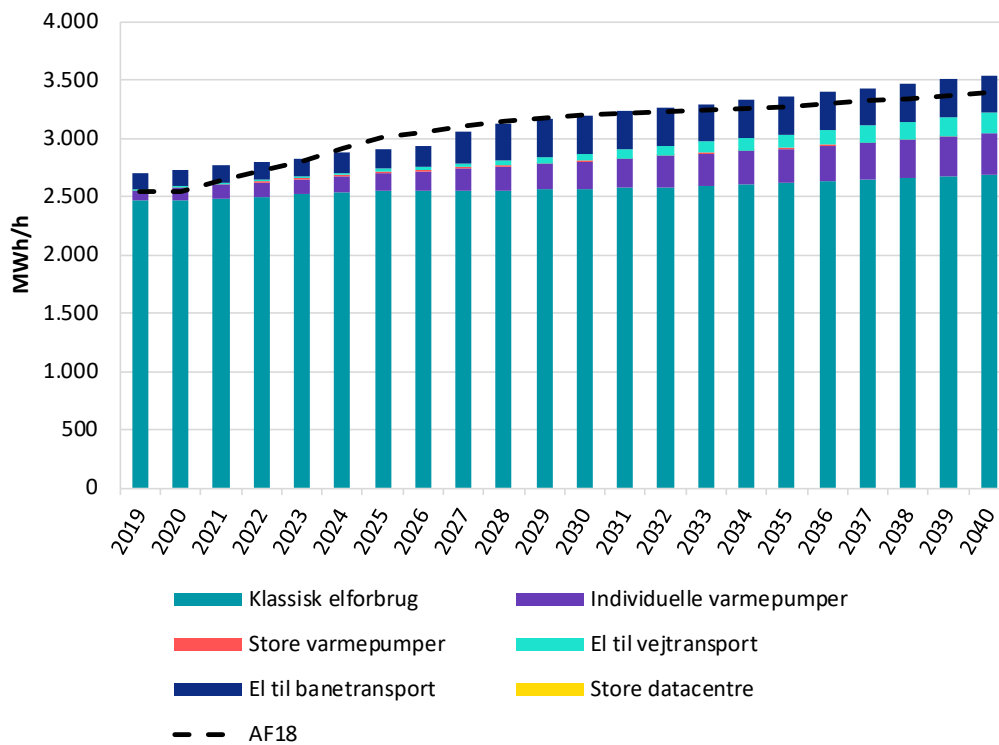
### **Jernbanen**

Benyttelsestiden for jernbanen antages at være 2.000 timer og den samme som i AF17 (Energis vurdering baseret på information fra Banedanmark). Dette maksimale effekttræk antages at påvirke effektspidsen med 100 pct.

Udviklingen i den maksimale effektværdi til brug i planlægningen af transmissionsnettet fremgår af Figur 20 og Figur 21.



Figur 20: Udviklingen i det maksimale effektforbrug i Vestdanmark



Figur 21: Udviklingen i det maksimale effektforbrug i Østdanmark

## 4.2 Metodeusikkerhed

Der er som nævnt udfordringer ved den anvendte metode til beregning af effektforbruget, og der er betydelig usikkerhed omkring nye typer af elforbrug, som eksempelvis elbiler, varmepumper og store datacentre. Derfor arbejdes der på at forbedre metoden, og følsomhedsanalyser i forbindelse med effektberegningerne bør foretages som en del af netplanlægningen.



## 5 Elproduktionskapacitet

### 5.1 Kraftværker

Energistyrelsens fremskrivning af den centrale og decentrale kraftværkskapacitet baserer sig på:

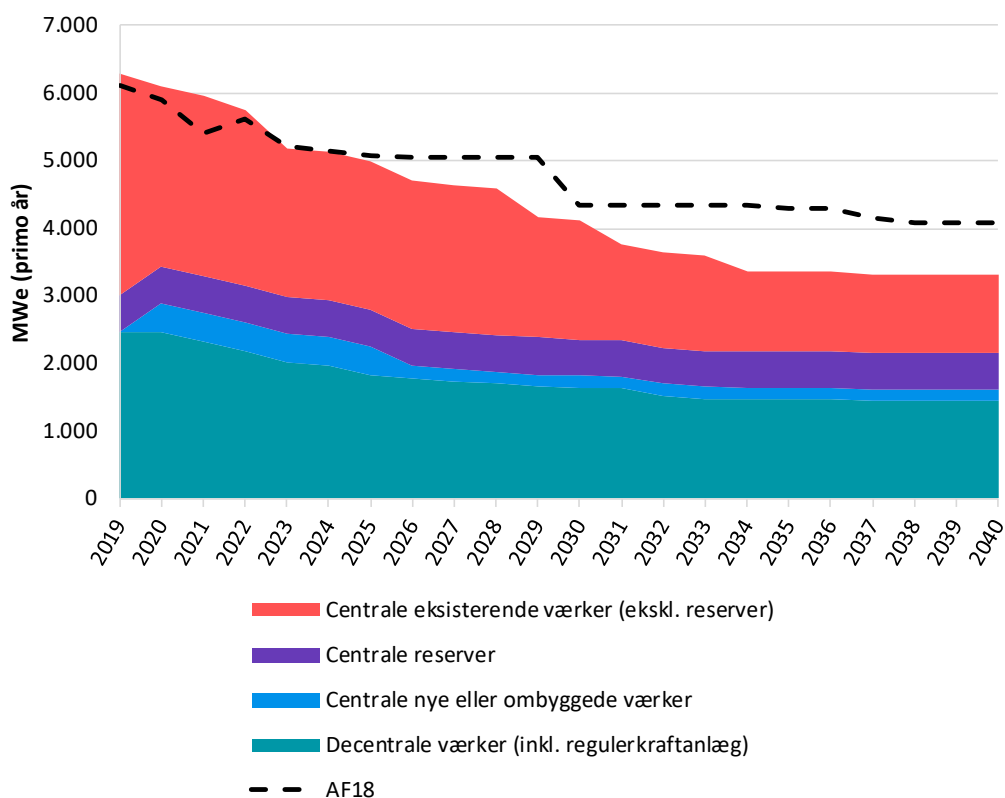
- Energiproducenttællingen (tal for 2017), som giver indblik i de nuværende driftsmønstre
- Kendskab til konkrete ansøgninger om omlægning, nedlægning eller idriftsættelse
- Vurderinger af konkrete hensigtserklæringer fra regeringen og andre centrale aktører, især vedr. målet om en kulfri energiforsyning i 2030 og planer om en grøn omstilling i de større byer
- Samtaler med primære aktører såsom aktivejere og fjernvarmeforsyningsselskaber
- Varmeaftaler og viden om varmeaftalernes løbetid
- Foreløbige resultater af projektet om modernisering af den kollektive varmeforsyning, som blev igangsat som opfølgning på energiaftalen

Værkernes forudsatte levetid er baseret på en række forskellige input såsom udløb af varmekontrakter, værkets varmegrundlag samt ikke mindst en vurdering af hver enkelt blok baseret på dialog med de centrale aktører og deres forventninger til fremtiden. Dialog med aktivejer og varmeforsyningsselskaberne har været centrale i antagelserne om levetiden af de forskellige blokke.

Figur 22 viser en oversigt over den driftsklare centrale og decentrale kraftværkskapacitet i fremskrivningsperioden. Kapaciteterne er opdelt efter eksisterende centrale anlæg, nye eller ombyggede centrale anlæg, centrale reserver og decentrale anlæg inklusive regulérkraftanlæg. De decentrale regulérkraftanlæg indgår som en del af den tilgængelige kraftværkskapacitet på samme vis som de øvrige decentrale værker, da de forventes at stå til rådighed for elsystemet med mulighed for at levere el til nettet både i normalsituationer og i særlige situationer med kapacitetsmangel.

En detaljeret oversigt over den installerede produktionskapacitet opdelt i Vest- og Østdanmark findes i Dataarket til AF19 (Energistyrelsen, 2019c).

Overordnet set er de termiske værkers samlede kapacitet faldet over de sidste par år, og det er sandsynligt, at denne udvikling vil fortsætte. Konsekvensen heraf forventes at være et øget fald i naturgasfyret kraftvarmekapacitet, som erstattes af flere varmepumper i fjernvarmesystemet. Det er Energistyrelsens "bedste bud", at den samlede driftsklare kraftværkskapacitet reduceres med knap 50 pct. fra dagens niveau til 2040. Dette er en betydelig større reduktion end forventet i AF18 og skyldes først og fremmest en yderligere reduktion i den centrale kapacitet, men også den decentrale kapacitet forventes at falde mere end i AF18. Udviklingen er nærmere uddybet nedenfor.



Figur 22: Forventet udvikling i kraftværkernes nominelle elkapacitet i Danmark i perioden 2019-2040

### 5.1.1 Udviklingen i den termiske elproduktionskapacitet på de centrale værker

Den samlede driftsklare, centrale kraftværkskapacitet forventes at falde med ca. 50 pct. fra det nuværende niveau på knap 4.000 MWe til ca. 1.900 MWe i 2040. Allerede i 2030 forventes den centrale kraftværkskapacitet at være faldet til 2.500 MWe. Dette er et betydeligt større fald end i AF18, hvor den centrale kraftværkskapacitet faldt med ca. 30 pct. frem til 2040.

Udviklingen hænger først og fremmest sammen med kulstoppet og en forventning om, at der vil ske en dispensation fra kraftvarmekravet i særlige tilfælde. Erstatning af kulblokkene i Esbjerg, Odense og Aalborg vurderes umiddelbart at udgøre sådanne særlige tilfælde. I forhold til AF18 betyder det, at kulblokkene i de tre fjernvarmeområder ikke erstattes af ny kraftvarmekapacitet på biomasse, men af en kombination af alternative teknologier med henblik på at sikre, at varmebehovet dækkes (typisk vil dette være en kombination af store varmepumper suppleret med en biomassekedel og evt. et solvarmeanlæg). På baggrund af udmeldingerne fra Odense kommune er det i AF19 antaget, at Fynsværkets blok 7 lukker allerede i løbet af 2025. Det understreges, at der ikke med analyseforudsætningerne er taget stilling til, hvilke eventuelle nye initiativer der vil skulle til for at sikre det beskrevne udviklingsforløb.

Andre centrale kraftværker har allerede konverteret eller er i færd med at konvertere de gamle fosilfyrede blokke til biomasse. I Vestdanmark er arbejdet med ombygningen af Skærbækværkets blok 3 til træflisfyring færdig, mens Studstrupværkets blok 3 er blevet levetidsforlænget og konverteret til at fyre med træpiller i 2016. I Østdanmark opføres i dag nye træflisfyrede kraftvarmeanlæg, som skal erstatte de eksisterende, kulfyrede blokke. Amagerværkets blok 1 er biomassefyret, mens blok 3 lukker i 2019, hvor en ny biomassefyret blok 4 idriftsættes. På Asnæsværket er et

mindre overgangs anlæg godkendt, indtil blok 6 baseret på biomasse går i drift. Avedøreværkets blok 1 blev omlagt til at fyre med træpiller i stedet for kul i 2016, og blok 2 kan fyre med både biomasse og naturgas. Rønneværket på Bornholm har ligeledes fået mulighed for at fyre udelukkende med træflis i modtryksdrift, og Østkraft blok 6 blev i 2016 ombygget til at kunne fyre primært med biomasse.

Den fremtidige udvikling af kraftværkskapaciteten er vurderet ud fra muligheden for at investere i nye anlæg eller levetidsforlænge på baggrund af de enkelte værkers varmegrundlag og hvert værks specifikke situation gennem dialog med hovedinteressenterne. I vurderingen er der også taget højde for muligheden for at etablere varmepumper til at dække varmebehovet, og for at nogle værker forventes at omlægges til ren varmeproduktion baseret på biomasse med lavere eller ingen elkapacitet til følge. Årsagen hertil er, at der vil være fokus på at levere billig og CO<sub>2</sub>-neutral varme.

AF19 tager også hensyn til information om udløb af varmeaftaler (se f.eks. udløbsdatoerne for Ørsteds varmekontrakter i Tabel 10) og planer for den grønne omstilling i en række større byer. Det betyder bl.a., at det forventes, at der lukkes mere central kraftværkskapacitet i både Århus og København end antaget i AF18.

