



Tonne Kjærvej 65
7000 Fredericia
Tel. +45 70 10 22 44
Fax +45 76 24 51 80

info@energinet.dk
www.energinet.dk
cvr-nr. 28 98 06 71

Energinet.dk's analyseforudsætninger 2016

Juni 2016

1. juni 2016
KNY-D'Accord/DGR

notat

Indhold

1.	Indledning	3
1.1	Primære ændringer fra sidste års analyseforudsætninger.....	3
2.	Økonomiske nøgletal.....	5
3.	Brændselspriser	7
3.1	Fremskrivning af priser på fossile brændsler	7
3.2	Fremskrivning af priser på fast biomasse	7
4.	CO ₂ -kvotepriser.....	9
5.	Elpriser	10
6.	Elforbrug	12
6.1	Det klassiske elforbrug	13
6.2	Varmepumper	14
6.3	Elpatroner på kraftvarmeværker.....	17
6.4	Elbiler	18
6.5	Femernforbindelsen og elektrificering af fjernbanen	18
6.6	Store datacentre	19
6.7	Det maksimale timeforbrug.....	20
7.	Fjernvarmeforbrug.....	23
8.	Produktionsanlæg	24
8.1	Kraftværker	24
8.2	Vindmøller	28
8.3	Solceller	32
9.	Elforbindelser til udlandet	34
9.1	Udlandsforbindelser i Østdanmark	35
9.2	Udlandsforbindelser i Vestdanmark	35
10.	Centrale gasdata	37
10.1	Forbrug og eksport via gasinfrastrukturen	37
10.2	Produktion og import via gasinfrastrukturen.....	38
10.3	Gasforbindelser og kapaciteter	40
11.	Oversigt over baggrundsnotater	41
12.	Bilag 1: Brændselspriser.....	42
13.	Bilag 2: Biomassepriser	43
14.	Bilag 3: CO ₂ -kvotepriser.....	44
15.	Bilag 4: Elpriser.....	45
16.	Bilag 5: Opdeling af elforbruget i Østdanmark	46
17.	Bilag 6: Opdeling af elforbruget i Vestdanmark.....	47

1. Indledning

Til brug i Energinet.dk's modelværktøjer, analyser, prognoser, budgetter, internationale samarbejde m.m. er det vigtigt med et centralt sæt af forudsætninger. Dette notat beskriver de antagelser, som vil blive benyttet som forudsætninger til analyser i Energinet.dk; antagelser som priser, forbrug, produktionskapacitet og transmissionskapacitet, gasforbrug og gasproduktion er alle centrale emner i forudsætningerne.

Energinet.dk's analyseforudsætninger udarbejdes kun med henblik på internt brug, men offentliggøres for at give interessenter indblik i Energinet.dk's antagelser om det fremtidige energisystem. Energinet.dk tager derfor ikke ansvar for, hvorledes forudsætningerne anvendes uden for Energinet.dk. Analyseforudsætningerne opdateres én gang årligt med udgivelse i maj.

Analyseforudsætningerne dækker et udviklingsforløb i perioden 2016 til 2040, og udgør det bedste bud, Energinet.dk har på nuværende tidspunkt. For at lave dette bedste bud bygger fremskrivningerne – hvor det er muligt – på en sammenvægtning af to tilgange:

- En tilgang, hvor de nuværende afgifter, tilskudsordninger eller lignende ikke ændrer sig. Denne tilgang tillægges stor vægt i starten af fremskrivningsperioden. Der kan være undtagelser – fx er tilskudsordningen for decentrale kraftvarmeværker et eksempel, hvor det forventes, at tilskudsordningen ændrer sig.
- En samfundsøkonomisk tilgang, som tillægges stor vægt i slutningen af fremskrivningsperioden.

Nogle forudsætninger behandles ikke i dette notat (såsom varmepriser, emissioner og afgiftssatser). Der henvises derfor til Energistyrelsens generelle forudsætninger¹.

Analyseforudsætningerne beror på både interne og eksterne analyser, men der er også skønsmæssige vurderinger af den fremtidige udvikling. I de følgende afsnit redegøres der for disse forudsætninger.

1.1 Primære ændringer fra sidste års analyseforudsætninger

Dette års analyseforudsætninger er blevet opdateret på centrale områder, hvor der foreligger nærmere analyser, der har resulteret i ændrede prognoser for forbrug eller produktion, eller hvor der er foretaget metodeændring. Der er tale om en større opdatering med væsentlige forskelle i forhold til sidste års analyseforudsætninger:

- **Lavere brændsels- og CO₂-kvotepriser på baggrund af de seneste internationale prisprognoser og en metodeopdatering.** Priserne er blevet opdateret på baggrund af de seneste tal fra IEA's World Energy Outlook 2015 og future-priser. Desuden er metoden til udarbejdelsen af konvergenspriser mellem future-priser og IEA's priser justeret til at tillægge større vægt på markedets forventninger.

¹ Energistyrelsen (2016). [Samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger](#).

- **Højere elforbrug med nye forventninger om blandt andet elforbrug til store datacentre.** En lavere forventning til udviklingen i det klassiske elforbrug kombineret med forventningerne om nye elforbrug til blandt andet store datacentre betyder samlet et ca. 2,5 TWh højere bruttoelforbrug i 2035 sammenlignet med sidste års analyseforudsætninger.
- **Opdateret fremskrivning af udviklingen i vindkraft betyder en større landvindskapacitet end tidligere antaget.** En ny analyse udarbejdet af Energinet.dk peger på, at gamle landmøller formentlig får lov at stå længere. Kombineret med den generelle forventning om potentiale og økonomi i ny landvind betyder det samlet knap 1,6 GW mere landvind i 2035 end i sidste års analyseforudsætninger.
- **En opdateret fremskrivning af udviklingen i solceller betyder en væsentligt højere solcellekapacitet.** Fremskrivningen er opdateret på baggrund af en ny analyse udarbejdet af Energinet.dk, som belyser den potentielle forøgelse af solcellekapaciteten på baggrund af teknologiudviklingen, og betyder ca. 2,5 GW mere solcellekapacitet i 2035 end i sidste års analyseforudsætninger. Desuden separeres kapaciteten nu i husstands anlæg og erhvervs anlæg henholdsvis med og uden batteri, samt mark anlæg.
- **Ny gasprognose** med reducerede kommercielle mængder i Entry og Exit Ellund samt en opdateret gasforbrugsfremskrivning.

Energinet.dk offentliggør i tillæg til dette notat det tilhørende regneark med opdaterede tabeller og figurer, som er tilgængelig på [Energinet.dk's hjemmeside](https://energinet.dk/da/om-energinet/nyheder/2023/2023-08-16-energinet-dk-offentliggør-til-ligegyldige-tilgængelige-data).

2. Økonomiske nøgletal

Den langsigtede økonomiske fremskrivning for den danske økonomi opdateres årligt af Finansministeriet i Danmarks konvergensprogram, og den danner baggrunden for de makroøkonomiske nøgletal, der anvendes i Energinet.dk's fremskrivninger.

Dette års analyseforudsætninger er udarbejdet på baggrund af den økonomiske fremskrivning i Konvergensprogram 2015². Forventningerne i konvergensprogrammet til den gennemsnitlige realvækst for BNP og inflation, samt renteniveau i slutåret for den 10-årige danske statsobligation, fremgår af Tabel 1.

	2016	2017-2020	2021-2030	2031-2040
Gennemsnitlig realvækst (pct.)				
BNP	2,0	2,1	1,3	1,0
Generel inflation (BVT-deflator)	1,5	2,0	1,9	2,0
Effektiv rente på 10-årig statsobligation, ultimo (pct.)	0,6	3,9	4,5	4,5

Tabel 1 Forventet gennemsnitlig realvækst i BNP og inflation (pct.), samt renteniveau i slutåret (pct.) for perioden 2016-2040. Kilde: Konvergensprogram 2015, Finansministeriet.

Det skal bemærkes, at Finansministeriet den 26. april 2016 offentliggjorde Danmarks Konvergensprogram 2016. På grund af timingen i forhold til offentliggørelsen af analyseforudsætningerne har det ikke været muligt at indarbejde den opdaterede økonomiske fremskrivning i dette års forudsætninger. Konvergensprogram 2016 viser, til sammenligning med tallene i Tabel 1, en dansk økonomi i stadig fremgang på trods af en lidt mere moderat BNP-vækst på 1,1 pct. i 2016 og 2,0 pct. i 2017-2020.

Ved investeringsprojekter, hvor rentabilitetsanalysen er baseret på samfundsøkonomiske beregninger, anvendes retningslinjerne i Finansministeriets³ og Energistyrelsens⁴ vejledninger. I vurderingen af investeringsalternativer anvendes en samfundsøkonomisk kalkulationsrente⁵ (diskonteringsrente), der i starten er 4 pct., men gradvist nedsættes for projekter med lang løbetid, som det er vist i Tabel 2. Den anførte samfundsøkonomiske kalkulationsrente er en realrente, dvs. den er renset for inflation.

Den reale samfundsøkonomiske kalkulationsrente	
År 0-35	4 %
År 36-70	3 %
År 70 og efterfølgende år	2 %

Tabel 2 Den reale samfundsøkonomiske kalkulationsrente i pct. (diskonteringsrente).

² Finansministeriet (27. marts 2015). [Konvergensprogram, Danmark 2015](#).

³ Finansministeriet (1999). [Vejledning i udarbejdelse af samfundsøkonomiske konsekvensvurderinger](#).

⁴ Vejledningen findes på [Energistyrelsens webside om samfundsøkonomiske analysemetoder](#).

⁵ Finansministeriet (2013). [Faktaark om ny og lavere samfundsøkonomisk diskonteringsrente](#).

Ved beregning af byggerenter i forbindelse med Energinet.dk's investeringsprojekter anvendes Energinet.dk's effektive rente, som afspejler den samlede finansieringsomkostning i budgetåret for Energinet.dk. Den er som udgangspunkt baseret på et miks af 10- og 30-årige statsobligationer. Prognosen for den effektive rente, som er opgjort primo april 2016, er vist i Tabel 3.

År	Effektiv rente til byggerenter (pct.)
2016	1,76
2017	1,80
2018	1,80
2019	1,95
2020	1,95
2021	1,95
2022	1,95
2023 og frem	2,10

Tabel 3 Energinet.dk's effektive byggerenteprognose i pct., primo april 2016.

3. Brændselspriser

3.1 Fremskrivning af priser på fossile brændsler

Energinet.dk's fremskrivning af priserne på fossile brændsler er baseret på en metode udviklet i samarbejde med Energistyrelsen og Ea Energianalyse, der dels konvergerer markedspriser med langsigtede prisprognoser⁶, og dels omdanner internationale brændselspriser til danske brændselspriser an central/decentralt kraftværk ud fra antagelser om transportomkostninger, avancer, prisdifferencer mv.⁷

Udgangspunktet for fremskrivningen er priserne på kul, råolie og naturgas i 2020, 2030 og 2040 fra IEA's World Energy Outlook 2015 "New policy" scenarie.

En vigtig del i forudsætningerne er at belyse markedsaktørernes situation og handlinger. For at opnå en bedre overensstemmelse mellem markedet og de langsigtede brændselspriser i IEA's prognoser anvendes derfor de aktuelle future-priser på kul, råolie og naturgas til at korrigere IEA's priser på kort og mellemlangt sigt. I forhold til sidste år er metoden til fremskrivning af fossile brændselspriser justeret, således at future-priserne vægtes 100 pct. i 2016-2018 for herefter at foretage en glidende overgang til IEA's priser frem til 2030. Fra og med 2030 vægtes IEA's priser 100 pct.

Future-priserne er hentet fra <http://montel.no/> den 16. marts 2016. For kul er der anvendt ICE Coal API2, for olie ICE Crude Oil Brent og for gas German ICE Endex Gaspool H-gas.

Til omregning mellem faste og nominelle priser er forventningen til den generelle danske inflation (BVT-deflatoren) i Konvergensprogram 2015 anvendt.

Udviklingen i priserne for anvendte fossile brændsler ses på Figur 1. Prisprognosen for fossile brændsler fremgår desuden af Tabel 17 i Bilag 1: Brændselspriser på side 42.

3.2 Fremskrivning af priser på fast biomasse

Da IEA ikke udarbejder fremskrivninger for biomassepriser, er der anvendt en bottom-up omkostningsbaseret tilgang med udgangspunkt i den regionale og globale efterspørgsel på biomasse, som det er beskrevet i IEA's World Energy Outlook 2012⁸.

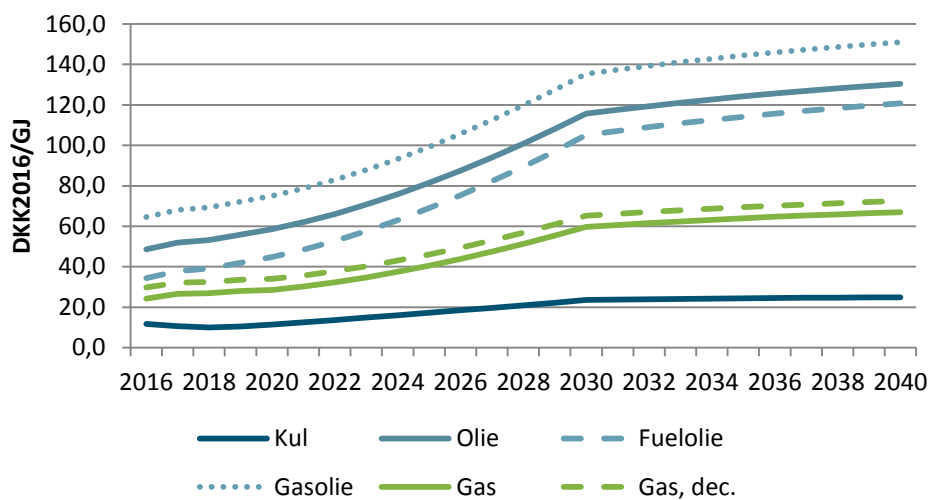
Udviklingen i biomassepriserne for halm, træflis og træpiller kan ses på Figur 2. Prisprognosen for fast biomasse, som er anvendt i analyseforudsætningerne, fremgår desuden af Tabel 18 i Bilag 2: Biomassepriser på side 43.