**Tabel 10. Udløb af Ørsteds varmeaftaler på centrale kraftvarmeværker**

Kraftværk i DK1	Udløbsdato for varmeaftaler (Ørsted)
Studstrupværket Blok 3 (SSV3)	31-12-2030
Studstrupværket Blok 4 (SSV4)	31-12-2019
Esbjergværket Blok 3 (ESV3)	31-12-2019
Skærbækværket Blok 3 (SKV3)	31-12-2037
Herningværket (HEV)	31-12-2033
Kraftværk i DK2	Udløbsdato for varmeaftaler (Ørsted)
Avedøreværket Blok 1 (AVV1)	31-12-2033
Avedøreværket Blok 2 (AVV2)	31-12-2027
Asnæsværket Blok 2 (ASV2)	31-12-2019
Asnæsværket Blok 5 (ASV5)	31-12-2019
Asnæsværket Blok 6 (ASV6)	31-12-2039
HC Ørstedværket Blok 7 (HCV7)	30-06-2021
HC Ørstedværket Blok 8 (HCV8)	31-12-2026

Kilde: Information fra Ørsted

På dette grundlag indgår der i AF19 følgende udvikling for specifikke, centrale værker:

- SSV3 forventes lukket med udgangen af 2030
- SSV4 forventes at være betinget driftsklar indtil slutningen af 2022, hvorefter den forventes permanent ude af drift

- Varmeaftalen på ESV3 forventes forlænget indtil 2023, hvorefter blokken forventes lukket, jf. Ørsteds kulstopt og markedsmeddelelse udsendt 17.1.2019<sup>5</sup>
- Nordjyllandsværket (NVJ) forventes lukket med udgangen af 2028, jf. Aalborg kommunes strategi for fossilfri varmeproduktion
- Fjernvarme Fyns blok 7 forventes lukket med udgangen af 2025
- AVV1 forventes i drift frem til udgangen af varmekontrakten ultimo 2033, men herefter forventes blokken lukket
- ASV 2 og ASV 5 forventes driftsklare eller betinget driftsklar indtil 2023, hvor det permanent overtages af den nye Blok 6, som forventes idriftsat fra 2020.
- HCV7 og HCV8 forventes lukket med udgangen af 2021 hhv. 2026.
- De øvrige centrale værker (f.eks. SKV3, AVV2 og Herningværket), som ikke er nævnt oven for, forventes at fortsætte i drift i hele perioden.

Endelig er det antaget, at reservekapaciteten fastholdes i hele perioden, selv om Energistyrelsen er opmærksom på, at aftaler med reserveværkerne udløber. Energinet fastsætter løbende behovet for reserver baseret på egne analyser, hvorfor Energinet udbyder reserver baseret på særskilt prognose og i tråd med de til enhver tid gældende regler på området. Fremskrivningen af den centrale reservekapacitet er forbundet med særlig stor usikkerhed, da den bl.a. afhænger af udviklingen i de forskellige markeder for systemydelse og mulighederne for national etablering af strategiske reserver. Grundet denne store usikkerhed er det valgt at fastholde den eksisterende kapacitet fremadrettet i AF19.

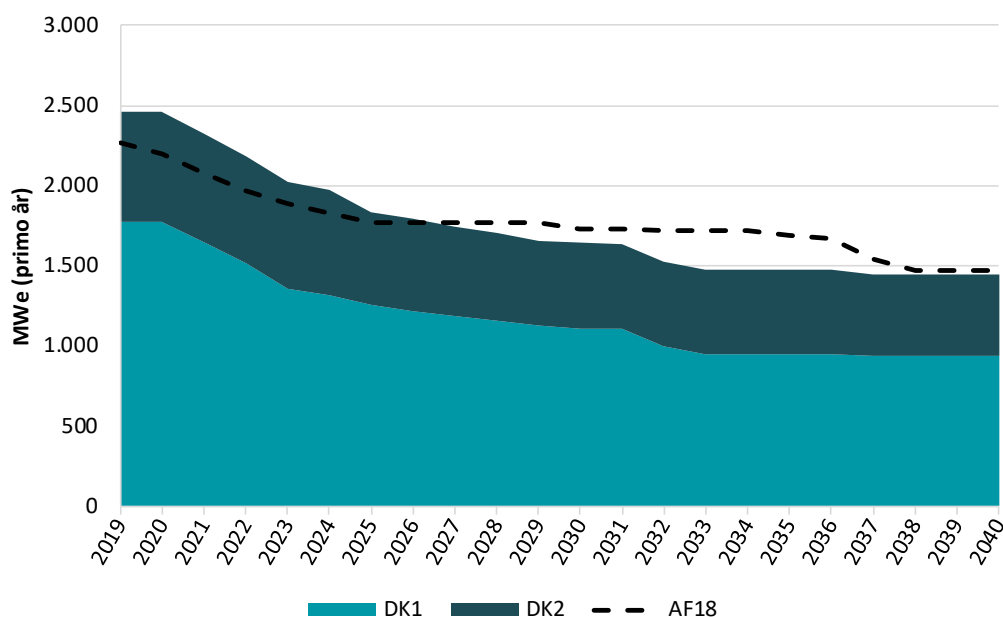
### 5.1.2 Decentrale værker

Den samlede installerede kapacitet på de decentrale kraftvarmeværker (dækkende både decentrale områder og centrale områder minus kraftværkskapaciteten på de *centrale værker*) udgjorde primo 2019 knap 2.500 MW fordelt på ca. 1.000 større eller mindre anlæg. Kapaciteten forventes reduceret til ca. 1.600 MW i 2030 og knap 1.400 MW i 2040, svarende til en reduktion på 44 pct. frem mod 2040.

Den samlede decentrale kraftværkskapacitet er angivet i Figur 23 og sammenlignet med udviklingen i AF18.

---

<sup>5</sup> Jf. <https://umm.nordpoolgroup.com/#/messages/3e892284-6d31-41a9-900d-e03c92a38788/>



Figur 23. Udvikling i den decentrale kraftværkskapacitet (alle områder minus kraftværkskapaciteten på de centrale værker) sammenlignet med AF18

I forhold til AF18 sker der en hurtigere udfasning af de decentrale anlæg og den samlede reduktion er større end tidligere. Samtidig bemærkes det, at udgangspunktet er lidt højere, hvilket skyldes, at der var en række anlæg fra energiproducenttællingen, som var udeladt sidste år, men som nu er medtaget.

Det bør understreges, at der er ligeledes er betydelig usikkerhed forbundet med denne fremskrivning, som bl.a. er følsom over for det fremtidige elprisniveau og naturgasprisen samt ikke mindst de indtægter, som kan opnås på specialmarkederne.

Resultaterne bygger bl.a. på en investeringsmodel, der er udviklet af Energistyrelsen, som inkluderer nuværende og besluttede afgifter, tilskud, skatter og tariffer inkl. besluttede tiltag fra energiaftalen. Det kan ikke udelukkes, at rammebetingelserne ændres, men Energistyrelsen vurderer, at den beskrevne udvikling er forholdsvis robust ift. ændringer i rammebetingelserne.

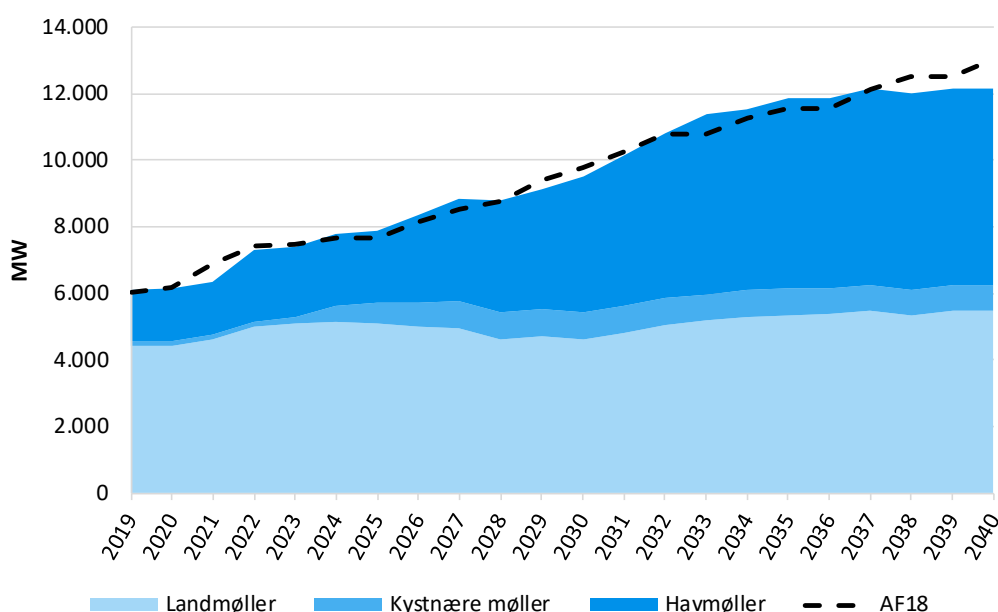
Modellen peger på, at en betydelig andel af den decentrale, naturgasbaserede elproduktionskapacitet vil blive skrottet frem mod 2030. Det bunder i udsigten til lave indtægtsmuligheder på elmarkedet, grundbeløbets bortfald og konkurrencen fra billigere varmeproduktionsanlæg. Som følge heraf reduceres den samlede elproduktionskapacitet i de decentrale fjernvarmeområder med ca. 55 pct. mod 2030. Den tilbageværende elproduktionskapacitet i de decentrale fjernvarmeområder i 2030 og 2040 er i omegnen af 650 MWe.

## 5.2 Vindmøller

Energiaftalen fra juni 2018, pris- og teknologiudviklingen, markedet for PPA'er (Power Purchasing Agreements) samt evt. nye politiske tiltag vil være bestemmende for vindkapaciteten i fremtiden. Land- og kystnær vind vil på kort sigt baseres på teknologineutrale udbud og på længere sigt en forventning om øget udbygning på markedsvilkår og som del af de større kommuners klima- og

energiplaner, mens havvind vil baseres på politisk bestemte udbud af større samlede parker og målet om fossil uafhængighed på lang sigt.

Frem mod 2030 forventes fortsat en betydelig mængde ny kapacitet, da mange ældre møller når udløbet af deres levetid og forventes at blive erstattet af færre, men væsentlig større møller. Fremskrivningen er derfor både en fremskrivning af opsætning og nedtagning af land-, kyst- og havmøller tilknyttet det danske elnet. I forhold til AF18 forventes en lidt større udbygning med landvindkapacitet og kystnær vind samt en lavere havvindudbygning efter 2030. Samlet forventes en udbygning fra de nuværende ca. 6 GW til godt 12 GW i 2040. Det er lidt lavere end i AF18, hvor den samlede kapacitet i 2040 nåede op på 13 GW. Udviklingen er forklaret nærmere i det følgende.



Figur 24: Forventet udvikling i kapaciteten for vindmøller fordelt på møllernes placering

### 5.2.1 Landvind

Forudsætningerne for landvind er nærmere beskrevet i (Energistyrelsen, 2019d).

Nedtagningen af eksisterende møller bygger på Energinets analyse (Energinet, 2016a) af levetiden for møller opstillet til og med 2007 og på seneste vurderinger i Teknologikataloget for møller opstillet efter 2007. Tabel 11 viser de forventede levetider for forskellige mølleårgange.

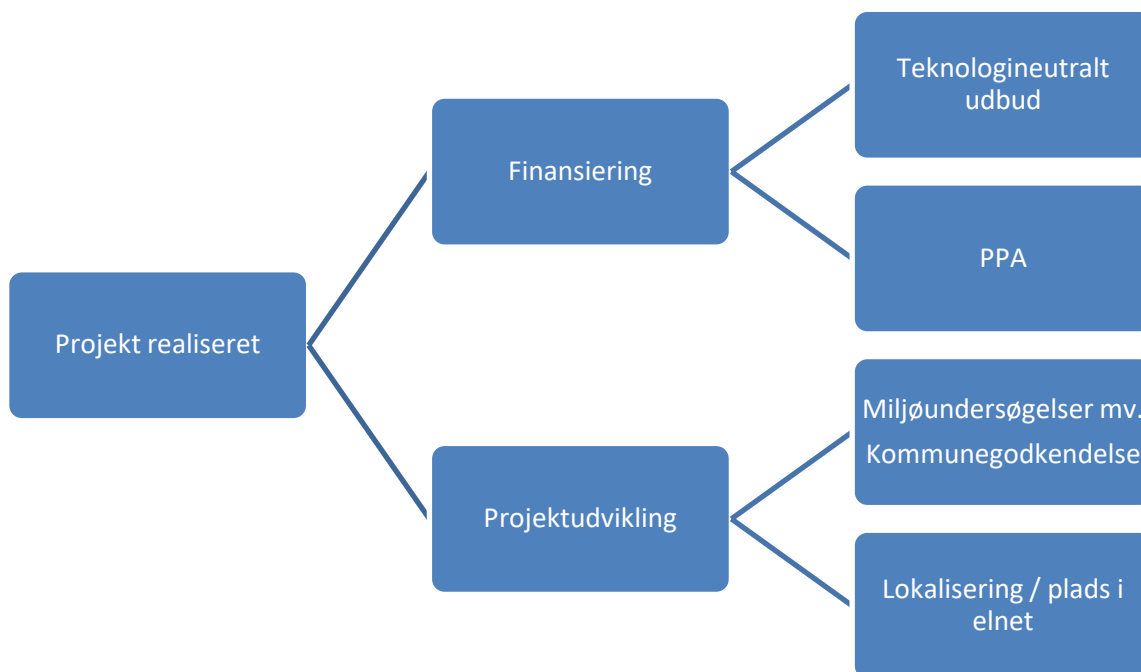
Tabel 11: Levetider for landmøller

Mølleårgang	1978-1986	1987-1994	1995-2007	2008-2020	2021-2030	2031-
Levetid (år)	25	26	28	25	27	30

Pr. 1.1.2019 var der ca. 4.200 landmøller i Danmark, hvoraf over 70 pct. er 20 år eller ældre. Det betyder, at der forventes en betydelig nedtagning af gamle møller, især i perioden 2023-2029.