⁶ Ea Energianalyse (2014). [Update of fossil fuel and CO2 price projection assumptions.](#)

⁷ Ea Energianalyse (2014). [Welfare economic prices of coal, petroleum products and natural gas.](#)

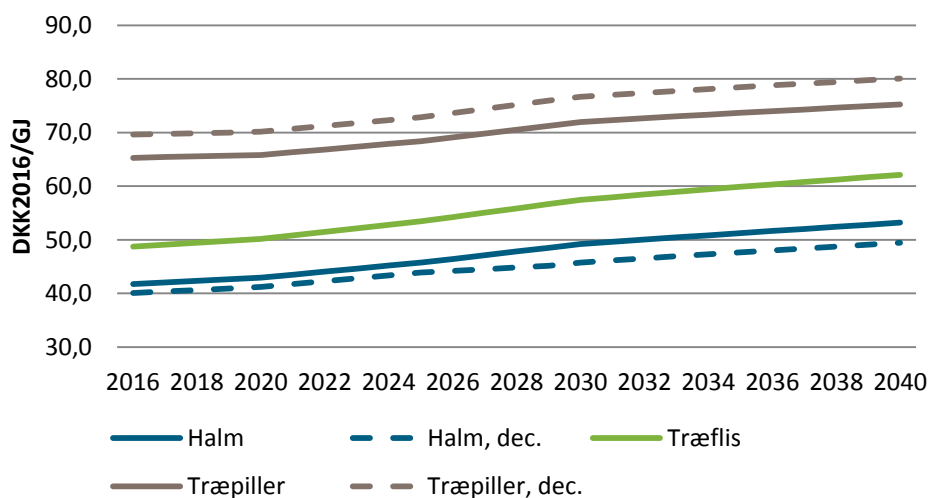
⁸ Ea Energianalyse (2013). [Analysis of biomass prices.](#)

Fremskrivning af priser på fossile brændsler



Figur 1 Fremskrivning af priser på anvendte fossile brændsler for perioden 2016-2040. Alle priser er i DKK/GJ (2016-priser).

Fremskrivning af priser på fast biomasse

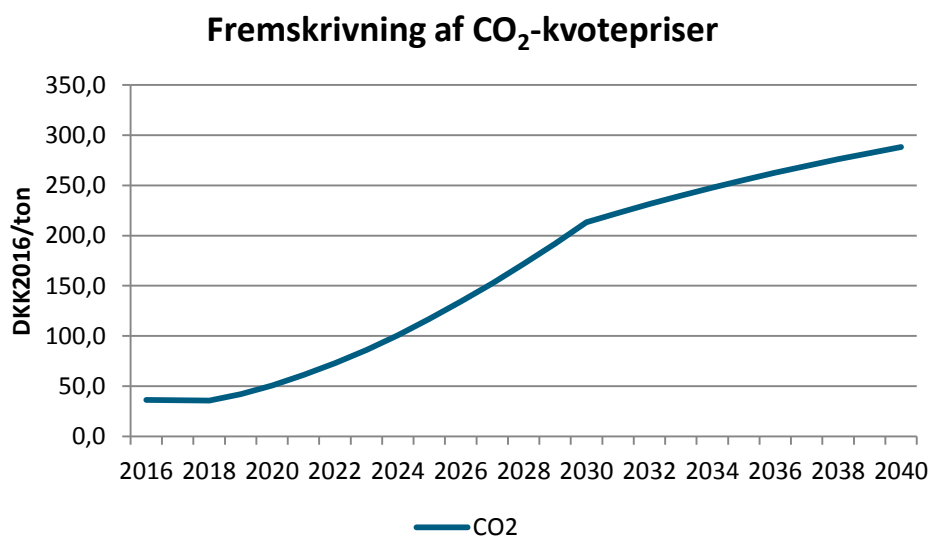


Figur 2 Fremskrivning af priser på anvendt fast biomasse for perioden 2016-2040. Alle priser er i DKK/GJ (2016-priser).

4. CO₂-kvotepriser

CO₂-kvoterne handles på EU's kvotemarked som følge af EU's direktiv om handel med drivhusgasser. I fremskrivningen af CO₂-kvotepriserne anvendes future-priser på CO₂-kvoter 100 pct. i årene 2016-2018, hvorefter der foretages en glidende overgang til CO₂-kvotepriserne i IEA's World Energy Outlook "New policy" scenarie frem til 2030. Fra og med 2030 vægtes IEA's priser 100 pct. Metoden er den samme som den, der anvendes til fremskrivning af de fossile brændselspriser i afsnit 3.1.

Udviklingen i CO₂-kvotepriserne kan ses på Figur 3 og fremgår desuden af Tabel 19 i Bilag 3: CO₂-kvotepriser på side 44.

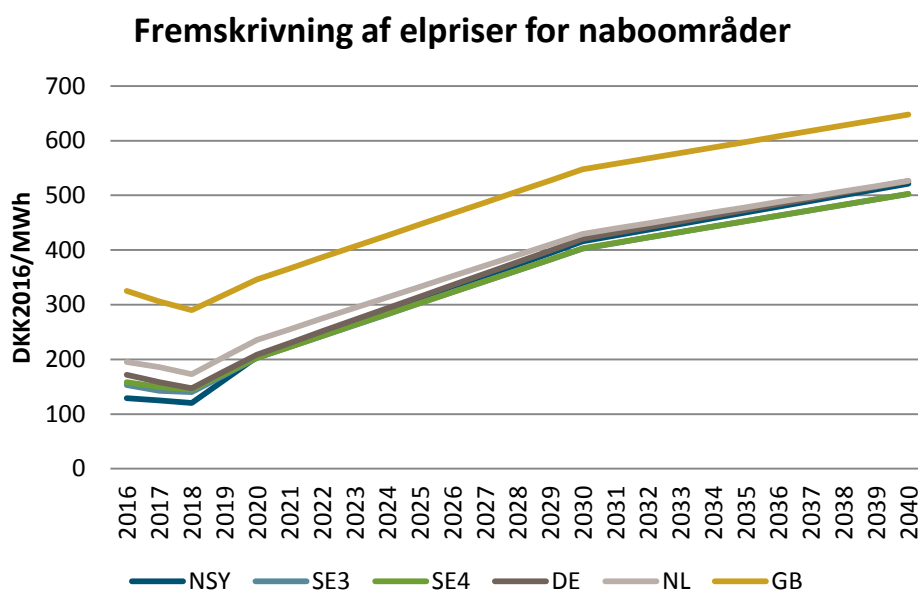


Figur 3 Fremskrivning af CO₂-kvotepriser i DKK/ton (2016-priser).

5. Elpriser

Frem til 2018 er der benyttet futurepriser for alle prisområder. Futurepriserne er hentet fra [Nasdaq](#) den 16. marts 2016. Ved brug af futurepriserne er der taget højde for inflationen, men ikke et eventuelt risikotillæg. Priserne for 2019 er beregnet ved hjælp af interpolation mellem futurepriserne og de simulerede elpriser.

Elpriserne, der anvendes for Norge, Sverige, Holland, Tyskland og England, tager udgangspunkt i beregninger med BID-modellen (Better Investment Decision)⁹, med brændsels- og CO₂-priserne beskrevet tidligere. Der er foretaget beregninger for årene 2020 og 2030. Imellem 2020 og 2030 er der anvendt lineær interpolation, og efter 2030 er der anvendt lineær ekstrapolation. De gennemsnitlige årlige elpriser for Danmarks nærmeste områder fremgår af Figur 4.



Figur 4 Gennemsnitlige årlige elpriser for Danmarks nærmeste naboerområder i Norge (NSY), Sverige (SE3, SE4), Tyskland (DE), Holland (NL) og Storbritannien (GB). Alle priser er i DKK/MWh (2016-priser).

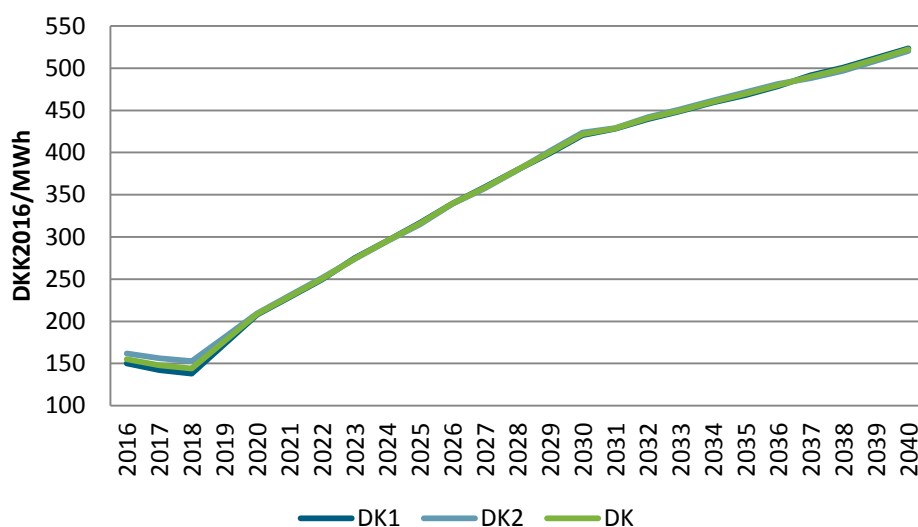
De danske elpriser, der anvendes fra 2020, er simuleret ved hjælp af Sifre¹⁰. Der er foretaget beregninger for alle år frem til 2040. Elprisen for Danmark er et vægtet gennemsnit af priserne i Øst- og Vestdanmark. De gennemsnitlige årlige danske elpriser fremgår af Figur 5.

Alle elpriser fremgår desuden af Tabel 20 i Bilag 4: Elpriser på side 45.

⁹ [Beskrivelse af BID på Energinet.dk's hjemmeside.](#)

¹⁰ [Beskrivelse af Sifre på Energinet.dk's hjemmeside.](#)

Fremskrivning af elpriser for Danmark



Figur 5 Gennemsnitlige årlige elpriser for Øst- (DK2) og Vestdanmark (DK1). Elprisen for DK er et vægtet gennemsnit af DK1- og DK2-priserne. Alle priser er i DKK/MWh (2016-priser).

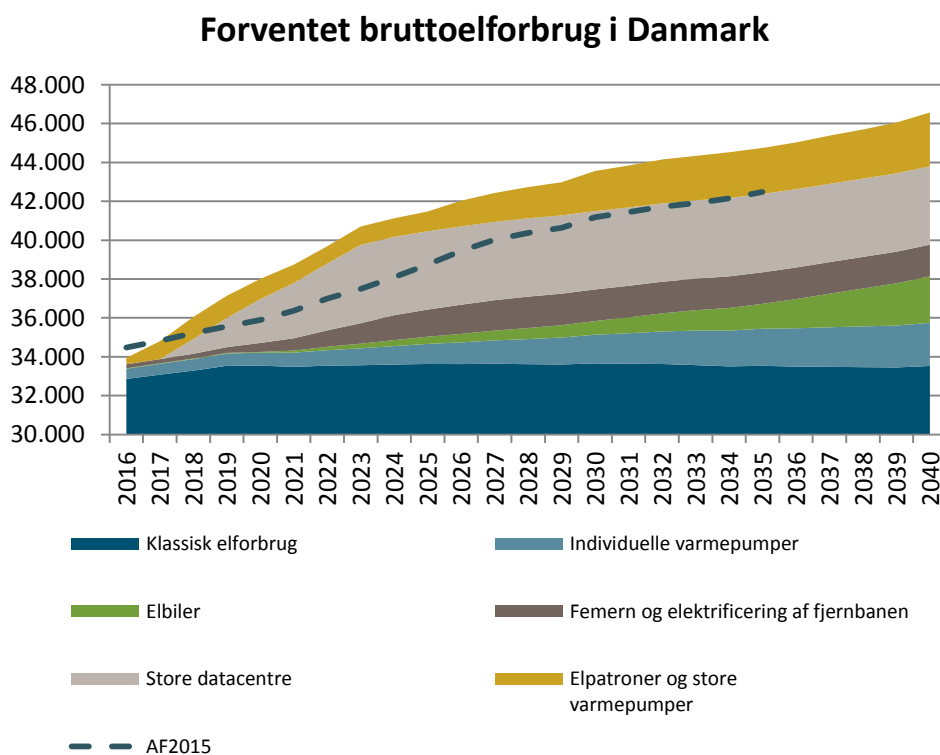
I vurderingen af elpriserne forudsættes internationale CO₂-priser som tidligere angivet i analyseforudsætningerne. Desuden skal der betales en afgift på 11.600 kr. pr. ton udledt mængde af SO₂ og en afgift på 5.000 kr. pr. ton udledt mængde NO_x, dog 26.600 kr. pr. ton udledt mængde NO_x frem til 1. juli 2016. Elpriserne udregnes på baggrund af de øvrige forudsætninger.

Fremskrivning af elpriser er meget følsom over for flere parametre, såsom våd- og tørår, udlandsforbindelser, forbrug, produktion, brændselspriser, m.m. Dermed skal de årlige gennemsnitlige elpriser bruges med forsigtighed og betragtes som et muligt udfald med de angivne forudsætninger. For at illustrere dette bliver der udarbejdet udfaldsrum for elpriserne. Udfaldsrummene forventes udgivet i løbet af sommeren 2016.

6. Elforbrug

Det samlede elforbrug opgøres i analyseforudsætningerne i elforbruget til husholdninger og erhvervene (det klassiske elforbrug), og nye elforbrug til varmepumper (både store og individuelle), elpatroner på kraftvarmeværkerne, elbiler, Femern og elektrificering af fjernbanen, og som noget nyt i dette års analyseforudsætninger, store datacentre.

Det samlede bruttoelforbrug i Danmark forventes at stige med ca. 38 pct. (ca. 13 TWh) frem til 2040 i forhold til bruttoelforbruget i 2015. Den store stigning drives næsten udelukkende af forventningerne til nye elforbrug, som det fremgår i de følgende afsnit. Særligt bemærkelsesværdigt er bruttoelforbruget til store datacentre, der med ca. 4 TWh allerede fra og med 2023 udgør den største andel af den samlede vækst.



Figur 6 Forventet bruttoelforbrug i Danmark, opdelt i det klassiske elforbrug og nye elforbrug, sammenlignet med sidste års analyseforudsætninger (AF2015).

Energinet.dk betegner i de følgende afsnit også bruttoelforbruget som "ab værk", det vil sige elforbruget inklusive nettab, og nettoelforbruget som "an forbruger". Ved beregningen af bruttoelforbruget tillægges nettoelforbruget et nettab på 6 pct. i Østdanmark og 7 pct. i Vestdanmark.

Det samlede elforbrug ab værk, nettabet og elforbruget an forbruger kan ses i Tabel 4. For den yderligere opdeling i klassisk elforbrug og nye elforbrug henvises til Tabel 21 i Bilag 5: Opdeling af elforbruget i Østdanmark på side 46 for det østdanske elforbrug og til Tabel 22 i Bilag 6: Opdeling af elforbruget i Vestdanmark på side 47 for det vestdanske elforbrug.

År	Elforbrug, ab værk			Nettab		Elforbrug, an forbruger		
	Øst	Vest	DK	Øst	Vest	Øst	Vest	DK
	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh
2016	13.763	20.181	33.944	779	1.320	12.984	18.860	31.845
2017	13.864	20.934	34.798	785	1.370	13.079	19.564	32.644
2018	14.190	21.854	36.045	803	1.430	13.387	20.425	33.812
2019	14.366	22.771	37.137	813	1.490	13.553	21.282	34.834
2020	14.529	23.476	38.005	822	1.536	13.707	21.940	35.647
2021	14.645	24.094	38.740	829	1.576	13.816	22.518	36.334
2022	14.849	24.835	39.684	841	1.625	14.008	23.211	37.219
2023	15.014	25.689	40.702	850	1.681	14.164	24.008	38.172
2024	15.236	25.889	41.125	862	1.694	14.374	24.195	38.569
2025	15.366	26.109	41.475	870	1.708	14.496	24.401	38.897
2026	15.541	26.490	42.032	880	1.733	14.662	24.757	39.419
2027	15.675	26.753	42.429	887	1.750	14.788	25.003	39.791
2028	15.816	26.916	42.732	895	1.761	14.920	25.155	40.076
2029	15.901	27.079	42.980	900	1.772	15.001	25.307	40.309
2030	16.010	27.551	43.561	906	1.802	15.104	25.749	40.852
2031	16.106	27.734	43.840	912	1.814	15.194	25.920	41.114
2032	16.213	27.937	44.150	918	1.828	15.295	26.110	41.405
2033	16.280	28.057	44.337	922	1.835	15.359	26.221	41.580
2034	16.342	28.181	44.523	925	1.844	15.417	26.337	41.754
2035	16.434	28.310	44.744	930	1.852	15.504	26.458	41.961
2036	16.547	28.482	45.029	937	1.863	15.610	26.619	42.229
2037	16.656	28.723	45.380	943	1.879	15.713	26.844	42.558
2038	16.767	28.927	45.694	949	1.892	15.818	27.034	42.853
2039	16.951	29.101	46.052	960	1.904	15.992	27.197	43.189
2040	17.106	29.464	46.570	968	1.928	16.138	27.536	43.674

Tabel 4 Det samlede forventede bruttoelforbrug (ab værk), nettab og nettoelforbrug (an forbruger) for Danmark i perioden 2016-2040. Alle værdier er årsmængder angivet i GWh.

6.1 Det klassiske elforbrug

Energinet.dk udarbejder i samarbejde med DTU Management Engineering fremskrivningen af husholdningernes og erhvervenes elforbrug på grundlag af output fra forbrugsmodellen EMMA¹¹. EMMA er en satellitmodel til den makroøkonomiske model ADAM, som anvendes af Finansministeriet til fremskrivningerne i Danmarks konvergensprogram og de økonomiske redegørelser. I år er elforbrugsfremskrivningen udarbejdet på baggrund af den økonomiske fremskrivning i Konvergensprogram 2015.

Grundlæggende er der tre typer af input til fremskrivningen af det klassiske elforbrug:

1. Den økonomiske udvikling, det vil sige udviklingen i produktion og privat forbrug, som fremskrives af Finansministeriet ved hjælp af ADAM-modellen.
2. Udviklingen i energi- og elpriserne. Priser på olie, gas og kul er baseret på IEA's prisprognoser i World Energy Outlook 2015. Elpriser beregnes

¹¹ Energi- og miljømodeller til ADAM. En beskrivelse af modellen findes på [Energistyrelsens hjemmeside for EMMA](#).

med udgangspunkt i priserne på den nordiske elbørs Nord Pool Spot og fremskrives ved hjælp af output fra Energinet.dk's simuleringstværværktøjer.

3. Den historiske effektivitetsudvikling og de fremtidige besparelser-/effektiviseringsinitiativer. For perioden 2016-2020 tages der udgangspunkt i energispareaftalens¹² målsætning om en samlet energibesparelse på 12,2 PJ pr. år. Efter 2020 er der ikke fastsat politiske mål. Her anvendes i stedet en skønnet årlig besparelse på 8 PJ pr. år baseret på den forventede udvikling i årene 2000-2020. Besparelserne fordeles med 20 pct. på el og 80 pct. øvrig energi baseret på den historiske fordeling af besparelserne.

Disse effekter betyder, at der for erhvervenes efterspørgsel på el forventes en årlig gennemsnitlig vækst på 0,10 pct. frem til og med 2040. For husholdningerne er den årlige gennemsnitlige vækst ca. 0,05 pct. frem til og med 2040.

I perioden 2016-2020 stiger det samlede elforbrug for husholdningerne og erhvervene svagt. Dette skal primært tilskrives den økonomiske udvikling i erhvervene kombineret med de aftalte energibesparelser.

Efter 2020 holder det klassiske elforbrug sig på et nogenlunde konstant niveau. Det skal igen tilskrives den mere moderate økonomiske udvikling i perioden, en forventning om højere elpriser og energibesparelserne.

Det skal bemærkes, at det klassiske elforbrug i analyseforudsætningerne er uden udvalgte nye elforbrug, som er isoleret i separate fremskrivninger. Det drejer sig blandt andet om elforbruget til elektrificering af fjernbanen (jernbaneerhverv) og forventningerne til elforbrug til store datacentre (serviceerhverv).

6.2 Varmepumper

Varmepumper gælder både store varmpumper, der er installeret i de store danske varmeområder, øvrige store varmpumper, der forsyner det danske fjernvarmenet, og de individuelle varmpumper til husholdninger.

6.2.1 Store varmpumper

Store varmpumper i de store danske varmeområder og det øvrige fjernvarmenet forventes at være forbundet med både privatøkonomiske og samfundsøkonomiske gevinster i fremtidens energisystem. Gevinsterne ved store varmpumper er betinget af udbygningen af vindkraft i fremtiden.

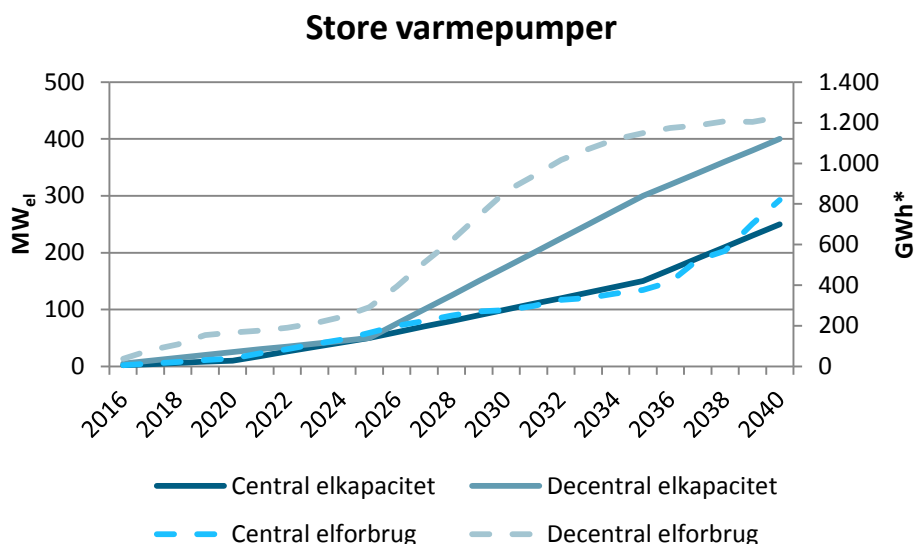
De store varmpumper opdeles i centrale og decentrale varmpumper:

- *Centrale varmpumper* er store varmpumper, der forventes installeret i de store danske varmeområder. Disse områder er Kalundborg og København i Østdanmark, og Aalborg, Aarhus, Esbjerg, Herning, Odense og TVIS i Vestdanmark.
- *Decentrale varmpumper* er de øvrige (mindre) store varmpumper, der forsyner det danske fjernvarmenet. Disse forventes at blive spredt ud på

¹² [Aftale af 13. november 2012 om energiselskabernes energispareindsats.](#)

de decentrale kraftvarmeanlæg (ca. dobbelt så mange i Vestdanmark som i Østdanmark).

Udviklingen i 2016-2017 er vurderet ud fra kendte projekter med udgangspunkt i en rapport, som Energistyrelsen fik udarbejdet i 2013¹³, samt den seneste viden på området. I fremskrivningen har Energinet.dk fastholdt den tidligere vurdering af kapaciteten i 2035.



Figur 7 Forventet udvikling i elkapacitet (MW) og elforbrug (GWh an forbruger) til store varmepumper i Danmark i perioden 2016-2040. *Estimeret ved hjælp af Sifre-kørsler.

I perioden 2018-2025 har Energinet.dk indarbejdet Energistyrelsens skøn for udviklingen i de store varmepumper på ca. 5 MW årligt¹⁴, samt egne forventninger om etablering af få centrale varmepumper lidt tidligere i forløbet end i sidste års forudsætninger.

Der er i fremskrivningen forudsat en forholdsvis jævn udvikling, selv om udbygning kan ske i relativt store spring, fordi det ikke kan forudsiges, i hvilke år disse spring vil forekomme.

Elforbruget til de store varmepumper er baseret på beregninger ved hjælp af Energinet.dk's simuleringsværktøj til spotmarkedsanalyser, Sifre, givet de øvrige af årets analyseforudsætninger. Baseret på resultaterne skønnes en gennemsnitlig benyttelsestid i perioden 2020-2030 på ca. 3.500 timer i Østdanmark og ca. 4.900 timer i Vestdanmark.

¹³ Energistyrelsen (november 2013). [Udredning vedrørende varmelagringsteknologier og store varmepumper til brug i fjernvarmesystemet](#).

¹⁴ Energistyrelsen (2015). [Danmarks energi- og klimafremskrivning 2015 - Baggrundsrapport E: El og fjernvarme](#).

År	Central kapacitet		Decentral kapacitet		Samlet forbrug	
	DK-Øst	DK-Vest	DK-Øst	DK-Vest	DK-Øst	DK-Vest
	MW _{el}	MW _{el}	MW _{el}	MW _{el}	GWh*	GWh*
2016	1	1	0	5	3	40
2017	2	2	0	10	7	87
2018	3	3	1	14	18	113
2019	4	4	3	17	33	152
2020	5	5	6	19	53	153
2021	8	10	8	22	65	175
2022	12	14	9	26	78	197
2023	16	18	11	29	92	230
2024	20	22	12	33	109	268
2025	23	27	14	36	125	331
2026	28	32	21	54	172	423
2027	33	37	29	71	206	528
2028	37	43	37	88	243	626
2029	42	48	45	105	282	731
2030	47	53	53	122	321	818
2031	51	59	62	138	342	894
2032	56	64	71	154	367	977
2033	61	69	81	169	381	1.025
2034	65	75	90	185	401	1.077
2035	70	80	100	200	414	1.111
2036	79	91	107	213	431	1.159
2037	89	101	113	227	445	1.267
2038	98	112	120	240	458	1.319
2039	107	123	127	253	542	1.365
2040	117	133	133	267	556	1.491

Tabel 5 Fremtidig forventet udvikling i elforbrug til store varmepumper i perioden 2016-2040. Elkapacitet er angivet i MW (primo år), elforbrug i GWh (årsmængde an forbrug). *Estimeret ved hjælp af Sifre-kørsler.

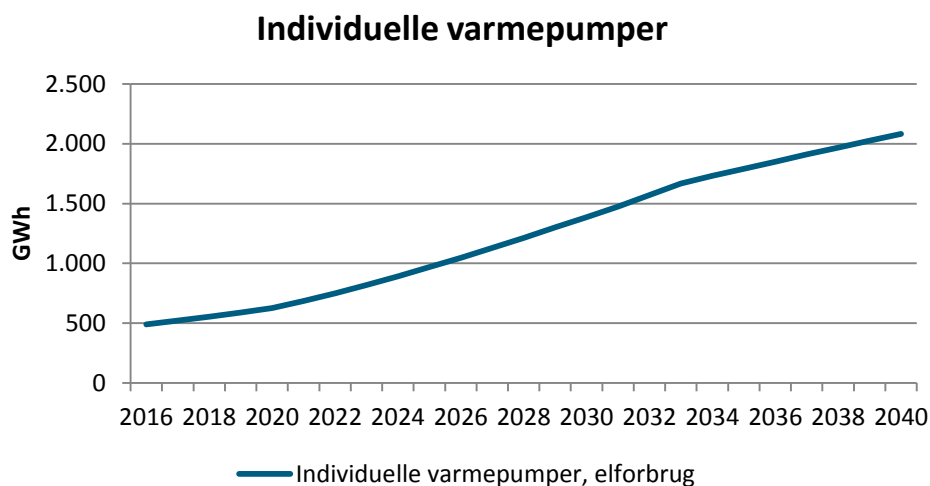
6.2.2 Individuelle varmepumper

Fremskrivningen af elforbruget til individuelle varmepumper er baseret på en analyse af forløbet for omstilling af individuel opvarmning fra oliefyr til træpillefyr eller varmepumper¹⁵, som Dansk Energi, Dong Energy og Energinet.dk udarbejdede i 2013. Fremskrivningen blev opdateret af Energinet.dk sidste år til også at inkludere en vurdering af omstillingen til varmepumper i områder med naturgas¹⁶.