Forventningerne til udbygning med landvind vurderes ud fra, at der i et givent fremskrivningsår skal være udviklet et fysisk realiserbart projekt, og at der skal være tilgængelig finansiering til at understøtte realiseringen af projektet. De potentielle, mulige projekter vurderes på baggrund af viden om projekter under udvikling, historik med hastighed af nyudvikling og godkendelsesprocesser og geografisk tilgængeligt areal. Den understøttende finansiering består dels af de teknologineutrale udbud, dels af privat finansiering via PPA'er. Energistyrelsen har fået foretaget en analyse af potentialet for PPA'er i Danmark (K2 Management, 2019), som peger på, at ca. 30 pct. af det samlede elforbrug i erhverv (inkl. datacentre) i 2040 potentielt kunne dækkes af vedvarende energi baseret på PPA'er. Det svarer til, at op mod 3 GW landvindsækvivalenter potentielt kunne finansieres via PPA'er. Der er dog meget stor usikkerhed forbundet med vurderingen af projekter med denne form for finansiering.

Tilgangen er illustreret på Figur 25. Samme tilgang benyttes for solceller, jf. afsnit 5.3.



Figur 25: Oversigt over væsentlige faktorer for realisering af landvindprojekter

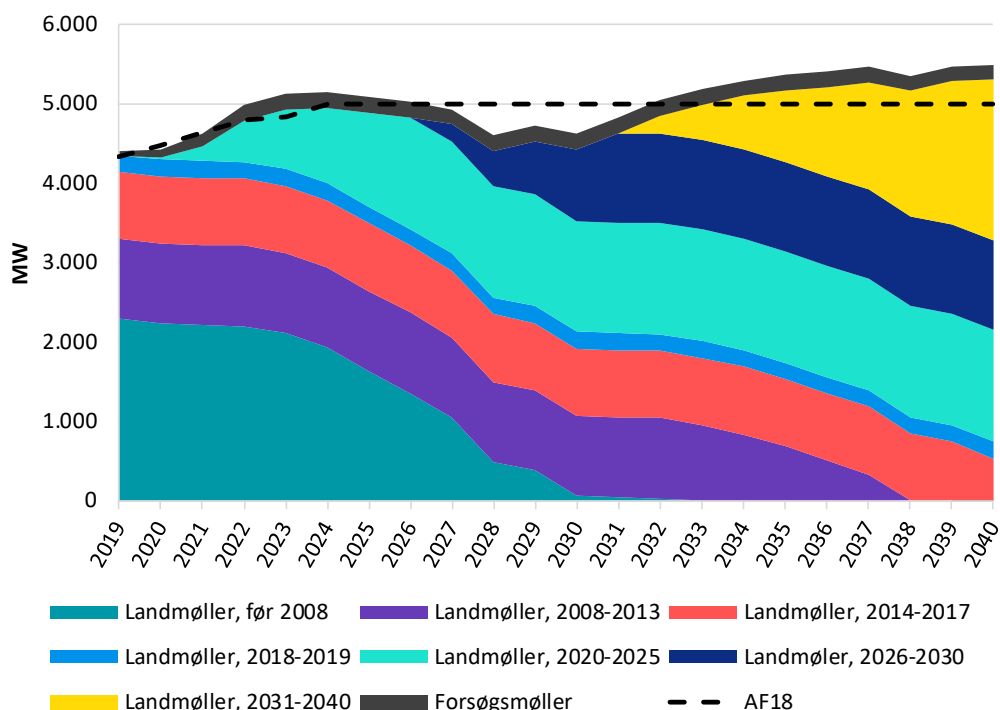
Historisk set har der været en gennemsnitlig udbygning med knap 70 møller (ca. 210 MW) årligt de seneste 5 år inklusiv forsøgsmøller uden for de to nationale testcentre. Også fremadrettet vil lokaldemokratiet i kommunerne have afgørende betydning for udbygningen, da en vedtaget lokalplan er en forudsætning for at kunne opstille nye møller på land. Dertil kommer, at udvikling af et vindmølleprojekt tager tid, ikke mindst i forhold til lokalisering og godkendelse af arealet.

På kort sigt, dvs. i perioden 2019-2021, baseres den forventede udbygning på projekter i pipeline inklusiv resultaterne af det første teknologineutrale udbud i 2018. I alt forventes en udbygning på 6 MW i 2019, 166 MW i 2020 og 340 MW i 2021 eksklusiv forsøgsmøller. Hertil skal lægges 25 MW forsøgsmøller uden for testcentre og 100 MW forsøgsmøller i testcentre.

Efter 2021 er udbygningen forbundet med større usikkerhed. Dels er der usikkerhed vedr. det nødvendige pristillæg i de teknologineutrale udbud – om end 2018-udbuddet indikerer, at tilskudsbehovet er markant reduceret. Dels er der usikkerhed ift. omfanget af finansiering på markedsvilkår eller fra PPA'er. Det vurderes, at de projekter som deltager i udbuddene, men ikke vinder, med overvejende sandsynlighed vil blive realiseret på anden vis, da de har været længe undervejs og allerede har afholdt en del udviklingsomkostninger. Samlet set vurderes det, at der er tilstrækkelig finansiering til at realisere en bruttoudbygning på 220 MW årligt, svarende nogenlunde til den historiske udbygning. Der er dog større usikkerhed om finansieringen efter udløb af de teknologineutrale udbud. Omvendt kan de teknologineutrale udbud på kortere sigt give større udbygning end forudsat i fremskrivningen, hvis priserne bliver meget lave.

Ses der på antallet af landvindmøller, forventes dette at komme under loftet på 1.850 møller i 2030. Forudsætningerne om nedtagning af møller har væsentlig indflydelse på dette resultat og gennemgås derfor grundigt i løbet af efteråret 2019.

Figur 26 viser, at den nuværende kapacitet på ca. 4.350 MW forventes at stige til 5 GW i 2023 men derefter falde lidt pga. den store nedtagning i 2. halvdel af 2020'erne. Efter 2032 vil kapaciteten igen nå op over 5 GW og forsætte med at stige svagt frem mod 2040 til i alt 5,4 GW. I forhold til AF18, er der tale om en tilpasning i metoden således, at nedtagning følger de forventede levetider for forskellige mølleårgange. Samlet set er den forventede udbygning dog ikke væsentligt højere end i AF18, hvor det på basis af analyser af opstillingshistorik og geografisk modelleret potentiale baseret på gældende lovgivning blev vurderet, at det realiserbare landvindpotentiale var ca. 5 GW (Energistyrelsen, 2018d).

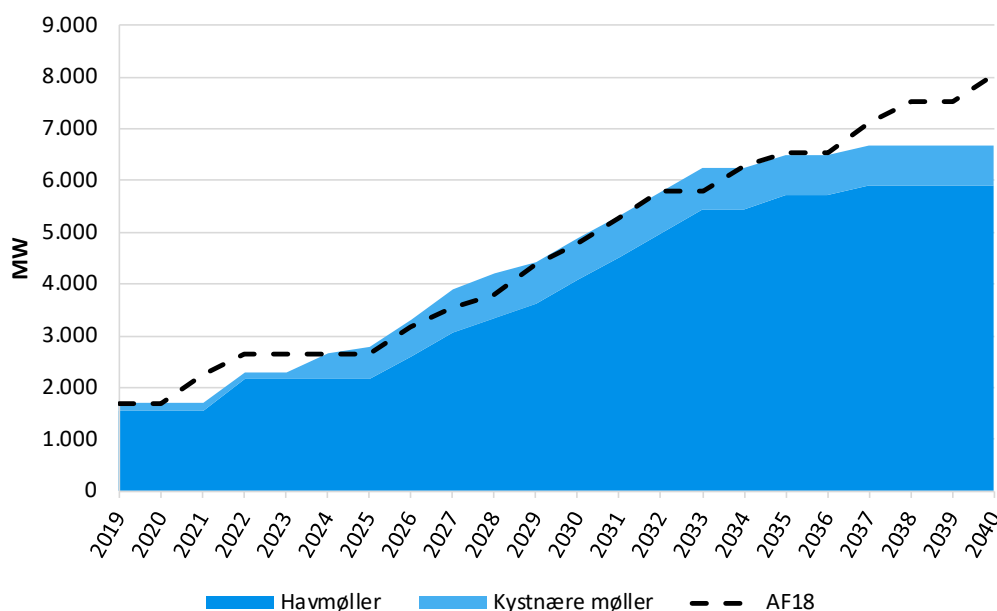


Figur 26: Forventet kapacitet for landmøller fordelt på opstillingsperiode



## 5.2.2 Havvind og kystnære møller

Figur 27 viser den forventede udvikling i den samlede kapacitet for hav- og kystnære møller i frem-skrivningsperioden.



Figur 27: Forventet udvikling i den samlede kapacitet for hav- og kystnære møller

### Kystnære møller

Der er et stort teoretisk potentiale for kystnære møller, men som for landvind er der en betydelig lokal modstand mod disse. De kystnære møller i udbud (Vesterhav nord og syd) er forsinket med 2 år fra sidste fremskrivning i AF18 pga. krav om nye VVM-vurderinger. Ud over disse to parker er der på baggrund af indkomne ansøgninger til Energistyrelsen lagt yderligere 390 MW ny kystnær havvindkapacitet ind i AF19, fordelt på 240 MW i DK2 og 150 MW i DK1. Dette er en noget højere udbygning end i AF18, hvilket primært er begrundet i en betydelig fremdrift i de modtagne ansøgninger. Det antages, at den nuværende kapacitet på ca. 150 MW vil stige til ca. 500 MW i 2024 og yderligere til ca. 800 MW i slutningen af 2020'erne, hvorefter kapaciteten vil flade ud og falde lidt pga. nedtagning af gamle møller<sup>6</sup>. Det understreges, at der er en betydelig usikkerhed om denne udvikling.

### Havmøller

Den nuværende havmøllekapacitet på ca. 1.500 MW (primo 2019) forventes at stige jævnt frem mod 2033, hvorefter stigningen flader ud og når et niveau på ca. 6 GW i 2040.

I forbindelse med energiaftalen fra 2018 er det aftalt, at der i 2019/20 skal udbydes en ny havvindmøllepark på minimum 800 MW med nettilslutning inden for perioden 2024-2027. Den første havmøllepark placeres i DK1 ved Nissum Bredning, jf. (Energistyrelsen, 2019f).

<sup>6</sup> Den tekniske levetid for eksisterende havmøller er 25 år iflg. Teknologikataloget. For fremtidige havmøller forventes levetiden at stige til 27-30 år (Energistyrelsen, 2019e)

Derudover er der i energiaftalen enighed om at udbyde yderligere to havvindmølleparker på minimum 800 MW i hhv. 2021 og 2023. Disse parker forventes at blive opført og være i drift i hhv. 2028 og 2030. Placeringen af disse parker er endnu ikke endelig besluttet, men finscreeningen af havarealer til etablering af nye havmølleparker (Energistyrelsen, 2018e) viser, at det er muligt at bygge havmøller i alle de fire områder, der var identificeret i grov-screeningen af det danske havareal. Disse områder er Nordsøen, Jammerbugt, Hesselø og Kriegers Flak. Som teknisk antagelse er den ene park lagt i DK1 og den anden i DK2. Det er desuden i AF19 antaget, at alle parker i energiaftalen har en størrelse på 900 MW, da det i forbindelse med de tekniske udredninger som forberedelse af udbuddene til de tre havvindmølleparker fra energiaftalen har vist sig, at det forventeligt vil være muligt og attraktivt at byde ind med 900 MW. Den konkrete parkstørrelse kan dog variere afhængig af udbuddene.

Udbygningen af havvind efter 2030 bestemmes i AF19 (som i AF18) residualt - forstået på den måde, at udbygningen sikrer, at Danmark er på en lige vej mod fossil uafhængighed i 2050 ekskl. transportsektoren, som håndteres separat. Det vil kræve en yderligere udbygning med havvind på i alt 2,2 GW frem mod 2040. Udbygningen forventes at ske primært i DK1 og inkluderer forlængelse eller repowering af havmølleparker, hvis levetid udløber (Anholt og Rødsand). Der er ift. AF18 tale om en mindre havvindudbygning, hvilket skyldes, at udbygningen med landvind, kystnær vind og sol er antaget at være tilsvarende højere.