Den samlede mængde varmepumper forventes at være en blanding af individuelle varmepumper, hybrid varmepumper samt VP/kedelhybrider.

¹⁵ Dansk Energi (12. juli 2013). [Analyse nr. 6 - Varmepumper i Danmark - Udviklingsforløb for omstilling af oliefyr frem mod 2035](#).

¹⁶ Energinet.dk (december 2015). [Udviklingsforløb for omstilling af individuelle opvarmningsløsninger frem mod 2035 v. 2.0](#).



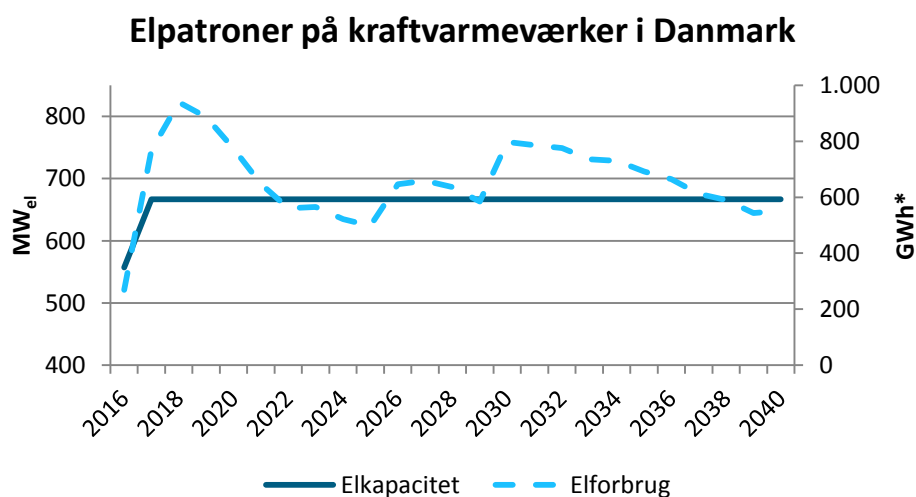
Figur 8 Forventet elforbrug (GWh an forbruger) til drift af individuelle varmepumper.

6.3 Elpatroner på kraftvarmeværker

Primo 2016 er der installeret 135 MW elpatroner i Østdanmark og 422 MW elpatroner i Vestdanmark. Energinet.dk forventer yderligere 110 MW i Vestdanmark i løbet af 2016, jf. Tabel 6.

Energinet.dk udarbejder ikke en fremskrivning af elpatroner på kraftvarmeværker, men udarbejder en vurdering af kommende installationer på baggrund af godkendte projekter. Selve elforbruget er dannet på baggrund af beregninger i Sifre, givet de øvrige af årets analyseforudsætninger.

Energinet.dk har i vurderingen ikke inkluderet de ca. 110 MW elpatroner, der forventes etableret i Københavnsområdet, da der på tidspunktet for udarbejdelsen af analyseforudsætningerne endnu ikke findes en godkendelse for disse.



Figur 9 Elkapacitet (MW) for eksisterende eller godkendte elpatroner på kraftvarmeværker i Danmark, samt det forventede elforbrug (GWh an forbruger) til elpatroner i perioden 2016-2040. *Estimeret ved hjælp af Sifre-kørsler.

MW _{el}	2016	2017	2018	2019	2020 og frem
Østdanmark	135	135	135	135	135
Vestdanmark	422	532	532	532	532
Sum DK	557	667	667	667	667

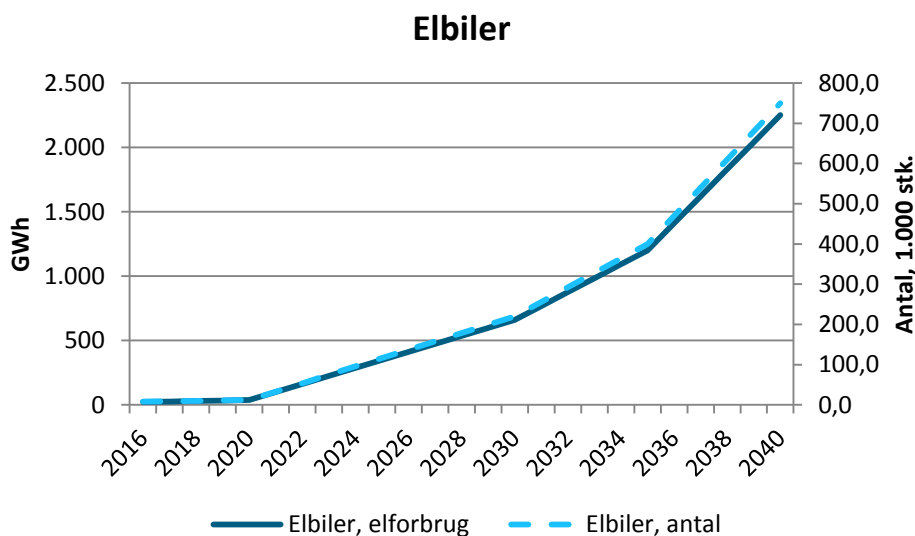
Tabel 6 Opgørelse af elkapacitet (MW, primo år) for eksisterende eller godkendte elpatroner på kraftvarmeværker i Danmark.

6.4 Elbiler

Fremskrivningen af elforbruget til elbiler er udarbejdet på baggrund af forløbet "moderat udvikling" fra en analyse udarbejdet af Dansk Energi, Dong Energy og Energinet.dk i 2013¹⁷.

Bestanden af elbiler oplevede i 2015 mere end en fordobling, og den udgjorde primo 2016 ca. 8.100 elbiler, jf. tal fra de danske bilimportører. Udviklingen kan dog til dels tilskrives den politiske aftale om afgiftspålægning af elbiler fra primo 2016¹⁸, og antallet af solgte elbiler har da også siden årsskiftet været noget mere moderat.

På baggrund af høringssvar og disse observationer har Energinet.dk derfor opdateret elbilsfremskrivningen til at følge en mere moderat udvikling frem til 2020. Den tidligere forventning fra analysen om en bestand på ca. 220.000 elbiler i 2030 er fastholdt.



Figur 10 Forventet udvikling i elforbruget (an forbruger) til elbiler i Danmark i perioden 2016-2040.

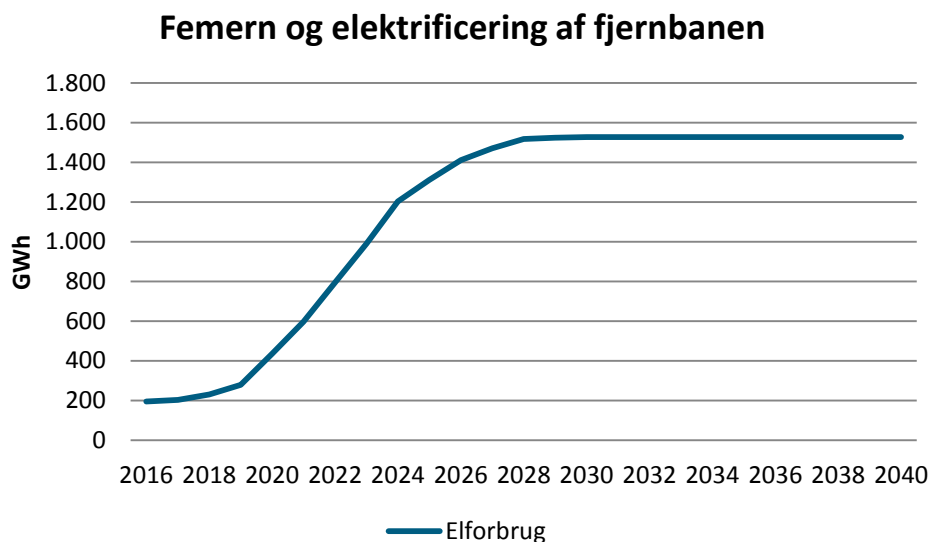
6.5 Femernforbindelsen og elektrificering af fjernbanen

Det forventede elforbrug til Femernforbindelsen og elektrificering af fjernbanen (alt elforbrug til fjernbanen undtagen S-banen) blev introduceret i sidste års analyseforudsætninger. Elforbruget er baseret på Banedanmarks nyeste prognoser i perioden frem til 2030. Da elforbruget er relativt højt (ca. 1,5 TWh an forbruger i 2030), er det angivet for sig selv (jernbaneerhverv i det klassiske

¹⁷ Dansk Energi (2013). [Analyse nr. 5 - Scenarier for udrulning af elbiler](#).

¹⁸ [Aftale af 9. oktober 2015 om de fremtidige afgiftsvilkår for elbiler og brændselscellebiler](#).

elforbrug er derfor korrigeret for elforbruget til fjernbanen, og består således af elforbrug til S-banen, metro, forvarme mv) i opdelingen af det klassiske elforbrug i bilagene (Tabel 21 og Tabel 22).



Figur 11 Forventet elforbrug (GWh an forbruger) til Femernforbindelsen og elektrificering af fjernbanen i Danmark i perioden 2016-2040.

6.6 Store datacentre

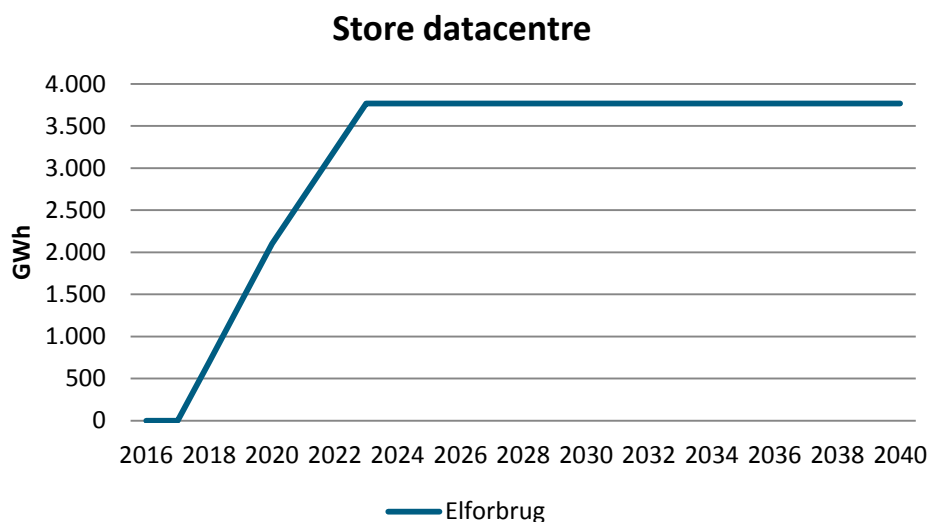
Apple meldte sidste år ud, at de opfører et datacenter i Foulum uden for Viborg. Energinet.dk har i løbet af året fået nærmere afklaring om den endelige løsning og herunder også det forventede effekttræk.

Det særlige for datacentrene er det konstante effekttræk, som de behøver til køling af serverrum, hvilket er meget udslagsgivende i elforbruget, ikke mindst ved datacentre i størrelsesordener som Apples.

Fremskrivningen reflekterer Energinet.dk's bedste bud på det forventede elforbrug til store datacentre, og den er udarbejdet på baggrund af en række vurderinger og antagelser:

- Kun effekttrækket fra projekter, som enten er godkendte, eller som Energinet.dk vurderer meget sandsynlige, er taget med.
- Det er antaget, at alle datacentre opføres i Vestdanmark på baggrund af datacentrenes høje krav til elforsyningssikkerhed og den historisk lavere elpris.
- Der er antaget en lineær udbygningstid på ca. 5 år fra primo 2018 til primo 2023.
- Der er antaget et konstant effekttræk med en benyttelsestid på 8.760 timer.

Det samlede elforbrug til store datacentre udgør i 2023 ca. 3,8 TWh (an forbruger) i Vestdanmark og er vist i opdelingen af det klassiske elforbrug i bilagene (Tabel 21 og Tabel 22).



Figur 12 Forventet elforbrug (GWh an forbruger) til store datacentre i Danmark i perioden 2016-2040.

6.7 Det maksimale timeforbrug

Prognosen for det maksimale timeforbrug (maksimaleffekten) beregnes på baggrund af de historiske benyttelsestider og fremskrivningen af det klassiske elforbrug samt elforbrug til individuelle varmepumper, elbiler og Femern og elektrificering af fjernbanen. De store datacentres effekttræk forventes konstant og tillægges det beregnede maksimale timeforbrug til sidst.

Benyttelsestiden er en beregningsteknisk værdi, som anvendes til bestemmelse af det fremtidige maksimale timeforbrug, og den beregnes på baggrund af det historiske bruttoelforbrug (se Tabel 7). Årsforbruget divideres med det maksimale timeforbrug, hvilket giver et tal, som fortæller, hvor mange timer der skal være maksimalt forbrug for at nå årsværdien. Jo lavere værdien er, desto større er det maksimale forbrug og modsat. Ved en benyttelsestid på eksempelvis 8.760 timer er forbruget i alle timer det samme.

Benyttelsestiderne opdeles i henholdsvis Øst- og Vestdanmark og for en 10-års vinter og en 2-års vinter. 10-års vinteren er bestemt ud fra de seneste 10 års maksimale timeforbrug, mens 2-års vinteren er bestemt ud fra de seneste 10 års gennemsnitlige maksimale timeforbrug.

De seneste 10 års bruttoelforbrug og maksimale timeforbrug kan ses i Tabel 7. De historiske benyttelsestider til fremskrivningen af det maksimale timeforbrug er angivet i Tabel 8.

År	Østdanmark				
	Dato	Tid	Årsforbrug	Maks. effekt	Benyttelsestid
			GWh	MWh/h	h
2006	24.01	17-18	14.577	2.688	5.424
2007	25.01	17-18	14.516	2.669	5.438
2008	03.01	17-18	14.477	2.660	5.442
2009	05.01	17-18	14.051	2.614	5.375
2010	14.12	17-18	14.376	2.615	5.497
2011	05.01	17-18	13.888	2.556	5.434
2012	06.02	17-18	13.698	2.559	5.354
2013	16.01	17-18	13.465	2.521	5.341
2014	29.01	17-18	13.319	2.500	5.327
2015	20.01	17-18	13.311	2.337	5.695

År	Vestdanmark				
	Dato	Tid	Årsforbrug	Maks. effekt	Benyttelsestid
			GWh	MWh/h	h
2006	04.01	17-18	21.398	3.754	5.700
2007	17.12	17-18	21.596	3.767	5.733
2008	03.01	17-18	21.622	3.748	5.769
2009	06.01	17-18	20.555	3.677	5.590
2010	01.12	17-18	21.121	3.743	5.643
2011	05.01	17-18	20.707	3.665	5.650
2012	07.02	8-9	20.442	3.677	5.560
2013	16.01	17-18	20.106	3.563	5.643
2014	30.01	17-18	20.124	3.541	5.683
2015	15.01	11-12	20.305	3.427	5.925

Tabel 7 De seneste 10 års bruttoelforbrug (GWh), maksimale timeforbrug (MWh/h) og benyttelsestider (h).

	2-års vinter	10-års vinter
Østdanmark	5.433	5.327
Vestdanmark	5.690	5.560

Tabel 8 Historiske benyttelsestider (h) til effektberegning.

Årsmængden, der er anvendt i effektberegningen, er summen af det klassiske elforbrug, samt elforbrug til Femern og elektrificering af fjernbanen, store datacentre, individuelle varmepumper og 25 pct. af elbilernes elforbrug. Det vil med andre ord sige, at det antages, at alle individuelle varmepumper varmer i spidsbelastningen, samt 25 pct. af elbilerne lader i spidsbelastningen. For 10-års vinteren tillægges desuden yderligere 2 pct. på effektbelastningen for at korrigere for kvarterseffekter.

Elforbruget til store varmepumper og elkedler er ikke inkluderet i effektberegningen, da det antages, at disse kun bruges, når elprisen er lav, hvilket den ikke vil være i en spidsbelastningssituation. Det antages derfor også, at en alternativ varmekilde er til rådighed.

Prognosen for det maksimale timeforbrug kan ses i Tabel 9. Summen af det maksimale timeforbrug i Øst- og Vestdanmark skal tages med et forbehold, da det maksimale elforbrug ikke nødvendigvis optræder i samme time.

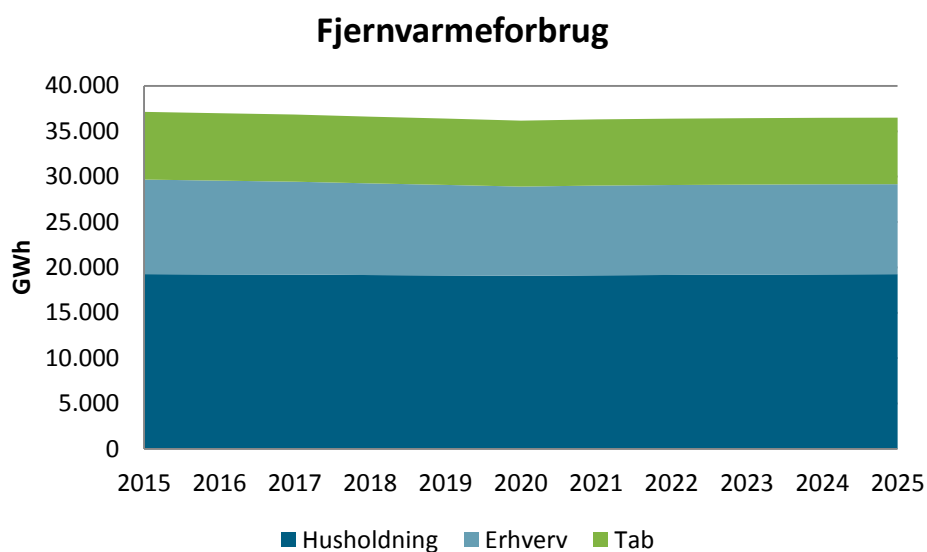
År	Østdanmark		Vestdanmark		Danmark	
	2-års vinter	10-års vinter	2-års vinter	10-års vinter	2-års vinter	10-års vinter
	MWh/h	MWh/h	MWh/h	MWh/h	MWh/h	MWh/h
2016	2.512	2.613	3.506	3.659	6.017	6.272
2017	2.533	2.634	3.532	3.687	6.065	6.321
2018	2.555	2.658	3.638	3.794	6.194	6.452
2019	2.585	2.689	3.749	3.906	6.334	6.595
2020	2.608	2.713	3.845	4.003	6.453	6.716
2021	2.629	2.735	3.922	4.080	6.551	6.814
2022	2.662	2.768	4.017	4.177	6.679	6.945
2023	2.686	2.794	4.112	4.274	6.799	7.068
2024	2.718	2.828	4.145	4.308	6.864	7.136
2025	2.738	2.848	4.169	4.332	6.907	7.181
2026	2.755	2.865	4.188	4.353	6.943	7.218
2027	2.771	2.883	4.205	4.370	6.976	7.253
2028	2.785	2.897	4.215	4.381	7.000	7.278
2029	2.792	2.904	4.226	4.392	7.018	7.297
2030	2.805	2.917	4.244	4.411	7.048	7.328
2031	2.812	2.925	4.255	4.422	7.067	7.347
2032	2.821	2.934	4.267	4.435	7.088	7.369
2033	2.827	2.940	4.275	4.443	7.102	7.383
2034	2.829	2.942	4.278	4.446	7.107	7.389
2035	2.838	2.952	4.291	4.460	7.129	7.412
2036	2.844	2.958	4.299	4.468	7.143	7.427
2037	2.852	2.967	4.311	4.480	7.163	7.447
2038	2.860	2.974	4.321	4.491	7.181	7.466
2039	2.867	2.982	4.332	4.502	7.199	7.485
2040	2.881	2.997	4.352	4.523	7.233	7.520

Tabel 9 Fremskrivning for det maksimale timeforbrug i perioden 2016-2040. Alle værdier er angivet i MWh/h.

7. Fjernvarmeforbrug

Energinet.dk anvender Energistyrelsens fremskrivning af Danmarks fjernvarmeforbrug i Basisfremskrivning 2015¹⁹. Da Energinet.dk ikke arbejder med to forløb for CO₂-kvoteprisfremskrivningen som i Basisfremskrivning 2015, er Forløb B anvendt, da denne minder mest om CO₂-kvoteprisfremskrivningen i analyseforudsætningerne.

Fjernvarmeforbruget er fremskrevet til 2025. Herefter antages fjernvarmeforbruget konstant i analyseforudsætningerne. Fjernvarmeforbrugets fordeling i Øst- og Vestdanmark og de enkelte varmeområder antages i analyseforudsætningerne at følge den historiske fordeling.



Figur 13 Det forventede fjernvarmeforbrug i perioden 2015-2025, jf. Energistyrelsens Basisfremskrivning 2015, Forløb B. Værdierne er angivet i GWh og fordelt på fjernvarmeforbrug til husholdninger, erhverv og distributionstab.

¹⁹ Energistyrelsen (2015). [Regneark med nationale tal 2015](#) (Fjernvarme, Forløb B).

8. Produktionsanlæg

8.1 Kraftværker

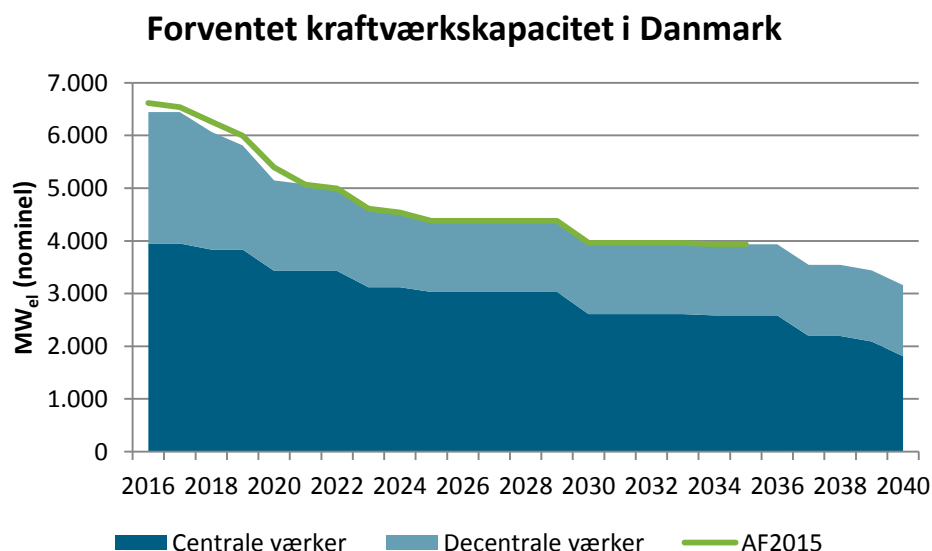
De centrale kraftværker forventes i perioden frem mod 2020 at blive præget af statusændringer og biomassekonvertering. Energinet.dk har fastholdt den tidligere fremskrivning af udviklingen i den centrale kraftværkskapacitet, men med et opdateret statusbillede for 2016.

For de decentrale kraftværker forventes en reduktion i elkapaciteten. Dette skyldes forventninger til en ændret tilskudsordning fra 2018, kommunale planer om fossilfrie varmekilder, samt at nogle decentrale anlæg ikke vil blive levetidsforlænget. Vurderingen af den fremtidige decentrale kraftværkskapacitet har Energinet.dk også fastholdt fra sidste år.

En detaljeret oversigt over den installerede produktionskapacitet for Øst- og Vestdanmark findes i regnearket med tabeller tilhørende Analyseforudsætninger 2016 på [Energinet.dk's hjemmeside](http://Energinet.dk's_hjemmeside).

I den produktionskapacitet, der indgår i Energinet.dk's analyser, tages der hensyn til, at der for de fleste af anlæggene er forskel på anlæggenes nominelle ydeevne og den elproduktion, der i praksis er til rådighed. Blandt andet tages der højde for kraftvarmelevering ved at reducere anlæggenes nominelle ydeevne.

Ud over at dække forbruget medvirker produktionskapaciteten også til at dække behovet for systemydelse.



Figur 14 Energinet.dk's forventede udvikling i kraftværkskapaciteten i Danmark i perioden 2016-2040. Den nominelle elkapacitet er angivet i MW.

8.1.1 Centrale anlæg

Mange danske centrale²⁰ kraftværker er i disse år enten i færd med eller planlægger biomassekonvertering af de gamle fossilfyrede blokke.

I Østdanmark skal således både Amagerværkets blok 3 og Asnæsværkets blok 2 erstattes af træflisfyrede biomasseanlæg, mens Avedøreværkets blok 1 omlægges til at fyre med træpiller i stedet for kul. Både Amagerværkets blok 1 og Avedøreværkets blok 2 er biomassefyrede.

I Vestdanmark er arbejdet med ombygningen af Skærbækværkets blok 3 til træflisfyring i fuld gang, mens Studstrupværkets blok 3 levetidsforlænges og konverteres til at fyre med træpiller. Herningværket er i flere omgange ombygget til at benytte naturgas og biobrændsler, og Fynsværkets blok 8 er halmfyret.

I Tabel 10 og Tabel 11 ses den foreløbige opgørelse over de tidsrum, hvor værkerne forventer årligt vedligehold eller begrænsninger i 2016, hentet fra Nord Pool Spot²¹ primo maj 2016. Bemærk venligst, at disse oplysninger kan ændre sig over tid, og derfor bør de betragtes som et øjebliksbillede. For de aktuelle informationer om kraftværkernes revisionsperioder henvises til Nord Pool Spot.

Navn	Start	Stop	Kommentar
Amagerværket B3	29-apr 2016	10-jul 2016	Årligt vedligehold.
Asnæsværket B2	30-sep 2016	09-okt 2016	Årligt vedligehold.
Asnæsværket B5			Kun tilgængelig for markedet når blok 2 er til vedligehold eller test.
Avedøreværket B1	04-apr 2016	31-aug 2016	Ude til vedligehold.
	01-okt 2016	30-nov 2016	Kapacitet begrænset til mellem 0 og 254 MW mens der testes biomassefyring.
	01-dec 2016		Biomassekonverteringen til træpiller klar til kommerciel brug.
Avedøreværket B2	19-aug 2016	18-sep 2016	Årligt vedligehold.
Kyndbyværket B22	24-sep 2016	30-okt 2016	Årligt vedligehold.

Tabel 10 Forventede revisionsperioder for centrale kraftværker i Østdanmark.

²⁰ H.C. Ørstedsværket og Svanemølleværket indgår som centrale anlæg, selv om de er tilsluttet distributionsnettet.

²¹ Nord Pool Spots UMM (urgent market message) system: <http://umm.nordpoolspot.com>.

Navn	Start	Stop	Kommentar
Esbjergværket B3	03-jun 2016	27-jun 2016	Årligt vedligehold.
Fynsværket B7	05-aug 2016	28-aug 2016	Planlagt begrænsning på grund af kølevandsrestriktion fra myndighederne.
Nordjyllandsværket B3	26-jun 2016	17-jul 2016	Årligt vedligehold.
Skærbækværket B3	01-jul 2016	12-sep 2016	Årligt vedligehold.
Studstrupværket B3	01-apr 2016	16-maj 2016	Årligt vedligehold.
Studstrupværket B4	16-maj 2016	30-jun 2016	Gjort tilgængelig for markedet, hvis blok 3 skal vedligeholdes under testperioden for biomassekonverteringen.
	30-jun 2016	01-jan 2017	Status ukendt/ej besluttet.
	01-jan 2017		Ikke tilgængelig for markedet.

Tabel 11 Forventede revisionsperioder for centrale kraftværker i Vestdanmark.

I alt har fire værker status betinget driftsklar²², herunder Kyndbyværkets blok 21, som har ændret status primo 2016 til betinget driftsklar med 8 ugers startvarsel. Seks værker har status konserveret.

Energinet.dk's forventninger til udviklingen i både den centrale og decentrale kraftværkskapacitet er vist på Figur 14. Udviklingen i den centrale kraftværkskapacitet er vurderet på baggrund af de enkelte værkers forventede økonomiske levetid. Energinet.dk har offentliggjort et notat, som redegør for metode og forudsætninger for fremskrivningen af de centrale kraftværker²³.