Samtidig sikres det, at VE-andelen af det samlede elforbrug ikke ligger væsentlig over 100 pct. Havvindanalysen, som er igangsat som opfølgning på energiaftalen, skal bl.a. analysere spørgsmålet om, hvorvidt Danmark skal arbejde efter en højere VE-andel af det samlede elforbrug og således være leverandør af VE-el fra Nordsøen til det øvrige Europa og/eller til såkaldte energiværker, der kan omdanne og lagre den el, som Danmark ikke selv forbruger, når vinden blæser. Det bemærkes, at det i forbindelse med AF19 ikke har været muligt at inkludere analyser af PtX eller andre muligheder for at aftage strømmen fra mere vind.

### 5.2.3 Fuldlasttimer for landvind

Antal fuldlasttimer for landvind beregnes for kategorierne i Tabel 12 fordelt på Øst- og Vestdanmark baseret på de faktiske fuldlasttimer, som er korrigerede for, at det nogle år blæser mere end andre. For de fremtidige møller baseres fuldlasttimerne på teknologikataloget.

Med hensyn til beregning af antal fuldlasttimer for kystnære møller og havmøller benytter Energistyrelsen samme metode som for landvind. Det første år for mølleparkerne tages ud, da dette ikke er repræsentativt, og fuldlasttimerne vindkorrigeres ud fra områdefordeling, som angivet i vindindeks. For de fremtidige møller baseres fuldlasttimerne på teknologikataloget (Energistyrelsen, 2019e). Fuldlasttimetallet indføres dog lineært for at tage højde for, at der sker en løbende udvikling. Det vil f.eks. sige, at en havmøllepark, der idriftsættes i 2026 får et fuldlasttimetal på 4.590, der er beregnet som:  $FLH_{2026} = FLH_{2020_{Tek.kat.}} + (FLH_{2030_{Tek.kat.}} - FLH_{2020_{Tek.kat.}}) * 6/10$

Fuldlasttimerne for konkrete projekter kan dog variere betydeligt.

Tabel 12: Fuldlasttimer for landvind

Årgang	Østdanmark	Vestdanmark
<b>Før 2008</b>	1.800	1.950
<b>Fra 2008-2013</b>	2.560	2.950
<b>Fra 2014-2019</b>	3.400	3.100 <sup>7</sup>
<b>Fra 2020-2025</b>	3.400	3.400
<b>Fra 2026-2030</b>	3.500	3.500
<b>Fra 2031-2040</b>	3.600	3.600
<b>Forsøgsmøller uden for testcentre</b>	3.400	3.400
<b>Forsøgsmøller på testcentre</b>		3.100

### 5.3 Solceller

Energistyrelsens solpotentialemodel fremskriver udbygningen med husstands anlæg og kommercielle anlæg på tage inden for en række forbrugskategorier (husholdninger, erhverv og offentlige institutioner), der hver især har forskellige forbrugsprofiler og afkastkrav. Hvorvidt der investeres afhænger af den konkrete business-case, som beregnes baseret på en fremskrivning af anlægs- og driftsomkostninger (teknologikataloget), tariffer og afgifter, solcelleanlæggenes tekniske specifikationer samt elpriser fra Energistyrelsens elprisfremskrivninger. Solpotentialemodellen er nærmere beskrevet i (Energistyrelsen, 2019g).

Med de anvendte forudsætninger, herunder afgiftsændringerne i energiaftalen, forventes der en stigende udbygning i takt med, at omkostningerne til solcelleanlæg falder. Den forventede samlede udbygning uden kommercielle markanlæg er omkring 365 MW frem mod 2030.

Den samlede udbygning af husstands anlæg og kommercielle anlæg på tage forventes at stige godt og vel tre gange så meget som i AF18 frem til 2030 pga. af et fald i priserne på solceller og batterier samt øget CSR-værdi og opfyldelse af frivillige VE-mål. AF18 indeholdt allerede effekten af afgiftslempelsen i energiaftalen og skift fra timeafregning til øjebliksafregning, og disse effekter er ligeledes med i AF19. Det bemærkes, at beregningerne af solcellepotentialet for husstands anlæg og kommercielle anlæg er baseret på et standard-elforbrug. Det kan således ikke afvises, at solcel-

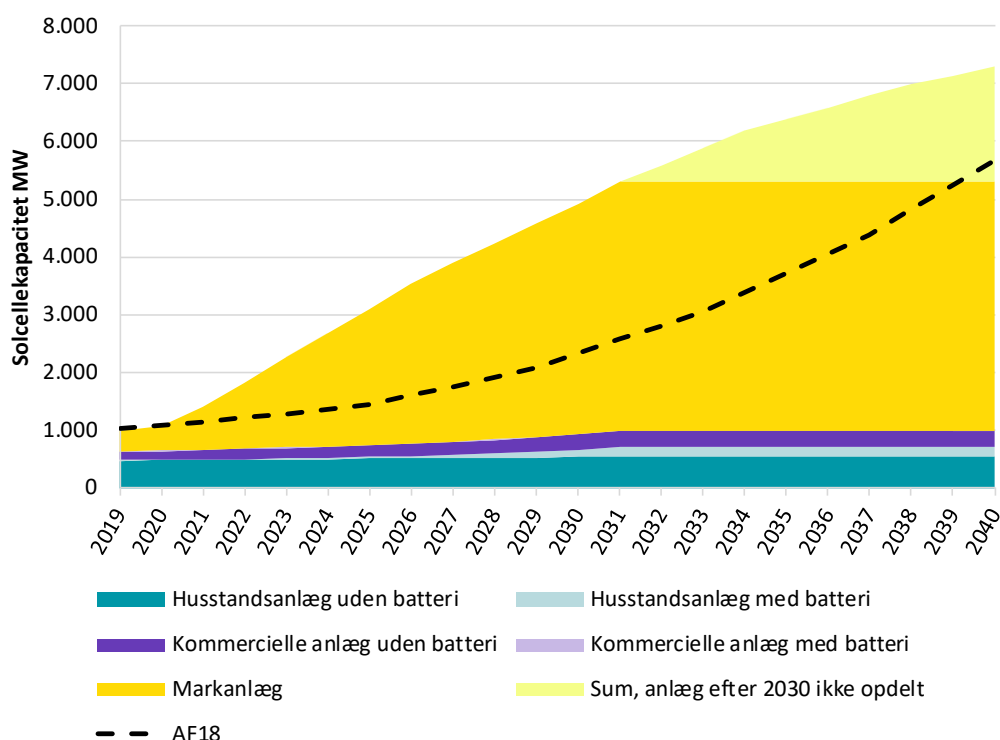
<sup>7</sup> I kategorien 2014-2019 er tallet trukket lidt ned, da Energistyrelsen har en forventning om, at tallet bliver lavere end det f.eks. har været i 2015 og 2016. Dette skyldes, at de nye placeringer til landvind ikke er så "gode" som de allerede udnyttede placeringer.

ler med batterier kan blive rentable i en situation med fleksibelt forbrug og stor udbredelse af individuelle varmepumper og elbiler. Der vil blive set nærmere på dette til fremtidige analyseforudsætninger.

Forventningerne til udbygning af kommercielle markanlæg tager udgangspunkt i viden om solcelleprojekter i pipeline. Kommunerne, som er planmyndighed, modtager i øjeblikket mange ansøgninger om nye solcelleanlæg placeret på marker, og Energinet får ligeledes henvendelser fra projektudviklere, der ønsker information om muligheden for at indpasse store mængder solceller.

Solcelleprojekter som kommercielle markanlæg forventes som for landvind at få finansiering enten via de teknologineutrale udbud, på markedsvilkår eller gennem PPA'er mellem projektudvikler/investor og en kommerciel aftager, der ønsker at kunne profilere sig som grøn elforbruger. Afgørende for projekter i pipeline er desuden om de kan få godkendelse fra kommunen, og om der er plads i elnettet (hvad enten det er distributionsnettet eller transmissionsnettet), da dette har betydning for tidsplanen (og de samlede meromkostninger). Hvis disse forhold er på plads, kan solcelleprojekter forholdsvis hurtigt idriftsættes.

På baggrund af resultatet af det første teknologineutrale udbud og det solspecifikke udbud i 2018 samt den meget store, men usikre projektpipeline, som Energinet har kendskab til, forventer Energinet en mulig udbygning af kommercielle markanlæg frem til 2030 på 3.750 MW, altså næsten 10 gange så stor en udbygning som for husstands anlæg og kommercielle anlæg på tage.



Figur 28: Forventet udvikling i den samlede solcellekapacitet målt ved inverteren, dvs. i MW i perioden 2019-2040

De projekter, der vandt de teknologineutrale og solspecifikke udbud i 2018, forventes nettilsluttet i 2019 og 2020. Desuden antages det, at der tages beslutning om 400 MW ny kapacitet i 2019, som nettilsluttes med 200 MW i år 1 og 200 MW i år 2 efter at beslutning om projektet er taget, dvs. i

2020 og 2021. Fra 2020-2024 er det antaget, at der beslutes 400 MW hvert år, og herefter antages det, at der sker en mindre afmatning til ca. 300 MW pr. år fra 2025-2030. Også disse parker nettilsluttes med halvdelen hvert år i de efterfølgende 2 år. Den samlede installerede solcellekapacitet forventes dermed at være omkring 5 GW i 2030. Dette vurderes som et bedste bud på den samlede realiserbare projekt pipeline, herunder også under hensyn til, at samtidigheden i produktionen på sigt vil udhule afregningsprisen. Der er større usikkerhed ift. finansieringen efter udløb af de teknologineutrale udbud, mens de teknologineutrale udbud på kortere sigt kan give større udbygning end forudsat i fremskrivningen, hvis priserne bliver meget lave.

På længere sigt fremskrives udviklingen mod et vurderet langsigtet økonomisk maksimum på 15 pct. af det samlede bruttoelforbrug som også antaget i AF18. Efter 2030 er der ikke skelnet mellem solceller på tage eller som markanlæg, men en fortsat udbygning med ca. 300 MW om året i starten af 2030'erne faldende til 200 MW årligt i midten af 2030'erne og 150 MW årligt mod slutningen af 2030'erne vurderes som en ikke usandsynlig udvikling. Det giver en samlet solcellekapacitet på 7,3 GW i 2040. Når solcelleudbygningen bliver tilstrækkelig stor, vil prisen, i de timer solen skinner, blive presset så meget, at projekterne ikke længere er rentable. Internationale potentialestudier viser, at solceller maksimalt forventes at udgøre 15 pct. af det samlede elforbrug på grund af dette prispres.

Det skal understreges, at der er stor usikkerhed forbundet med fremskrivningen efter 2030. F.eks. vil lagringsteknologier potentielt kunne forøge forventningen til makspotentialet på 15 pct. i fremtiden. Omvendt kan der også på solcelleområdet opstå stigende bekymringer fra lokalsamfundet over udsigten til de mange store solcelleanlæg i landskabet.

På basis af pipelinelisten over solprojekter antages udbygningen i Danmark på kort sigt at fordele sig med 50 pct. i Vestdanmark (DK1) og 50 pct. i Østdanmark (DK2). På lidt længere sigt, dvs. fra 2024 og frem, forventes projekterne at fordele sig med 60 pct. i DK1 og 40 pct. i DK2, som er tættere på den arealmæssige fordeling. Denne fordeling er ændret ift. AF18.

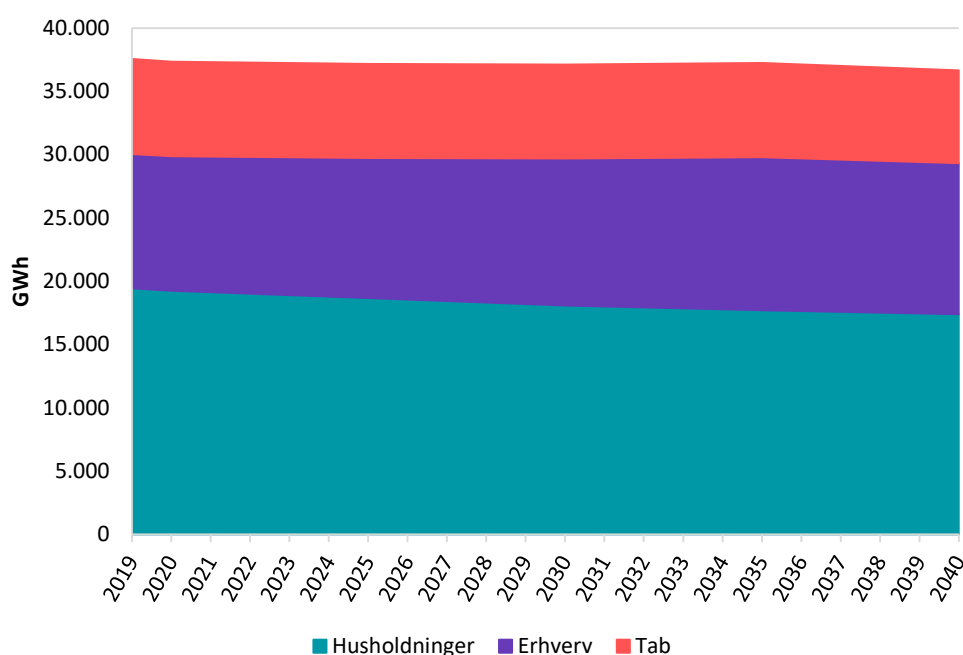
### **5.3.1 Fulldlasttimer for sol**

Til grund for den forventede solcelleudbygning ligger antal fulldlasttimer ved inverteren, dvs. FLH målt som kWh/kW. Antallet af fulldlasttimer for nye anlæg er beregnet ud fra Teknologikataloget og interpolation mellem årene. Generelt har solceller 800-1.250 fulldlasttimer om året i 2019, afhængig af om der er tale om husstands anlæg eller markanlæg. Antallet af fulldlasttimer forventes dog at stige som følge af teknologiudviklingen (Energistyrelsen, 2019c).