En stor del af værkerne forventes at omlægge til biobrændsel i perioden frem til 2040. Det forudsættes her, at værkernes levetid som minimum forlænges med 15 år fra ombygningstidspunktet. Det forventes desuden, at de biomassefyrede blokke vil have en mindre eleffekt, da fokus vil være på at levere billig og CO₂-neutral varme. Størrelsen på disse blokke er skønnet til at ligge mellem 60 MW og 150 MW.

Fremskrivningen er i sin natur forbundet med meget stor usikkerhed, og tager for eksempel ikke højde for ændringer eller begrænsninger i kraftværkernes omgivelser, som kan have indflydelse på levetiden, med mindre der ligger en endelig afgørelse. Derudover er der noget kapacitet, hvor det er usikkert, om der lukkes eller konverteres.

8.1.2 Decentrale anlæg

Den samlede installerede kapacitet på de decentrale kraftvarmeværker udgjorde primo 2016 ca. 2,5 GW fordelt på ca. 1.000 større eller mindre anlæg. Størstedelen af disse anlæg anvender naturgas som hovedbrændsel, som det fremgår af Tabel 12.

²² De anvendte betegnelser for anlæggenes evne til at levere ydelser til elsystemet er beskrevet i følgende dokument: Energinet.dk (2015). [Teknisk forskrift 5.1.2 - Definition af anlægsstatus for termiske kraftværker tilsluttet transmissionsnettet](#).

²³ Energinet.dk (2014). [Metode for Energinet.dk's forventninger til kraftværksudviklingen i Danmark](#).

Hovedbrændsel	Østdanmark		Vestdanmark		Danmark	
	Effekt (MW)	Antal	Effekt (MW)	Antal	Effekt (MW)	Antal
Naturgas	364	163	1.163	436	1.527	599
Diesel, olie m.m.	50	11	324	140	373	151
Bio	90	50	162	185	252	235
Affald	131	10	211	20	343	30
I alt	634	234	1.860	781	2.494	1.015

*Tabel 12 Installeret kapacitet på decentrale kraftvarmeværker pr. 1. januar 2016.
Randersværket, med en kapacitet på 52 MW, er inkluderet i denne opgørelse.*

Det er meget uvist, hvordan udviklingen for de decentrale kraftvarmeanlæg vil ske. Meget afhænger af tilskudsordningen, som ophører ultimo 2018, og kommunale planer om fossilfri varmeproduktion. Derudover er mange af de decentrale værker ved at nå slutningen af deres levetid, hvilket betyder, at anlægsejerne står over for at skulle beslutte, om den nuværende kraftvarmeproduktion skal fastholdes i de kommende år.

Energinet.dk forventer en reduktion i den decentrale elkapacitet, hvor reduktionen primært skyldes lukning af mange små naturgasfyrede anlæg. På de større naturgasfyrede anlæg forventes det, at en hovedrenovering vil kunne betale sig, og dermed medføre en levetidsforlængelse. Den affaldsfyrede kapacitet er antaget fastholdt, mens udviklingen for de øvrige decentrale anlæg antages at følge de naturgasfyrede anlæg.

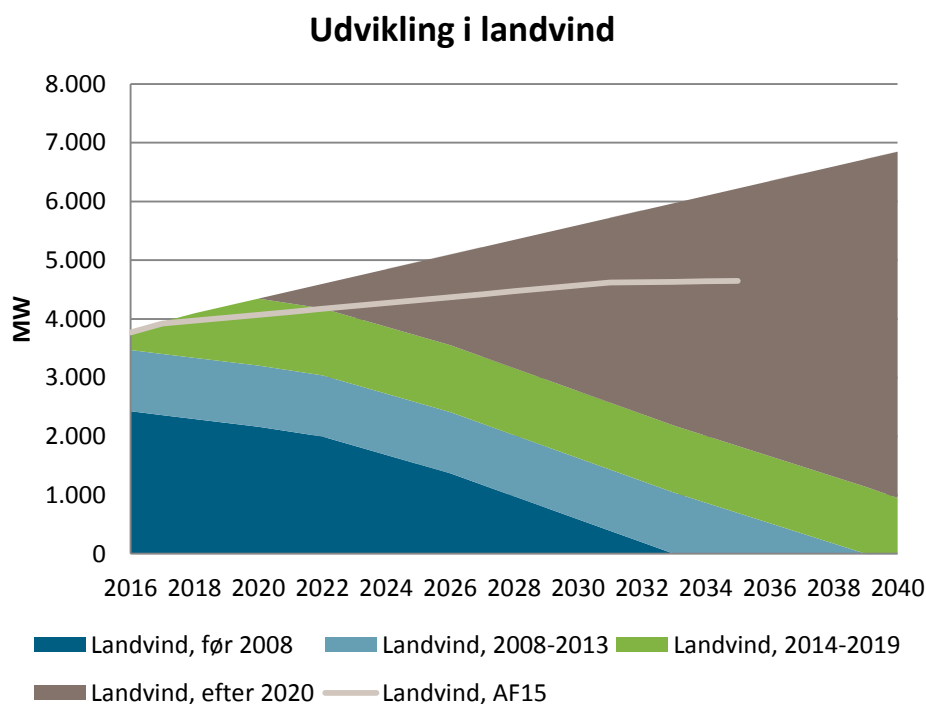
8.2 Vindmøller

Den samlede installerede vindmøllekapacitet i Danmark er pr. 1. januar 2016 ca. 5.080 MW, som er fordelt på 1.142 MW havmøller, 130 MW kystnære møller og 3.809 MW landmøller. Nettoopsætningen af landmøller var i 2015 ca. 194 MW.

En samlet oversigt over vindmøllernes kapaciteter, fuldlasttimer og produktion findes i regnearket med tabeller tilhørende Analyseforudsætninger 2016 på [Energinet.dk's hjemmeside](http://Energinet.dk's_hjemmeside).

8.2.1 Landmøller

For de kommende år – 2016 og 2017 – er forventningen til installeret landmøllekapacitet samlet sat til 420 MW. Dette beror på en vurdering af opstillet kapacitet ud fra landmølleprojekter i pipeline i henholdsvis Øst- og Vestdanmark. Det er primært mølleprojekter, der er endeligt godkendt af kommunalbestyrelsen, eller dem, der er en stærk forventning til bliver godkendt, som er taget med.



Figur 15 Forventet udvikling i den samlede kapacitet for landmøller, sammenlignet med sidste års analyseforudsætninger (AF2015).

Udviklingen i landmøllekapaciteten fra 2018 og frem er forbundet med en meget stor usikkerhed. Den nuværende tilskudsordning til landmøller er godkendt af EU-kommissionen frem til februar 2018, og der er ikke truffet en politisk beslutning om en ny tilskudsmodel til landvind herefter. Det forventes i analyseforudsætningerne, at den nuværende tilskudsordning vil blive erstattet med en ny tilskudsordning, der vil give nogenlunde samme incitament for opsætning af landmøller som i dag. Forsinkelse af en ny tilskudsordning til landvind fra februar 2018 vil kunne give en fremskyndelse af nogle projekter og en efterfølgende "stille" periode, som der ikke er indarbejdet i analyseforudsætningerne. Nettoudbygningen er skønsmæssigt sat til 125 MW årligt fra 2018 og frem, hvormed bruttoudbygningen kommer til at ligge

nogenlunde på nuværende niveau med ca. 200 MW årligt frem til 2022, hvorefter den stiger til ca. 300 MW årligt.

Udviklingsforløbet frem til 2030 er vurderet med baggrund i, at der er fysisk og økonomisk plads til betydelig mere landvind i Danmark, hvis der opkøbes ejendomme i forbindelse med landmølleprojekter – en metode der ses anvendt af flere opstillere²⁴. Efter 2030 antages det, at møllerne har en størrelse, hvor det ikke er sandsynligt, at kapaciteten stiger væsentligt, når de udskiftes.

En stor del af den samlede landmøllekapacitet – ca. 2,4 GW – udgøres i dag af møller installeret siden slutningen af 1970'erne og frem til 2008.

Nedtagningsforløbet for denne gruppe af landmøller er i år opdateret baseret på en vurdering af, at landmøller, som er installeret før 2008, formentlig vil blive stående længere end tidligere antaget²⁵. I dette års analyseforudsætninger udgør de gamle landmøller således 500-700 MW ekstra i perioden 2022-2030 i forhold til sidste år.

Landmøller forventes at blive nedtaget periodevist forskudt. Herved fås en mere realistisk "jævn" nedtagning, end hvis møllerne nedtages et præcist antal år efter opsætning²⁶. I dette års analyseforudsætninger er denne forskydning 25 år, således at aktive landmøller fra 2008-2013 nedtages jævnt i 2033-2038. Periodeforskydningen er justeret til 25 år, jf. Energistyrelsens Basisfremskrivning 2015²⁷ og forventninger til kommende teknologidata.

Baseret på antagelserne om kapacitetsudbygningen og nedtagningsforløbene forventes den samlede vindmøllekapacitet på land at være ca. 6,2 GW i 2035 (knap 1,6 GW mere end i sidste års analyseforudsætninger) og 6,8 GW i 2040.

8.2.2 Hav- og kystnære møller

Med udgangspunkt i den energipolitiske aftale fra marts 2012 og vækstdelaftalen fra juli 2014 forventes der frem til 2022 at blive idriftsat to havmølleparker på henholdsvis ca. 400 MW på Horns Rev samt 600 MW på Kriegers Flak. Desuden forventes 400 MW kystnære møller, hvoraf 350 MW er møller i udbud og 50 MW er forsøgsmøller.

Ud over de 400 MW kystnære møller er der i fremskrivningen skønnet 50 MW kystnære møller "uden for udbud" i 2020. Dette er et meget usikkert skøn, som dækker over en overvejende sandsynlighed for, at ingen eller meget få kystnære møller bliver idriftsat uden for udbud.

Levetiden for hav- og kystnære møller er i år justeret til 25 år for alle eksisterende og fremtidige møller. Vurderingen er taget med baggrund i, at de eksisterende havmølleparker har tilladelse til elproduktion fra nettilslutningen af

²⁴ Energinet.dk (2015). [Potentiale for landvind i Danmark i 2030](#).

²⁵ Energinet.dk (2016). [Nedtagning af gamle landvindmøller](#).

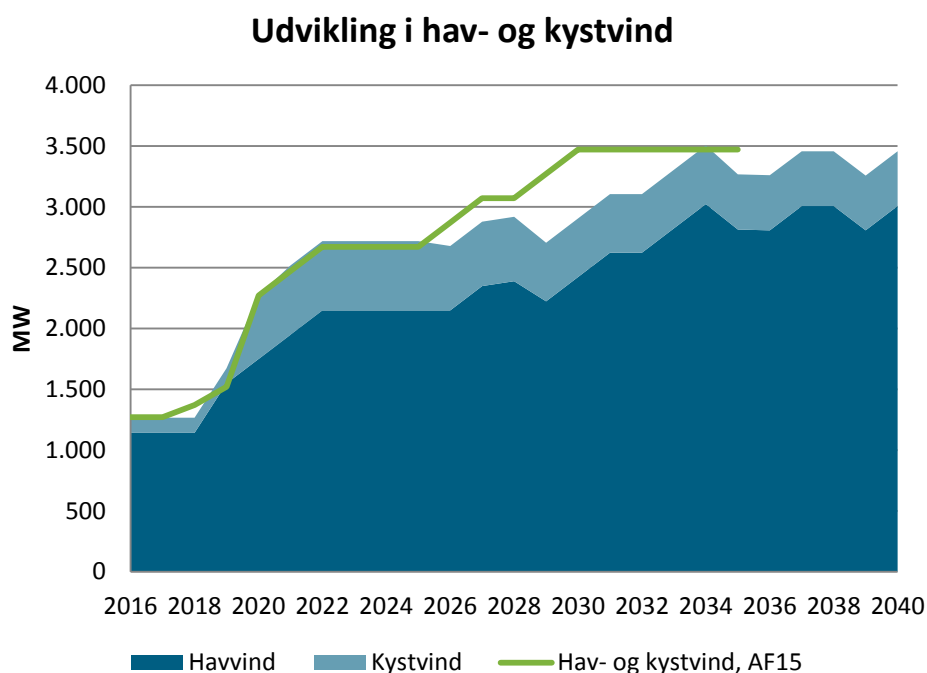
²⁶ I forhold til landmøller installeret før 2008 følges hovedforløbet fra analysen *Nedtagning af gamle landvindmøller*, men med en jævn, forceret udfasning fra primo 2026 til 2033 for at passe sammen med metoden for nedtagning af efterfølgende aldersgrupper af landvind.

²⁷ Energistyrelsen (2015). [Baggrundsrapport E – El og fjernvarme](#).

den første vindmølle og 25 år frem, samt Energistyrelsens Basisfremskrivning 2015 og forventninger til kommende teknologidata.

Efter udskydelsen af Kriegers Flak havmøllepark til senest ultimo 2021 (jf. vækstdeftalen fra juli 2014) sammenholdt med en ikke umiddelbart forestående energiaftale for perioden efter 2020, har Energinet.dk vurderet, at det første hele driftsår for en næste – endnu ikke politisk vedtaget – havmøllepark med planlægning og udbudsproces først vil komme i 2028. Udbygningshastighed og rækkefølge af ikke politisk besluttede havmølleparker i Danmark efter Kriegers Flak er pr. definition usikkert og skal derfor ses som Energinet.dk's bedste bud på et muligt udviklingsforløb.

Der er ikke antaget repowering af de små kystnære parker fra før 2015, hvilket betyder at den samlede kapacitet for kystnære møller begynder at falde fra 2025. Repowering af havmølleparker indgår i vurderingen af nye, ikke politisk besluttede havmølleparker efter Kriegers Flak.



Figur 16 Forventet udvikling i den samlede kapacitet for hav- og kystnære vindmøller, sammenlignet med sidste års analyseforudsætninger (AF15).

8.2.3 Fuldlasttimer

De gennemsnitlige fuldlasttimer for vindmøllerne er baseret på en analyse af de historiske fuldlasttimer samt et skøn af de fremtidige fuldlasttimer.

Fuldlasttimerne for landvind er grupperet efter opstillingsår og elområde i Tabel 13, mens fuldlasttimerne for hav- og kystvind er angivet for hver enkel hav- og kystnær park i Tabel 14.

År	Før 2008	2008-2013	2014-2019	2020 og frem
Østdanmark	1.850	2.700	3.000	3.150
Vestdanmark	1.950	2.950	3.150	3.300

Tabel 13 Skønnede fuldlasttimer for landvind grupperet efter elområde og opstillingsår.

Park	Type	Område	Første år	Fuldl astti mer	Kap. (MW)	Sidste år
Vindeby	Kyst	Øst	1991	1.700	5	2016
Middelgrunden	Kyst	Øst	2000	2.300	40	2025
Avedøre Holme	Kyst	Øst	2009	3.350	7	2034
Avedøre Holme	Kyst	Øst	2011	3.350	4	2036
Kystnære møller i udbud	Kyst	Øst	2020	4.000	175	2045
Forsøgsmøller	Kyst	Øst	2020	4.000	11	2045
Kystnære møller uden for udbud	Kyst	Øst	2021	4.000	25	2046
Tunø Knob	Kyst	Vest	1995	2.800	5	2020
Rønland	Kyst	Vest	2003	3.950	17	2028
Samsø	Kyst	Vest	2003	3.600	23	2028
Frederikshavn	Kyst	Vest	2003	2.900	8	2028
Sprogø	Kyst	Vest	2009	3.200	21	2034
Kystnære møller i udbud	Kyst	Vest	2020	4.500	175	2045
Forsøgsmøller	Kyst	Vest	2020	4.250	39	2045
Kystnære møller uden for udbud	Kyst	Vest	2021	4.250	25	2046
Horns Rev 1	Hav	Vest	2002	4.000	160	2027
Rødsand 1	Hav	Øst	2003	3.450	166	2028
Horns Rev 2	Hav	Vest	2009	4.400	209	2034
Rødsand 2	Hav	Øst	2010	3.900	207	2035
Anholt	Hav	Vest	2013	4.450	400	2038
Horns Rev 3	Hav	Vest	2019	4.500	407	2044
Kriegers flak	Hav	Øst	2020	4.250	600	2045
Horns Rev 4 + evt. HR1 re-power	Hav	Vest	2027	4.600	400	2052
Jammerbugt eller Ringkøbing	Hav	Vest	2030	4.600	400	2055
Horns Rev 5 + evt. HR2 re-power	Hav	Vest	2033	4.700	400	2058
Rødsand 1 + 2 repower	Hav	Øst	2036	4.300	400	2061
Jammerbugt eller Ringkøbing	Hav	Vest	2039	4.700	400	2064

Tabel 14 Oversigt over hav- og kystnære vindmølleparker i analyseforudsætningerne. Tabellen angiver parkernes elområde, kapacitet (MW) og skønnede fuldlasttimer (h). Årstallene angiver henholdsvis første og sidste år med elproduktion fra parken.

8.3 Solceller

I Danmark er der pr. 1. januar 2016 installeret ca. 800 MW solceller²⁸. Mange af disse solceller er små husstands anlæg installeret i perioden 2011-2013 grundet en gunstig subsidieordning, med ca. 400 MW ultimo 2013. Denne ordning blev ændret i december 2012. Solcellerne har i perioden frem til i dag haft en mindre stigning, men med et nyt "mindre" solcelleboom ultimo 2015, hvor 140 MW markanlæg blev installeret alene i sidste kvartal af året.

Derudover oplever solcellerne et stort teknologiprisfald med en forventet reduktion i produktionsomkostningerne på et solcelleanlæg frem mod 2030 på godt 40 pct.²⁹

Fremskrivningen af den forventede udvikling i solcellekapaciteten er i år opdateret på baggrund af en ny analyse udarbejdet af Energinet.dk, der belyser udviklingen i solceller og batterier frem til 2040³⁰. I analysen ses der på to mulige forløb for solcelleudbygningen: et privat- og selskabsøkonomisk forløb og et samfundsøkonomisk forløb. Fremskrivningen i dette års analyseforudsætninger er baseret på disse to forløb, dog opdateret med diverse rettelser og tilføjelser. Baggrunden for udarbejdelsen af forløbet til analyseforudsætningerne findes i et baggrundsnotat udgivet sammen med analyseforudsætningerne³¹.

Det skal bemærkes, at folketinget den 3. maj 2016 vedtog et lovindgreb, der lukker 60/40-støtteordningen til solceller³². Da analysen blev udarbejdet før lovændringen, er effekterne af denne ændring derfor ikke indarbejdet i dette års analyseforudsætninger.

Fremskrivningen viser en væsentlig forskel i forhold til tidligere års analyseforudsætninger, med en samlet kapacitet på ca. 5,4 GW i 2040 (2,5 GW mere i 2035 end i sidste års analyseforudsætninger), som det er vist på Figur 17. Årsagen til den store stigning er dels forventningerne om faldet i solcellepriserne, og dels på grund af et nyt fokus på kombianlæg (solceller med batteri), der er afgiftsmæssigt interessante med faldende batteripriser.

Der skelnes i dette års analyseforudsætninger mellem almindelige solceller og kombianlæg, samt husstands anlæg, anlæg på erhvervsbygninger og markanlæg.

Endelig er den tidligere anvendte benyttelsestid for alle solcelletyper på 1.000 timer ændret til udviklingsforløb pr. anlægstype. I fremskrivningen antages det derved, at fx markanlæg installeres på steder med statistisk flere solskinstimer og med en mere optimal solindstrålingsvinkel end fx private husstands anlæg. Benyttelsestiderne findes i regnearket med tabeller tilhørende Analyseforudsætninger 2016 på Energinet.dk's hjemmeside.

²⁸ [Energinet.dk's statistik og udtræk for VE-anlæg.](#)

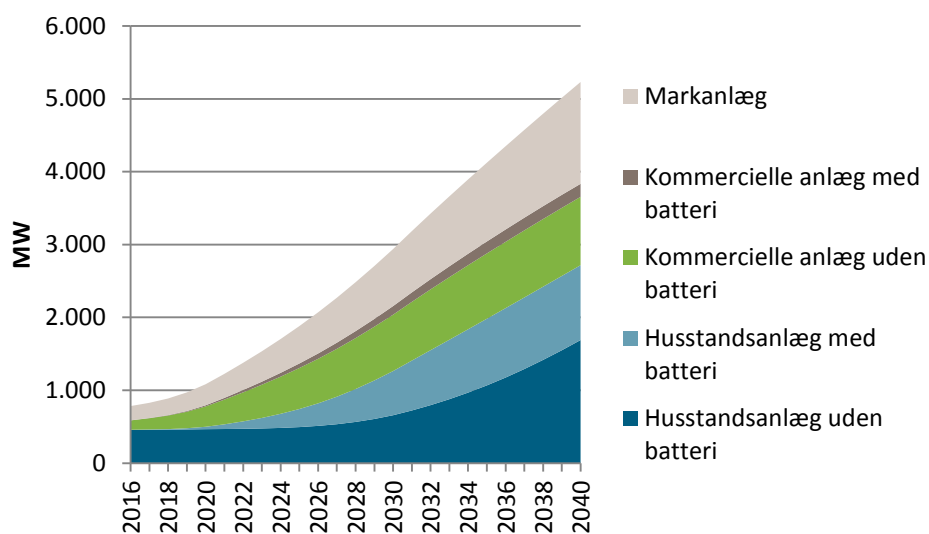
²⁹ [Energistyrelsens pressemeddelelse om opdateret teknologikatalog](#), 19. marts 2015.

³⁰ Energinet.dk (1. februar 2016). [Solceller og batterier i Danmark.](#)

³¹ Energinet.dk (1. maj 2016). [Solceller og batterier i Danmark, version 2.](#)

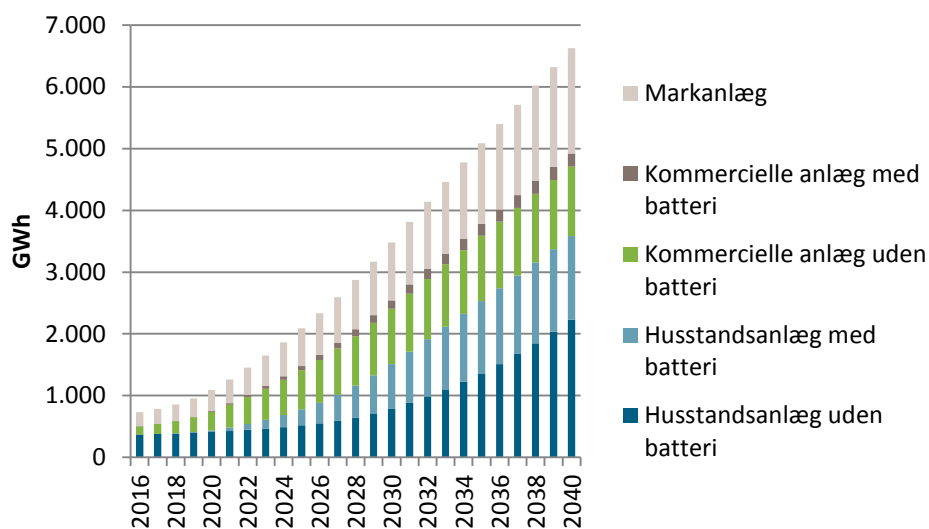
³² [Energi-, Forsynings- og Klimaministeriets pressemeddelelse om vedtagelse af et lovindgreb, der lukker 60/40-støtteordningen til solceller øjeblikkeligt](#), 3. maj 2016.

Forventet solcellekapacitet i Danmark



Figur 17 Udviklingen i den forventede solcellekapacitet i Danmark i perioden 2016-2040, fordelt på husstands anlæg (m/u batteri), kommercielle anlæg (m/u batteri) og markanlæg. Værdier er angivet i MW primo år.

Elproduktion fra solceller



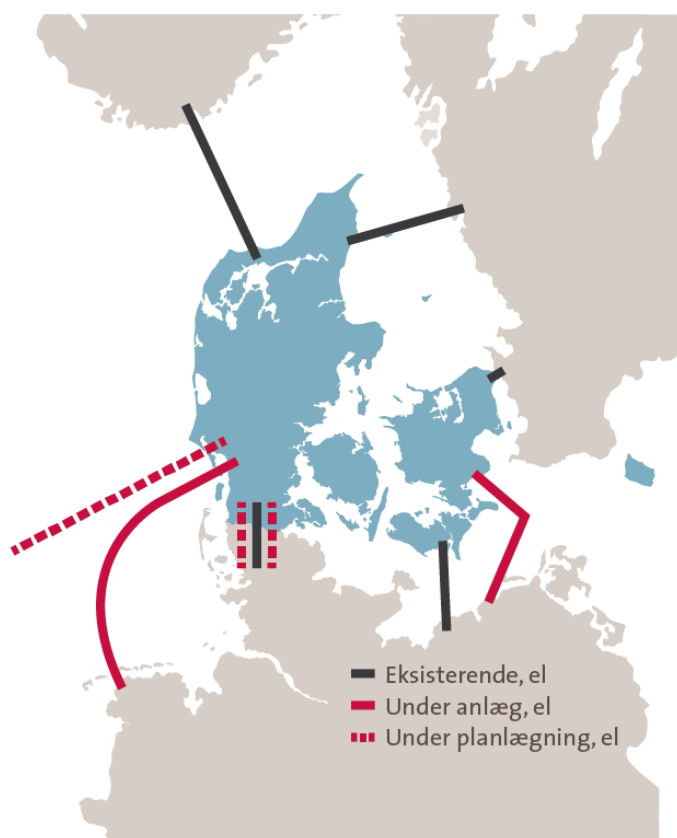
Figur 18 Forventet elproduktion fra solceller i perioden 2016-2040, fordelt på husstands anlæg (m/u batteri), kommercielle anlæg (m/u batteri) og markanlæg. Årsmængderne er angivet i GWh.

9. Elforbindelser til udlandet

I de følgende to afsnit beskrives de eksisterende og planlagte eltransmissionsforbindelser fra Danmark til nabolandene, som indgår i Energinet.dk's analyseforudsætninger.

Værdierne for import- og eksportkapacitet på overføringsforbindelserne udtrykker den maksimale handelskapacitet (maksimum net transfer capacity, forkortet NTC) frigivet til spotmarkedet, og der er derfor taget højde for nettab³³. Der kan forekomme (og forekommer allerede) perioder, hvor enten import, eksport eller begge begrænses i de enkelte områder³⁴. Disse begrænsninger modelleres i Energinet.dk's markedsmodeller ved hjælp af en metode, som er beskrevet i et baggrundsnotat til analyseforudsætningerne³⁵.

Tabellen med udlandsforbindelser og kapaciteter findes i regnearket med tabeller tilhørende Analyseforudsætninger 2016 på [Energinet.dk's hjemmeside](http://Energinet.dk).



Figur 19 Eksisterende og planlagte danske elforbindelser til udlandet. Storebæltsforbindelsen og forbindelsen mellem Bornholm og Sydsverige er ikke vist på kortet.

³³ Energinet.dk (2014). [Nettab på udlandsforbindelser](#).

³⁴ TenneT TSO GmbH (2012). [Determination of Transfer Capacity at trade relevant Cross-Border Interconnections of TenneT TSO GmbH](#).

³⁵ Energinet.dk (2014). [Metode til at håndtere interne flaskehalse i Tyskland ved hjælp af Energinet.dk's markedsmodeller](#).

9.1 Udlandsforbindelser i Østdanmark

Det østdanske elsystem er forbundet med vekselstrømsforbindelser til det øvrige nordiske system, som drives som et synkront område med samme frekvens. Øresundsforbindelsen til Sverige består af seks vekselstrømsforbindelser med en samlet eksportkapacitet på 1.700 MW til Sverige og en importkapacitet på 1.300 MW. Importkapaciteten er begrænset på grund af flaskehalse i det svenske net. Øresundsforbindelsen står i fremtiden foran en større renovation, da levetiderne på kablerne er opbrugt.

Elforbindelsen til Tyskland, Kontek, er en jævnstrømsforbindelse med en eksportkapacitet på 585 MW og en importkapacitet på 600 MW.