## 6 Fjernvarmeforbrug

Udviklingen i fjernvarmen er væsentlig for Energinets planlægning, dels fordi kraftvarmeproduktionen udgør en stor del af både den danske elproduktion og det danske gasforbrug, og dels på grund af den tiltagende elektrificering i varmesektoren. Det er derfor nødvendigt at opgøre fjernvarmeområdernes varmebehov for på realistisk vis at afspejle energisystemet i Energinets beregningsmodeller.

Energistyrelsen har fremskrevet fjernvarmeforbruget til 2040 vha. IntERACT-modellen som vist i Figur 29. Udviklingen i forbruget er meget svagt faldende frem mod 2040. Figuren viser et fald i husholdningernes samlede fjernvarmeforbrug, hvilket primært skyldes energibesparelser og udbygningen med individuelle varmepumper i husholdninger. Samtidig forventes dog en mindre stigning i fjernvarmeforbruget i erhverv som følge af den økonomiske vækst.



Figur 29: Udviklingen i fjernvarmeforbruget i fremskrivningsperioden fordelt på husholdninger og erhverv (ekskl. tab, dvs. forbrug på forbrugsstedet) samt tab i fjernvarmenettet

## 7 Udlandsdata og eltransmissionsforbindelser til udlandet

Med et betydeligt antal udlandsforbindelser er Danmark tæt forbundet med udlandet og er derfor afhængig af elsystemerne i vores nabolande. Hvor afhængig Danmark er af udlandet, reflekteres direkte i elpriserne, som i langt størstedelen af tiden bestemmes af vores nabolande enten mod syd eller mod nord (Energinet, 2016b).

I AF19 indgår den forventede maksimale NTC (Net Transfer Capacity) for udlandsforbindelserne mellem Danmark og nabolandene som grundlag for Energinets analyser, se nærmere nedenfor. Desuden indgår Storebæltsforbindelsen mellem Vest- og Østdanmark.

Øvrige udlandsdata er et vigtigt element i både Energinet og Energistyrelsens analyser af udviklingen i det danske energisystem, men det bemærkes, at Energinet og Energistyrelsen anvender forskellige markedsmodeller, som er designet med forskellige formål for øje og med forskellige krav til inputformat og detaljeringsgrad. Derfor beskrives forudsætningerne for øvrige udlandsdata kun i mindre omfang her med fokus på, Energistyrelsens antagelser til fremskrivningerne i AF19 på basis af RAMSES modellen. Centralt er det dog, at Energinet og Energistyrelsen anvender samme forudsætninger om scenarier for den fremtidige udvikling i udlandet.

Som forudsætning for Energistyrelsens fremskrivninger i AF19 indgår således en række data for udlandet, herunder:

- Geografisk afgrænsning
- Produktionskapacitet for forskellige typer af anlæg
- Øvrige tekniske detaljer for anlæg i udlandet (virkningsgrad, brændselsmix, etc., som også indgår for danske værker)
- Tidsprofiler (timebasis) for produktion fra relevante teknologier (sol, vind, til dels kraftvarme)
- Elforbrug samt forbrugets tidsprofil (timebasis)
- Transmissionsforbindelser mellem øvrige modellerede lande

Data indgår som udgangspunkt for hvert land/elområde for hvert modelleret år i fremskrivningen.

### 7.1 Geografisk afgrænsning

I Energistyrelsens RAMSES-model indgår 23 lande fordelt på 15 prisområder: Danmark (2 elprisområder), Norge (1), Sverige (1), Finland (1), Tyskland + Østrig + Luxembourg (1), Holland (1), Belgien + Frankrig (1), Storbritannien + Irland (1), Spanien + Portugal (1), Schweiz (1), Italien (1), Polen + Tjekkiet + Slovakiet (1), Estland + Letland + Litauen (1), Ungarn (1).

### 7.2 Elforbrug og produktionskapaciteter

Data om den nuværende elproduktionskapacitet i udlandet er i RAMSES-modellen baseret på følgende, offentligt tilgængelige data:

- Statistiske kapaciteter frem til 2017 er generelt baseret på ENTSO-E elmarkedsstatistik. Statistisk termisk produktionskapacitet er dog baseret på en kombination af ENTSO-E elmarkedsstatistik og data fra Platts

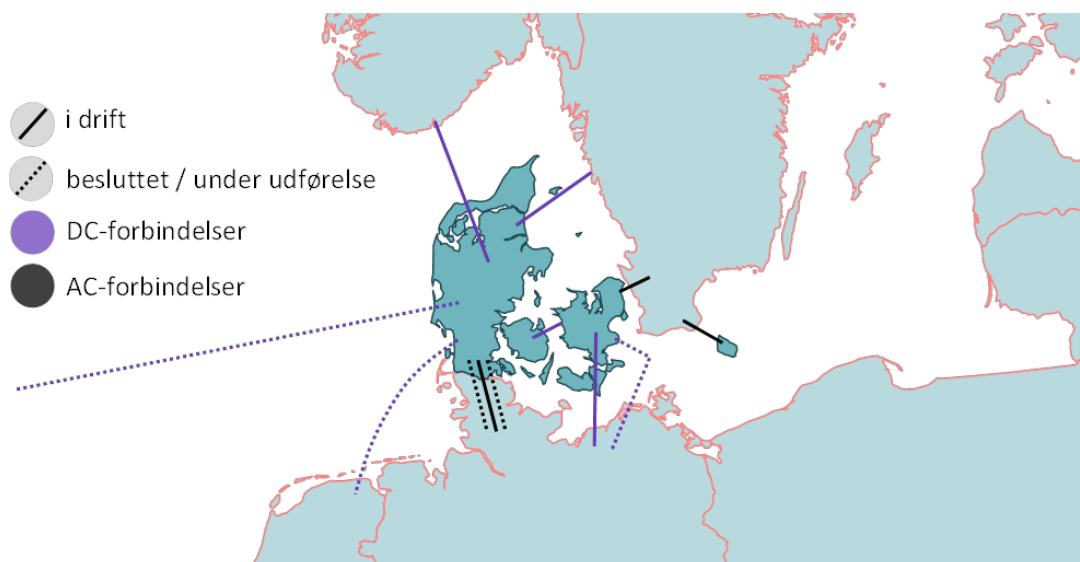
- Fremskrivning af kapaciteter for 2020 og 2025 er baseret på ENTSO-E's Mid-term Adequacy Forecast 2018 (MAF18)
- Fremskrivning af kapaciteter for 2030 og 2040 er baseret på ENTSO-E's Ten Year Network Development Plans 2018 (TYNDP18) Sustainable Transition scenarie

På basis af de offentligt tilgængelige data er en andel af produktionskapaciteterne placeret i MAF18 kategorien "Other non-renewables" omfordelt på brændselsspecifikke kategorier i RAMSES-modellen. Omfordelingen er baseret på data indhentet om status for bl.a. kuludfasning i en række lande. Samtidig har omfordelingen til hensigt at sikre sammenhæng mellem MAF18 og TYNDP18 fremskrivningsår, dvs. mellem 2025 (MAF) og 2030 (TYNDP).

Produktionskapaciteter er fremskrevet lineært i mellemliggende år, dvs. mellem årene 2017, 2020, 2025, 2030 og 2040. Ud over produktionskapaciteten fordelt på brændsler skal RAMSES-modellen bruge en række andre parametre til at modellere elproduktion, brændselsforbrug, elpris m.m. De vigtigste er virkningsgrader, driftsomkostninger, rådighed og tilskud. For Danmark benyttes Energi-styrelsens årlige energiproducenttælling, mens Platts-databasen over europæiske kraftværker, der bl.a. indeholder oplysninger om teknologi, brændsel og etableringsår, bruges for udenlandske værker. Der sammenlignes med tilsvarende danske anlæg, for at bestemme virkningsgraden for de udenlandske værker.

### 7.3 Transmissionskapaciteter

Transmissionskapaciteter for kontinentet er baseret på TYNDP2018 (ENTSO-E, 2018b). Figur 30 viser de eksisterende og besluttede danske udlandsforbindelser, som er inkluderet i AF19 inklusive Storebæltsforbindelsen. Forbindelsen mellem Sverige og Bornholm indgår ikke i analyseforudsætningerne.



Figur 30: Eksisterende og besluttede danske udlandsforbindelser<sup>8</sup>

<sup>8</sup> Det bemærkes, at Bornholmsforbindelsen ikke er inkluderet i AF19



I det følgende beskrives de udlandsforbindelser mellem Danmark og Danmarks nabolande, som indgår i AF19. Værdierne for import- og eksportkapacitet udtrykker den forventede, maksimale handelskapacitet. NTC er den handelskapacitet, der maksimalt kan overføres over en forbindelse, under hensynstagen til nettab, sikkerhedsstandarder og tekniske begrænsninger. Det er således ikke den tilgængelige transmissionskapacitet (ATC-*Available transmission capacity*) for day-ahead markedet. NTC er udgangspunktet for Energinets analyser, men anvendes på forskellig vis afhængigt af sammenhængen.

Som den eneste er der på den vstdanske-tyske forbindelse indgået en aftale om minimumstilgængelighed i markedet. I aftaleperioden tages derfor højde for denne nedre grænse i markedssimuleringer, men ikke som en erstatning for NTC i analyseforudsætningerne, som fortsat udgør den forventede maksimale handelskapacitet, se nærmere nedenfor.

Det understreges, at der er usikkerhed om den fremtidige tilgængelighed på udlandsforbindelser, heriblandt forbindelserne mod Sverige, og der bør derfor foretages forskellige følsomhedsbetragtninger ved anvendelsen og tolkningen af analyseresultater baseret på NTC kapaciteterne.

### 7.3.1 Udlandsforbindelser i Vestdanmark

Det vstdanske elsystem er forbundet med fire vekselstrømsforbindelse til kontinentet, som drives som et synkront område med samme frekvens. Den maksimale eksportkapacitet er i dag 1.780 MW, og importkapaciteten er 1.500 MW. Begrænsningen i importretningen skyldes, at en del af kapaciteten holdes utilgængelig for markedet, for det tilfælde at der sker udfald af andre dele af elsystemet, og der derfor bliver behov for at importere el fra Tyskland. I eksportretningen har den tilgængelige kapacitet gennem længere tid været begrænset af interne flaskehalse i det nordtyske elnet (TenneT, 2012).

Energinet har dog indgået et samarbejde med tyske TenneT TSO GmbH om en opgradering af den nuværende forbindelse mellem Vestdanmark og Tyskland. Dette skal øge overføringskapaciteten i begge retninger til 2.500 MW, og samtidig øge rådigheden på forbindelsen væsentligt. Udvidelsen forventes at have første hele driftsår i 2021. I efteråret 2017 godkendte regeringen etablering af en 1.400 MW jævnstrømsforbindelse til England (Viking Link) sammen med den såkaldte Vestkystforbindelse, som er en vekselstrømsforbindelse fra Endrup (øst for Esbjerg) til grænsen. Denne forbindelse vil øge den maksimale handelskapacitet over den dansk-tyske grænse fra 2.500 MW til 3.500 MW. Begge forbindelser forventes at have første hele driftsår i 2024.

Samtidig offentliggjorde DG Comp. i december 2018 TenneTs endelige tilsagn om kapacitet på den dansk-tyske grænse. Dette tilsagn sikrer, at minimumskapaciteten på grænsen vil følge den planlagte udbygning af den dansk-tyske grænse og stige op til 2625 MW ved udgangen af 2025. Tennets tilsagn trådte i kraft i starten af 2019 og er gældende i 9 år. (TenneT, 2018).

Det vstdanske elsystem er forbundet til Sverige og Norge med jævnstrømsforbindelser. Forbindelsen til Sverige, Konti-Skan, består af to jævnstrømsforbindelser med en samlet eksportkapacitet på 740 MW, som falder til 715 MW i 2021 og importkapacitet på 680 MW som stiger til 715 MW i 2020<sup>9</sup>. Ud over dækning af nettab skyldes forskellen et hensyn til historiske dimensioneringskriterier i forhold til forsyningssikkerhed ved udfald af forbindelsen (Energinet, 2014b).

---

<sup>9</sup> Opdateret siden høringsudgaven på baggrund af markedsinfo fra NordPool d. 17-09-19.

Forbindelsen til Norge, Skagerrak, består af fire jævnstrømsforbindelser. Forbindelsen blev senest udvidet i 2014, og den samlede kapacitet er i dag 1.632 MW i begge retninger.

Energinet er sammen med hollandske TenneT i gang med at etablere en udlandsforbindelse mellem Danmark og Holland, det såkaldte COBRACable, som blev godkendt af den danske regering i 2014. Kablet vil bestå af en jævnstrømsforbindelse med en overføringskapacitet på 700 MW. Det forventes, at denne forbindelse tages i drift i løbet af 2019. Første hele driftsår vil således være 2020.

### **7.3.2 Udlandsforbindelser i Østdanmark**

Det østdanske elsystem er forbundet med en vekselstrømsforbindelse til Sverige og dermed til det øvrige nordiske system, der drives som et synkront område med samme frekvens. Øresundsforbindelsen til Sverige består af seks vekselstrømsforbindelser med en samlet eksportkapacitet på 1.700 MW og en importkapacitet på 1.300 MW. Importkapaciteten er begrænset på grund af flaskehalse i det svenske net. Øresundsforbindelsen er under renovering forventeligt indtil midten af 2020, da levetiden på kablerne er opbrugt. Det forventes ikke, at denne renovering vil få betydning for den langsigtede overføringskapacitet.

Det østdanske elsystem er desuden forbundet til Tyskland med en jævnstrømsforbindelse, Kontek, som har en eksportkapacitet på 585 MW og en importkapacitet på 600 MW. Forskellen i kapaciteten skyldes dækning af nettabet (Energinet, 2014).

I 2019 vil Østdanmark og Tyskland forbindes gennem en jævnstrømsforbindelse via Kriegers Flak i Østersøen. Forbindelsen vil have første hele driftsår i 2020 og har en overføringskapacitet på 400 MW i begge retninger. Forbindelsens eksport- og importkapacitet vil være begrænset af den til enhver tid værende elproduktion fra havmølleparken Kriegers Flak.

Desuden er Bornholm forbundet til Sydsverige med en vekselstrømsforbindelse, som har en kapacitet på 60 MW i begge retninger. Denne forbindelse inkluderes normalt ikke i Energinets modelberegninger af Østdanmarks elsystem, og forbindelsen er ikke en del af analyseforudsætningerne.

### **7.3.3 Storebæltsforbindelsen**

Vest- og Østdanmark er forbundet med en jævnstrømsforbindelse, Storebæltsforbindelsen. Forbindelsen er selvsagt ikke en egentlig udlandsforbindelse, da den forbinder de to danske prisområder DK1 og DK2. Dog drives den på samme måde og indgår også i markedet på de samme vilkår som udlandsforbindelserne. Storebæltsforbindelsen blev sat i drift august 2010. Kapaciteten fra Vest- til Østdanmark er 590 MW, og i modsat retning er kapaciteten 600 MW. Forskellen i kapacitet skyldes dækning af nettab (Energinet, 2014a).

## 8 Gasdata

Danmark har et stort, vidt forgrenet og relativt nyt gasnet, som oprindeligt er oprettet for at kunne transportere naturgas fra Nordsøen ud til forbrugerne i Danmark. Naturgas har i mange år spillet en vigtig rolle i Danmarks energiforsyning, både i forhold til at mindske afhængighed af olie og som led i udbredelsen af effektive decentrale kraftvarmeværker. Der er imidlertid betydelig usikkerhed om, hvilken rolle gas og den danske gasinfrastruktur vil komme til at spille i fremtiden, set i lyset af den grønne omstilling og det langsigtede mål om nettonul-udledninger. Gasforbrug og -produktion står således over for en omvæltning i takt med omstillingen til vedvarende energikilder. Forbrug og produktion af fossil gas vil aftage, men samtidig forventes produktionen af grønne gasser, herunder biogas, at stige.

Med energiaftalen fra 2018 er der afsat midler til at udarbejde en gasstrategi, som skal have fokus på, hvilken rolle gas skal spille i den grønne omstilling. I dette arbejde forventes der bl.a. at blive set nærmere på efterspørgslen efter gas til at dække behovet for energitjenester i det fremtidige energisystem på baggrund af tekniske og økonomiske muligheder for at konvertere naturgasforbrug til CO<sub>2</sub>-neutrale brændsler. I arbejdet med gasstrategien vil der også blive set på rammevilkårene for udbygning med biogas og andre grønne gasser og scenarier for en langsigtet udfasning af naturgas. Det forventes endvidere, at gasstrategien vil belyse muligheder for at bruge den eksisterende gasinfrastruktur som led i integration af de forskellige energisystemer, herunder se på potentialet i Power-to-X-teknologier, hvor havvindmøllestrøm eller anden VE-el benyttes til at producere f.eks. brint.

Ambitionsniveauet i AF19 for vurderinger af gasforbrug og -produktion samt gasstrømme i det danske transmissionsnet skal ses i lyset af det kommende arbejde med gasstrategien, som forventes at kunne levere væsentlige input til de kommende udgivelser af analyseforudsætningerne. Konkret har tilbageholdenheden med at kaste sig over dybere analyser i regi af dette års analyseforudsætninger bl.a. betydet, at der ikke er medtaget andre grønne gasser end biogas, samt at der ikke til årets udgivelse er blevet foretaget en revurdering af gas til transport. Her genbruges således tallene fra AF18.

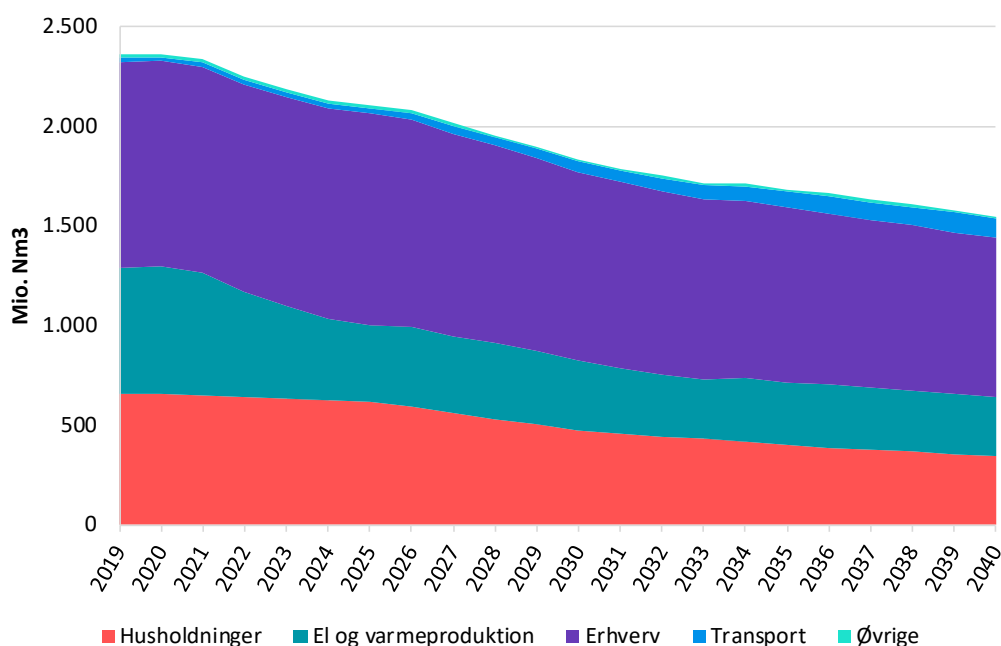
### 8.1 Forbrug i Danmark

#### 8.1.1 Det samlede forbrug i Danmark

Over perioden 2019-2040 vurderes det danske ledningsbundne gasforbrug (som omfatter både naturgas og den biogas, der opgraderes til naturgaskvalitet og indgår i gasnettet) reduceret med 34 pct. – fra et samlet forbrug på godt 2.350 mio. Nm<sup>3</sup> (103 PJ) i 2019 til et forbrug på knap 1.550 mio. Nm<sup>3</sup> (67 PJ) i 2040, jf. Figur 31.

I dag anvendes gas hovedsageligt til industri, kraftvarme og individuel opvarmning. Der anvendes også en smule gas til transportformål. Desuden bruges en mindre del på andre formål, primært forbrug på raffinaderier, der i figuren er kategoriseret som "øvrige".

Som det fremgår af figuren udgør gasforbrug i erhverv i 2019 tæt på halvdelen af det samlede forbrug, mens husholdninger og el- og varmeproduktion tilsammen udgør lidt mere end halvdelen. I 2040 er andelen brugt til el- og varmeproduktion reduceret væsentligt, mens andelen (men ikke det faktiske forbrug) af gas brugt i erhverv er steget.



Figur 31: Forventet udvikling i gasforbruget i Danmark fordelt på anvendelser

Gas til el og fjernvarme fremskrives i Energistyrelsens RAMSES-model, mens gasforbruget i erhverv og husholdninger fremskrives i Energistyrelsens IntERACT-model. Gas til transport vurderes i en separat model, men til AF19 er tallene identiske med tallene fra AF18, da der ikke i år er lavet reviderede bud på forventningerne.

Gas til el- og fjernvarmeproduktion reduceres markant over perioden fra 630 mio. Nm<sup>3</sup> i 2019 til 298 mio. Nm<sup>3</sup> i 2040. Faldet skyldes forventet lukning af naturgasfyrede, decentrale kraftvarmeverker, hvilket bundes i udsigten til lave indtægtsmuligheder på elmarkedet, grundbeløbets bortfald og konkurrencen fra billigere varmeproduktionsanlæg. Således forventes der at ske en betydelig udbygning med varmepumper og sekundært solvarme, hvilket erstatter en stor del af den naturgasbaserede fjernvarme, som beskrevet tidligere i rapporten.

Også gasforbruget til opvarmning i husholdninger forventes at falde betragteligt bl.a. som følge af energibesparelser og udskiftning af gasfyr, der primært erstattes med elvarmepumper, men også i begrænset omfang med omlægning til fjernvarme. Forbruget falder således fra 660 mio. Nm<sup>3</sup> i 2019 til 343 mio. Nm<sup>3</sup> i 2040, hvilket svarer til en reduktion på næsten 50 pct.

Gas til erhverv viser en svagt stigende tendens frem til 2025, hvorefter forbruget reduceres gradvis frem til 2040 i takt med, at der forventes indført yderligere tiltag til fremme af fossilfrihed, og de tekniske muligheder for at konvertere erhvervets gasforbrug til andre CO<sub>2</sub>-neutrale brændsler høstes. Erhvervene bruger gas til rumopvarmning samt til højtemperatur procesvarme og mellemtemperatur procesvarme. Rumvarmen kan umiddelbart leveres af f.eks. en elbaseret løsning, mens konvertering af høj- og mellemtemperatur procesvarme i højere grad beror på de konkrete tekniske muligheder i en given branche. For nogle industrier er det dog meget vanskeligt at konvertere væk fra gas. Samlet set vurderes erhvervenes gasforbrug at falde fra 1.034 mio. Nm<sup>3</sup> i 2019 til knap 800 mio. Nm<sup>3</sup> i 2040, svarende til en reduktion på 23 pct. over perioden.

Brugen af gas til transportformål stiger kraftigt over perioden, men selv om der er tale om en meget høj procentvis stigning, forbliver forbruget dog relativt begrænset pga. det lave udgangspunkt. Kuntung vejtransport (lastbiler og busser) og søtransport forventes at have et reelt potentiale for at bruge gas.

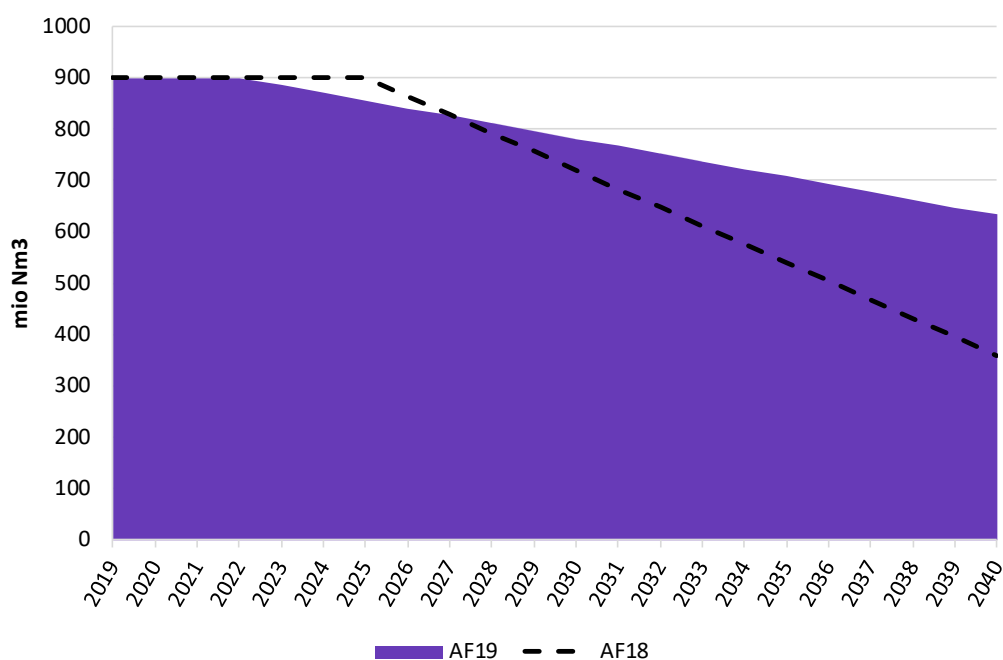
Som tidligere nævnt reduceres det samlede gasforbrug i AF19 med 34 pct. over perioden 2019-2040. Stort set samme udvikling blev set i AF18.

## 8.2 Afsætning af gas til Sverige

Da Sverige er afhængig af gasleverancer fra Danmark, og kun i meget begrænset omfang har egne kilder til gasforsyning, er en prognose for gasforbruget i Sverige samtidig stort set en prognose for transport af gas til Sverige via den danske gasinfrastruktur, og dermed relevant for Energinet. I AF19's bud på den fremtidige afsætning af gas til Sverige er der taget afsæt i en dialog med svenske Swedegas om udsigterne på det korte sigt. Denne vurdering er suppleret med en udvikling svarende til gasforbruget i det såkaldte EU-referencescenarie, som er et af flere scenarier for det svenske energisystem, som de svenske energimyndigheder udgav februar 2019 (Statens energimyndighed, 2019). Da den svenske prognose er opgjort i "runde" tal, er der til AF19 ikke efterfølgende foretages korrektioner for at afspejle den svenske egenproduktion, der som sagt er begrænset.

EU-referencescenariet er den udvikling, der indrapporteres fra svensk side til EU-kommissionen som det centrale bud på et grundlag for beregning af drivhusgasemissioner. Hverken dette scenarie eller nogen af de øvrige er imidlertid målopfyldelsesscenarier, der undersøger hvordan de langsigtede klimamål nås, og endvidere gør Energimyndigheden opmærksom på, at scenarierne skal opfattes som mulige udviklingsveje, og netop ikke som prognoser. Det valgte bud på udviklingen til AF19 skal ses i det lys. Det bemærkes, at nogle af de øvrige scenarier fra den svenske analyse viser stigende gasforbrug over tid, så den valgte udvikling kan ikke siges at være noget centralt bud. I modsat retning trækker dog, at scenariet er udtryk for en frozen policy fremskrivning, og at hensynet til den grønne omstilling derfor kan tilsige et lavere forbrug af fossile brændsler, herunder også naturgas.

I Figur 32 sammenlignes AF19-profilen med udviklingen fra AF18. Til AF19 benyttet 900 mio. Nm<sup>3</sup> som udgangspunkt, og dette tal holdes fast i de første år, men falder derefter lineært frem mod EU-referencescenariets forbrug i 2040. Med denne tilgang bliver leverancen til Sverige mod slutningen af perioden væsentligt højere end i AF18. Der er betydelig usikkerhed om disse tal, og det planlægges fremadrettet at indgå i nærmere dialog med svenskerne med henblik på at konsolidere fremskrivningen af gasafsætning til Sverige.



Figur 32: Muligt forløb for den fremtidige afsætning af gas til Sverige sammenlignet med fremskrivningen i AF18

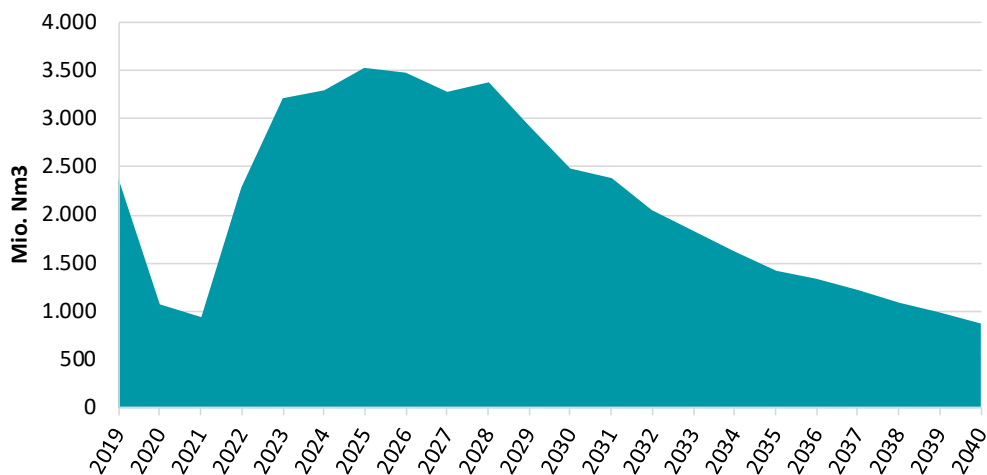
## 8.3 Gasproduktion

### 8.3.1 Nordsøprognosen

Energistyrelsen udarbejder årligt en opgørelse af de danske olie- og gasressourcer i Nordsøen og på grundlag af denne reserveopgørelse udarbejdes prognoser for produktion af naturgas (og olie) i de kommende år. AF19 er baseret på Energistyrelsens seneste prognose for olie- og gasproduktionen i Nordsøen (Energistyrelsen, 2019i).

Til AF er det mængden af gas, der faktisk leveres fra Nordsøen, den såkaldte salgsgas, der er interessant, da der er fokus på, hvor meget gas der flyder i det danske transmissionssystem. Den del af gassen, der går til brændselsforbrug forbundet med Nordsøproduktionen og til flaring hhv. injektion af gas tilbage i undergrunden er der således ikke fokus på i AF-sammenhæng. Den forventede udvikling i produktionen af salgsgas fremgår af Figur 33. Prognosen for salgsgas angiver de mængder, som Energistyrelsen forventer, at det er teknisk muligt at producere. Den faktiske produktion afhænger imidlertid af salget på grundlag af de nuværende og fremtidige gassalgskontrakter. I forhold til sidste års prognose er der foretaget en nedskrivning af salgsgassen i en årrække efter 2022. Dette skyldes, at der er taget hensyn til den faktiske planlagte udbygningskapacitet på Tyra-komplekset.

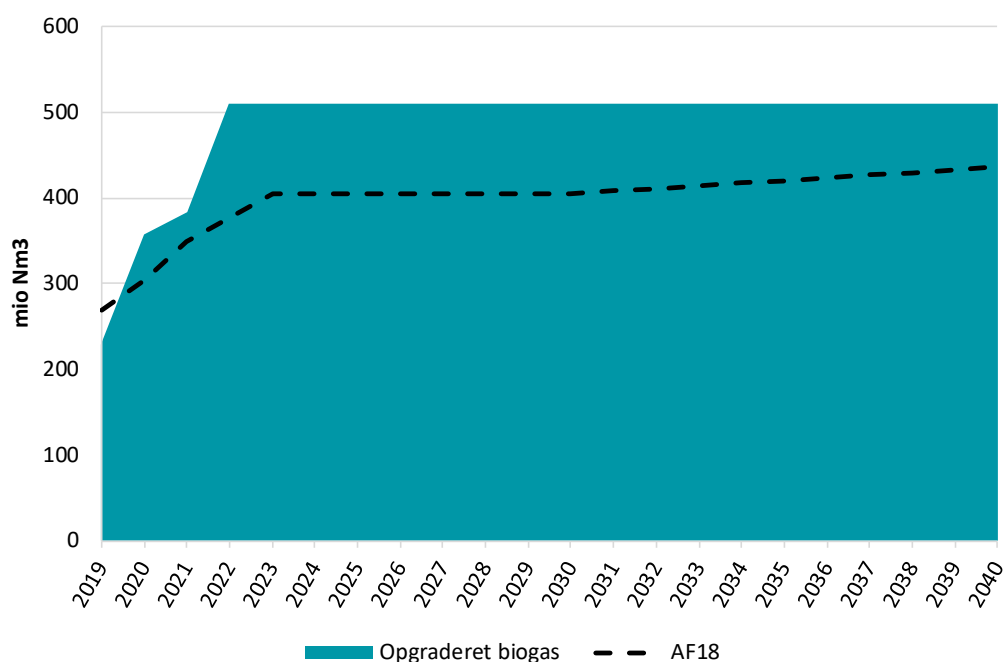
Den producerede salgsgas fra Nordsøen leveres både til det danske transmissionssystem og direkte til Holland fra Tyra som beskrevet i afsnit 8.5. I AF19 indregnes ikke gas fra det norske Trymfelt, da det ikke vides, om dette felt igen indføres i 2022.



Figur 33: Prognose for produktion af salgsgas fra den danske del af Nordsøen

### 8.3.2 Biogasprognosen

Det er meget usikkert, hvordan produktionen af bionaturgas udvikler sig på lang sigt. Det vil afhænge stærkt af støttereforme og udvikling i fremstillingsomkostningerne for biogas. Med Energistyrelsens seneste prognose for den fremtidige biogasproduktion (Energistyrelsen, 2019h) forventes produktionen af biogas opgraderet til nettet at stige fra 230 mio. Nm<sup>3</sup> i 2019 til 510 mio. Nm<sup>3</sup> i 2040 (udtrykt i øvre brændværdi), jf. Figur 34. Mængden af biogas i nettet er opjusteret noget i fht. AF18 som konsekvens af en revurdering af biogasstøtteordningerne som led i udmøntningen af energiaftalen fra 2018. Disse skøn er dog forbundet med usikkerhed, da de besluttede ændringer af støttevilkårene ikke er endeligt fastlagt endnu. Samtidig med den stigende mængde biogas forventes det samlede gasforbrug at falde, og andelen af opgraderet biogas i nettet forventes dermed at stige til knap 34 pct. af det danske forbrug i 2040. Til sammenligning var 2040-andelen af biogas i nettet 29 pct. i AF18.



Figur 34: Forventet udvikling i opgraderet biogas

## 8.4 Baltic Pipe

Baltic Pipe forventes at blive idriftsat i 2022 og være i fuld drift fra 2023. Baltic Pipe transporterer norsk produceret gas via en transmissionsledning over Danmark og Østersøen til Polen. Kapaciteten i den norske forbindelse antages ikke umiddelbart udnyttet til forsyning af gas til at dække dansk eller svensk forbrug. Den samlede kapacitet af Baltic Pipe er 10 mia. Nm<sup>3</sup>/år. 80 pct. af kapaciteten er på forhånd solgt for en 15 årig periode, mens de resterende 20 pct. af kapaciteten vil blive udbudt på markedet ligesom kapaciteten i den norske forbindelse. På baggrund af en sandsynlighedsvægtet vurdering anslås gasflowet at udgøre ca. 7,5 mia. Nm<sup>3</sup>/år, når anlægget er i fuld drift i 2023. Da kapaciteten i den norske forbindelse og Baltic Pipe umiddelbart udelukkende antages anvendt til forsyning af gasforbrug i Polen medregnes det forventede flow i Baltic Pipe ikke i vurderingen af gasstrømmene i det øvrige danske gasnet.

## 8.5 Gasstrømme

Den naturgas, der produceres i Nordsøen, kan flyde til enten Danmark (via Nybro) eller Holland. Der er betydelig usikkerhed om, hvordan dette billede vil se ud efter genopbygningen af Tyra-komplekset. Forholdet mellem, hvor meget der flyder til Danmark hhv. Holland, vil bl.a. afhænge af markedsforhold, prisen for transit af gas samt ejerskab til Nordsøledningerne (danske og hollandske). Mange faktorer, som Energistyrelsen ikke har indflydelse på og kendskab til, kan spille ind på, hvordan disse forhold vil udvikle sig fremadrettet.

Til AF19 er der udarbejdet et muligt bud på de fremtidige gasstrømme til Holland og til/fra Tyskland, så den fysiske balance i nettet sikres. Danmark har en interesse i, at størst mulige mængder leveres til det danske gassystem bl.a. af hensyn til forsyningsikkerhed, transporttariffer i det danske transmissionssystem og størst mulig konkurrence i forhold til det tyske og hollandske marked, men der er ingen garanti for at dette rent faktisk bliver tilfældet, da det alene beror på aktørernes

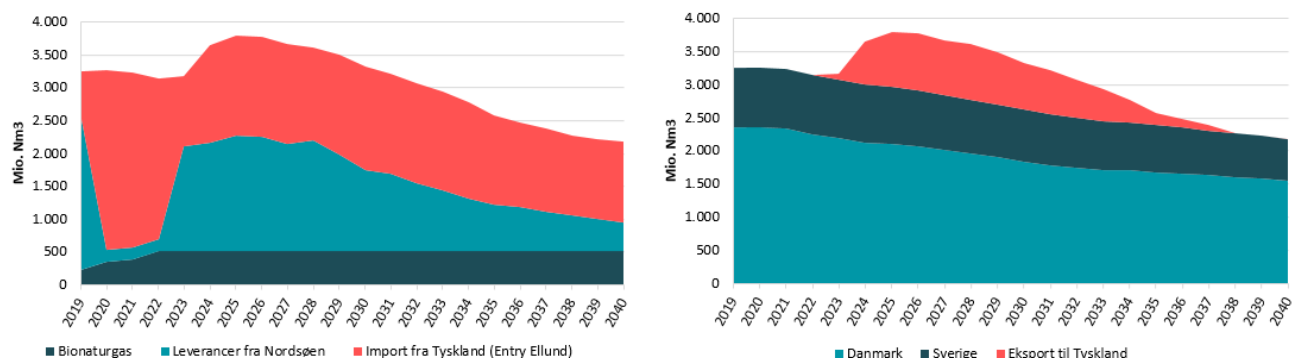


beslutninger. På grund af den store usikkerhed og manglende viden om aktørernes dispositioner er det til AF19 antaget, at Nordsøproduktionen fordeles med 50 pct. til Holland og 50 pct. til Danmark.

Med den forudsatte fordeling af de fremtidige gasstrømme kan forsyningsbilledet illustreres som i Figur 35.

Hvis leverancen af gas (naturgas fra Nordsøen og biogas) til det danske transmissionssystem overstiger forbruget i Danmark og Sverige, vil der i gennemsnit være nettoeksport til Tyskland, og omvendt vil der være nettoimport til Danmark fra Tyskland, hvis forbruget overstiger den gasmængde, der indgår i det danske gasnet fra Nordsøen og den opgraderede biogas.

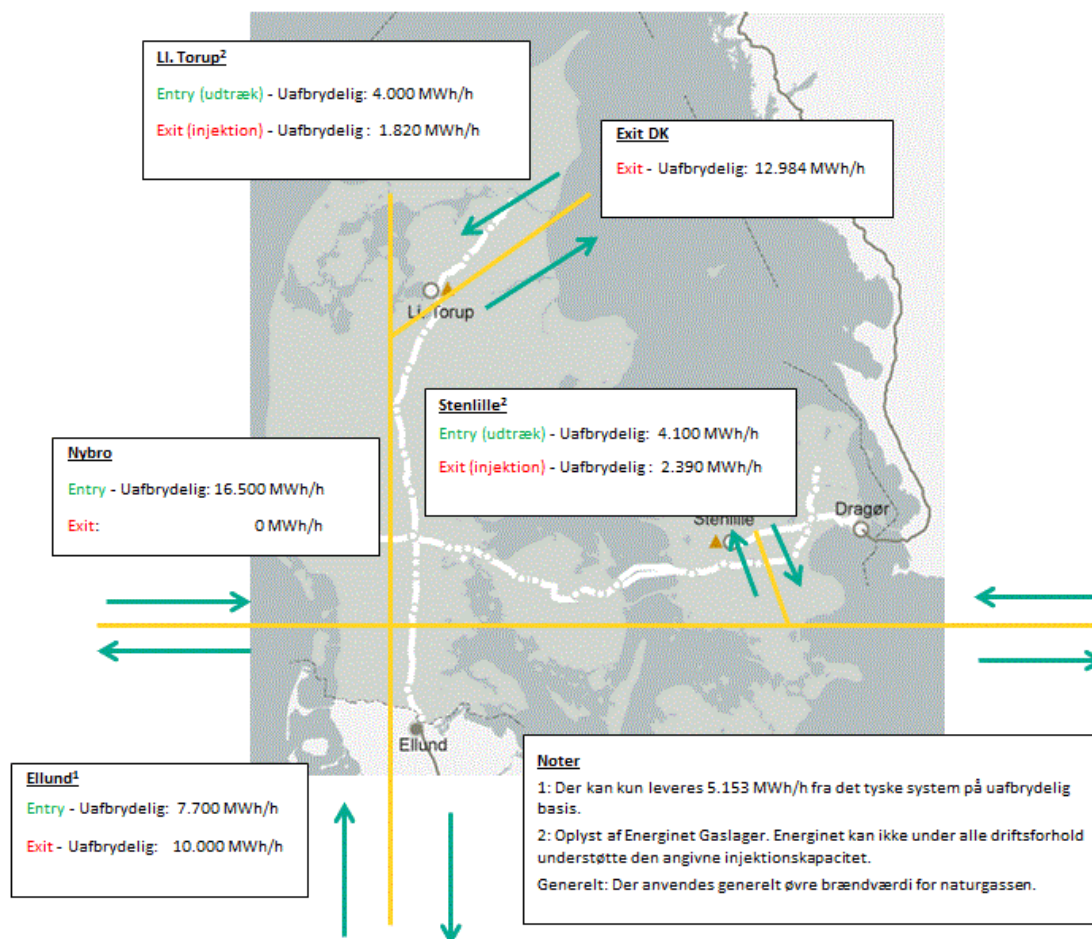
Hvor Danmark historisk har været nettoeksportør af naturgas til Tyskland, varsler årene under Tyra-kompleksets genopbygning en periode med betydelig nettoimport fra Tyskland. I perioden efter Tyra-kompleksets genopbygning vil nettotransporten til/fra Tyskland være meget afhængig af den faktiske fordeling af Nordsø-mængderne til Danmark og Holland.



Figur 35: Gasstrømme i det danske transmissionssystem

## 8.6 Gasforbindelser og kapaciteter

Eksisterende gasforbindelser og kapaciteter i det danske gastransmissionsnet er vist i Figur 36. De kapaciteter, der angives på kortet, gælder for 2019. Energinet har parallelt med arbejdet med analyseforudsætningerne igangsat en såkaldt incremental capacity process<sup>10</sup>. Processen skal vise markedets behovet i det danske gassystem i perioden efter 2022. Her har aktørerne mulighed for at give et i første omgang ikke bindende tilsagn om markedets behovet på længere sigt, som vil sætte Energinet og de tilstødende systemer i stand til at vurdere behovet for infrastruktur.



Kilde: Energinet

Figur 36: Gasforbindelser og kapaciteter, 2019

<sup>10</sup> <https://en.energinet.dk/Gas/Shippers/Incremental-capacity>

## Referenceliste

- COWI A/S for Energistyrelsen (2018). Temaanalyse om store datacentre. Kan hentes fra [https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/temaanalyse\\_om\\_store\\_datacentre.pdf](https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/temaanalyse_om_store_datacentre.pdf)
- Energinet (2014a). Nettab på udlandsforbindelser.
- Energinet (2014b). Metode til at håndtere interne flaskehalse i Tyskland ved hjælp af Energinet.dk's markedsmodeller. Kan hentes fra: <https://energinet.dk/Analyse-og-Forskning/Analyseforudsætninger/Analyseforudsætninger-2016>
- Energinet (2016a). Nedtagning af gamle landmøller. Kan hentes fra: <https://energinet.dk/Analyse-og-Forskning/Analyser/RS-Analyse-Juni-2016-Nedtagning-af-gammel-landvind> Energinet.
- (2016). Hvad påvirker elpriserne i Danmark? Kan hentes fra: <https://energinet.dk/Analyse-og-Forskning/Analyser/RS-Analyse-September-2016-Hvad-paavirker-elpriserne>
- Energinet (2016b). Hvad påvirker elpriserne i Danmark? Kan hentes fra: <https://energinet.dk/Analyse-og-Forskning/Analyser/RS-Analyse-September-2016-Hvad-paavirker-elpriserne>
- Energinet (2017). Analyseforudsætninger 2017. Kan hentes fra: <https://energinet.dk/Analyse-og-Forskning/Analyseforudsætninger>
- Energistyrelsen (2018a). Analyseforudsætninger til Energinet 2018. Kan hentes fra <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/analyseforudsætninger-til-energinet>
- Energistyrelsen (2018b). Energistyrelsens svar på kommentarer modtaget i forbindelse med høring af Analyseforudsætninger til Energinet 2018 (AF18). Kan hentes fra <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/analyseforudsætninger-til-energinet>
- Energistyrelsen (2018c). Vejledning i samfundsøkonomiske analyser på energiområdet. Kan hentes fra: <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/samfundsoekonomiske-analysemetoder>
- Energistyrelsen (2018d). Notat om landvind-potentialemodellen. Kan hentes fra: <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/analyseforudsætninger-til-energinet>
- Energistyrelsen (2018e). Finscreening af havarealer til etablering af nye havmølleparker. Kan hentes fra: [https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Vindenergi/114354-1-5\\_-\\_finscreening\\_hovedrapport\\_final.pdf](https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Vindenergi/114354-1-5_-_finscreening_hovedrapport_final.pdf)
- Energistyrelsen (2019a). Forudsætningsnotat: Brændselspriser og CO<sub>2</sub>-kvotepriser. Kan hentes fra: <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/baggrundsbilag-til-fremskrivninger>
- Energistyrelsen (2019b). Model og metode til fremskrivning af energiforbruget i transportsektoren. Kan hentes fra: <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/baggrundsbilag-til-fremskrivninger>
- Energistyrelsen (2019c). Analyseforudsætningerne til Energinet - Dataark. Kan hentes fra <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/analyseforudsætninger-til-energinet>
- Energistyrelsen (2019d). Forudsætninger for landvind i Basisfremskrivningen 2019. Kan hentes fra: <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/baggrundsbilag-til-fremskrivninger>

Energistyrelsen (2019e) Teknologikataloger. Kan hentes fra: <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/teknologikataloger>

Energistyrelsen (2019f). Thor off-shore windfarm. Materiale kan hentes fra: <https://ens.dk/en/our-responsibilities/wind-power/ongoing-offshore-wind-tenders/thor-offshore-wind-farm>

Energistyrelsen (2019g) Baggrundsnotat om solcellefremskrivningen. Kan hentes fra: <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/baggrundsbilag-til-fremskrivninger>

Energistyrelsen (2019h). Fremskrivning af biogasproduktion og forgasningsgas. Kan hentes fra: <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/baggrundsbilag-til-fremskrivninger>

Energistyrelsen (2019i). Ressourceopgørelse og prognoser. Kan hentes fra: [https://ens.dk/sites/ens.dk/files/OlieGas/ressourcer\\_og\\_prognoser\\_20190819\\_d.pdf](https://ens.dk/sites/ens.dk/files/OlieGas/ressourcer_og_prognoser_20190819_d.pdf)

ENTSO-E (2018a). Mid-term adequacy forecast 2018 Edition. Hentet 7. juni 2019, fra <https://www.entsoe.eu/outlooks/midterm/>

ENTSO-E (2018b). TYNDP 2018 Scenario Report. Hentet 7. juni 2019, fra <https://tyndp.entsoe.eu/>

Finansministeriet (2018) Forslag til Finanslov (FFL) 2018 og ADAM datafil LOFT21

Finansministeriet (2017) Vejledning i samfundsøkonomiske konsekvensberegninger. Kan hentes fra <https://www.fm.dk/publikationer/2017/vejledning-i-samfundsoekonomiske-konsekvensvurderinger>

IEA. (2018). World Energy Outlook 2018. Kan hentes fra: <https://www.iea.org/weo2018/>

K2 Management for Energistyrelsen (2019). Analysis of the Potential for Corporate Power Purchasing Agreements for Renewable Energy Production in Denmark.

Regeringen (2018). Energifaftalen af 29. juni 2018. Kan hentes fra: <https://efkm.dk/ministeriet/aftaler-og-politiske-udspil/energifaftalen/>

Regeringen (2019). Danmarks Konvergensprogram 2019. Kan hentes fra <https://www.fm.dk/nyheder/pressemeddelelser/2019/04/danmarks-konvergensprogram-2019-dansk-oekonomi-i-stor-erk-form>

Siemens (2016) Elektrificering af Danmarks færgefart, et mulighedsstudie. Oktober 2016. Kan hentes fra: [https://w3.siemens.dk/home/dk/dk/core\\_topics/intelligent-infrastructure/pages/elektrificering-af-danmarks-faergefart.aspx](https://w3.siemens.dk/home/dk/dk/core_topics/intelligent-infrastructure/pages/elektrificering-af-danmarks-faergefart.aspx)

Statens energimyndighed (2019). Scenarier över Sveriges energisystem 2018

Trafik- Bygge- og Boligstyrelsen (2018). Fremskrivning af energiforbrug til transport - 2019

TenneT (2012). Determination of Transfer Capacity at trade relevant Cross-Border Interconnections of TenneT TSO GmbH

TenneT (2018). Proposal of Commitments under Article 9 of Council Regulation (EC) No. 1/2003. Case COMP/AT.40461 - DE/DK Interconnector. Kan hentes fra [http://ec.europa.eu/competition/antitrust/cases/dec\\_docs/40461/40461\\_462\\_3.pdf](http://ec.europa.eu/competition/antitrust/cases/dec_docs/40461/40461_462_3.pdf)