Storebæltsforbindelsen, der blev sat i drift i august 2010, forbinder det østdanske og vestdanske elsystem. Storebæltsforbindelsen består af en jævnstrømsforbindelse med en eksportkapacitet fra Østdanmark til Vestdanmark på 600 MW og en importkapacitet på 590 MW.

Bornholm er forbundet til Sydsverige med en vekselstrømsforbindelse med en kapacitet på 60 MW.

I fremtiden vil Sjælland og Tyskland desuden forbindes gennem verdens første havbaserede elnet på Kriegers Flak i Østersøen. Udlandsforbindelsen Kriegers Flak har en overføringskapacitet på 400 MW med første hele driftsår i 2019³⁶.

9.2 Udlandsforbindelser i Vestdanmark

Elforbindelsen til Sverige, Konti-Skan, består af to jævnstrømsforbindelser med en samlet eksportkapacitet på 740 MW og en importkapacitet på 640 MW.

Elforbindelsen til Norge, Skagerrak, består af fire jævnstrømsforbindelser. Forbindelsen blev i 2014 udvidet med et ekstra kabel, hvormed overføringskapaciteten blev forøget til i alt 1.632 MW. 100 MW i sydgående retning (importretningen) er reserveret til systemtjenester.

Elforbindelsen til Tyskland består af fire vekselstrømsforbindelser. Eksportkapaciteten på Tysklandsforbindelsen er bestemt af flaskehalse i det tyske elnet og begrænses derfor til 1.640 MW. Importkapaciteten på Tysklandsforbindelsen er 1.500 MW.

Energinet.dk planlægger sammen med den hollandske TSO, TenneT, en elforbindelse til Holland, COBRACable, som vil komme til at bestå af en jævnstrømsforbindelse med en overføringskapacitet på 700 MW. Kablet forventes at blive taget i drift i løbet af 2019 og har dermed første hele driftsår i 2020.

³⁶ For den danske havmøllepark på Kriegers Flak forventes en kapacitet på 600 MW, hvilket også er den maksimale overføring, som ilandføringen kan håndtere. De tyske havmølleparker har en kapacitet på ca. 340 MW, imens deres ilandføring muliggør overføring af op til 400 MW. Udlandsforbindelsen Kriegers Flak muliggør overføring af op til 400 MW mellem Østdanmark og Tyskland. Forbindelsens frigivne handelskapacitet (time for time) bestemmes af restkapaciteten i ilandføringerne, når den forventede vindproduktion er fraregnet. For en detaljeret beskrivelse af anlægget henvises til [Forbindelse til Tyskland - Kriegers Flak CGS > Anlægget](#) på Energinet.dk's hjemmeside.

Energinet.dk har sammen med tyske TenneT TSO GmbH indgået et samarbejde om en opgradering af forbindelsen mellem Vestdanmark og Tyskland, som 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.

Sammen med National Grid Interconnector Holdings Ltd. planlægger Energinet.dk etablering af en 1.400 MW jævnstrømsforbindelse til England. Projektet kaldes Viking-Link, og forbindelsen forventes at have første hele driftsår i 2023. Samtidig planlægger Energinet.dk i samarbejde med TenneT TSO GmbH etablering af Vestkystforbindelsen, som er en vekselstrømsforbindelse fra Endrup (øst for Esbjerg) til grænsen, der vil øge den maksimale handelskapacitet over den dansk-tyske grænse fra 2.500 MW til 3.500 MW. Viking-Link og Vestkystforbindelsen er gensidigt afhængige, og Vestkystforbindelsen forventes derfor ligesom Viking-Link at have første hele driftsår i 2023.

10. Centrale gasdata

Analyseforudsætninger for centrale gasdata er delt op i forbrug, produktion, import, eksport samt de nuværende forbindelser ud af Danmark.

I forhold til Energinet.dk's analysegrundlag fra oktober 2015 har det været nødvendigt at opdatere gasprognoserne. Det skyldes blandt andet, at det forventes, at Gasunie Deutschland indfører et nyt nomineringsprincip ved Ellund (kaldet Special Nomination Arrangement), hvor transportkunder kan nominere i modflow på den tyske side af grænsen, uden at mængderne først skal ind og ud af Danmark. Dette vil medføre reducerede kommercielle mængder i både Entry og Exit Ellund. Desuden er idriftsættelse af Hejrefeltet udskudt, hvilket kan have betydning for leverancer fra Nordsøen.

Det skal bemærkes, at Mærsk Oil på vegne af DUC den 4. april 2016 udmeldte, at de overvejer Tyrafeltets fremtid. Idet der endnu ikke foreligger tilstrækkelig detaljeret information om dette, er det ikke inkluderet i disse analyseforudsætninger. Når der foreligger mere detaljeret information, tilpasses forudsætningerne.

10.1 Forbrug og eksport via gasinfrastrukturen

Forbruget er både opgjort for Danmark og Sverige, da Sveriges eneste forsyningskilde går gennem Danmark.

Fremskrivningerne for forbrug og eksport er opdateret på baggrund af flere ændringer:

- Det danske gasforbrug forventes kun at falde svagt eller eventuelt at holde sig konstant på kort sigt som følge af lave naturgaspriser. På længere sigt forventes det imidlertid, at den faldende tendens bliver større.
- Gas til tung transport er taget med i fremskrivningerne, da det allerede ses i dag og forventes at udvikle sig de kommende år.
- Der forventes godkendt en ny nomineringsmodel hos Gasunie Deutschland, som indebærer reducerede mængder i Exit Ellund.
- Det svenske forbrug antages i perioden 2016-2025 at være på det nuværende niveau. Herefter antages det at falde blandt andet på baggrund af forventninger om øget produktion af biogas i Sverige ligesom i Danmark.

År	Danmark	Sverige	Sverige + Danmark	Kommerciel eksport til Tyskland	Forbrug Danmark og Sverige samt eksport til Tyskland
	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh
2016	30.345	11.065	41.410	23.457	64.866
2017	31.669	10.890	42.559	9.217	51.776
2018	31.872	10.890	42.762	6.359	49.122
2019	30.984	10.890	41.874	9.837	51.711
2020	29.678	10.890	40.568	8.878	49.447
2021	29.465	10.890	40.355	6.512	46.867
2022	29.397	10.890	40.287	5.022	45.308
2023	29.297	10.890	40.187	1.429	41.616
2024	29.216	10.890	40.106	0	40.106
2025	29.114	10.890	40.004	0	40.004
2026	28.158	10.454	38.612	0	38.612
2027	27.209	10.019	37.228	0	37.228
2028	26.269	9.583	35.852	0	35.852
2029	25.336	9.148	34.484	0	34.484
2030	24.411	8.712	33.123	0	33.123
2031	23.728	8.276	32.004	0	32.004
2032	23.053	7.841	30.893	0	30.893
2033	22.385	7.405	29.791	0	29.791
2034	21.726	6.970	28.695	0	28.695
2035	21.074	6.534	27.608	0	27.608
2036	20.753	6.098	26.852	0	26.852
2037	20.437	5.663	26.100	0	26.100
2038	20.124	5.227	25.352	0	25.352
2039	19.816	4.792	24.608	0	24.608
2040	19.512	4.356	23.868	0	23.868

Tabel 15 Forbrug (inklusive 40 pct. VE-gas fra 2018) og eksport via gasinfrastrukturen for perioden 2016-2040. Alle værdier er angivet i GWh (øvre brændværdi).

10.2 Produktion og import via gasinfrastrukturen

Fremskrivningerne for leverancer er opdateret på baggrund af flere ændringer:

- Der forventes godkendt ny nomineringsmodel hos Gasunie Deutschland, som indebærer reducerede mængder i Entry Ellund.
- Idriftsættelsen af Hejrefeltet antages udskudt fra 2017 til 2021.

Produktionen fra Nordsøen samt importen fra Tyskland svarer til forbrug plus eksport (afrundinger gør, at tallene ikke passer præcist). Leverancerne fra Nordsøen forventes at falde markant i perioden frem til 2035, hvorfor importen fra Tyskland stiger.

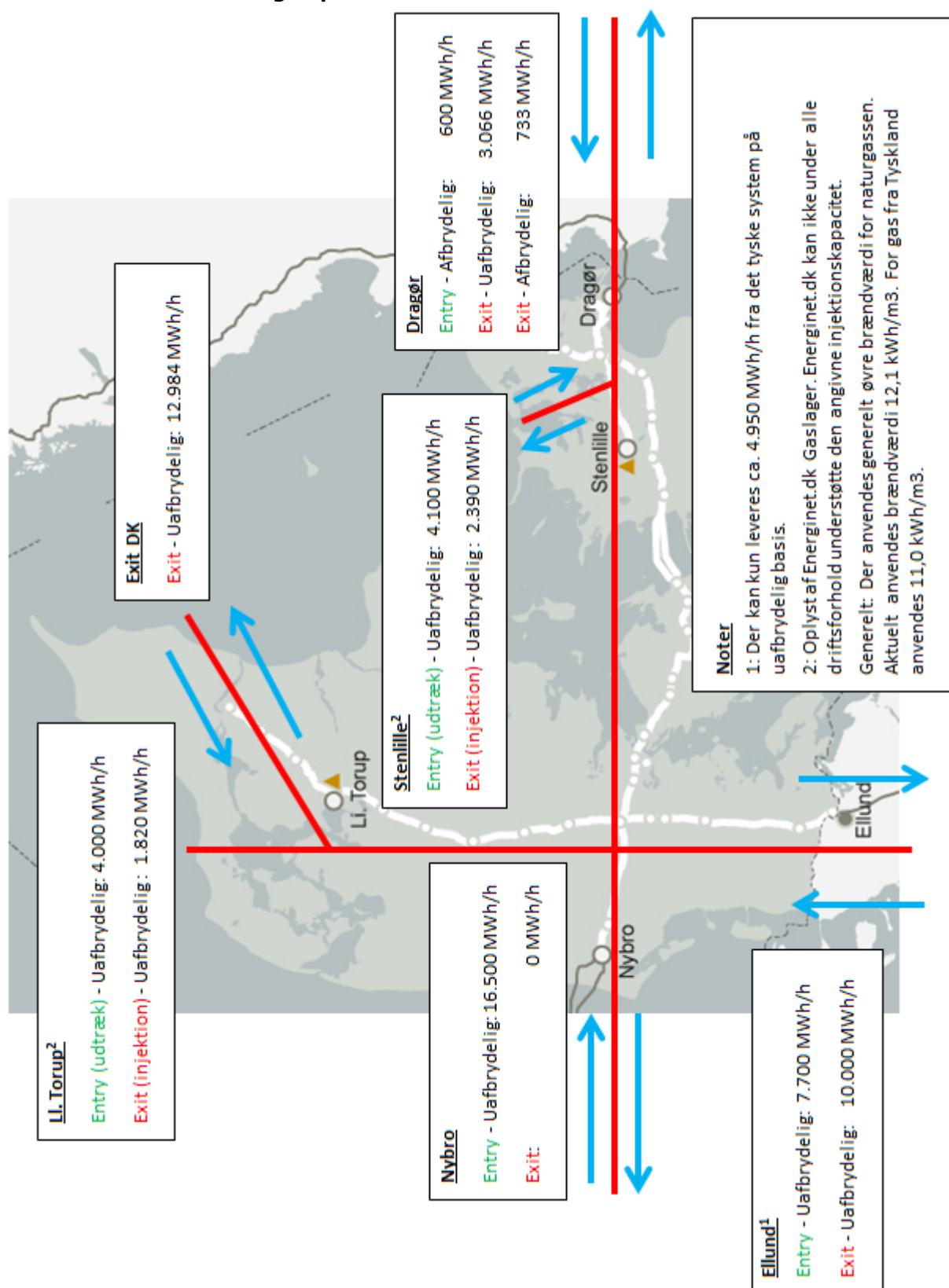
De forventede leverancer fra Nordsøen er baseret på Energistyrelsens seneste årsrapport. Årsrapport 2014 er anvendt og opdateret med den nyeste 5-års prognose fra årsrapport 2015³⁷. Derudover er udskydelse af idriftsættelsen af Hejrefeltet også antaget som forudsætning.

³⁷ [Energistyrelsens webside for årsrapporter om olie- og gasaktiviteter.](#)

År	Forventede leverancer fra Nordsøen til Danmark (Nybro)	VE-gas	Import fra Tyskland (Entry Ellund)	Samlede leverancer til Danmark inkl. VE-gas
	GWh	GWh	GWh	GWh
2016	47.030	390	17.443	64.862
2017	41.721	866	9.189	51.776
2018	38.851	1.082	9.189	49.122
2019	40.909	1.613	9.189	51.711
2020	38.473	1.784	9.189	49.447
2021	35.841	1.837	9.189	46.867
2022	34.230	1.890	9.189	45.308
2023	30.485	1.942	9.189	41.616
2024	26.949	1.995	11.162	40.106
2025	27.095	2.047	10.862	40.004
2026	23.907	2.090	12.615	38.612
2027	22.500	2.133	12.595	37.228
2028	20.226	2.176	13.450	35.852
2029	17.036	2.218	15.229	34.484
2030	14.344	2.261	16.518	33.123
2031	11.449	2.304	18.252	32.004
2032	8.812	2.347	19.735	30.893
2033	4.597	2.389	22.804	29.791
2034	3.435	2.432	22.828	28.695
2035	2.846	2.475	22.287	27.608
2036	2.578	2.712	21.562	26.852
2037	2.345	2.948	20.807	26.100
2038	2.163	3.185	20.004	25.352
2039	1.998	3.421	19.189	24.608
2040	1.397	3.658	18.814	23.868

Tabel 16 Produktion, 40 pct. VE-gas og import af gas via gasinfrastrukturen i perioden 2016-2040. Alle værdier er angivet i GWh (øvre brændværdi).

10.3 Gasforbindelser og kapaciteter



11. Oversigt over baggrundsnotater

Ea Energianalyse (2014). [Update of fossil fuel and CO2 price projection assumptions.](#)

Ea Energianalyse (2014). [Welfare economic prices of coal, petroleum products and natural gas.](#)

Ea Energianalyse (2013). [Analysis of biomass prices.](#)

Dansk Energi (2013). [Analyse nr. 6 - Varmepumper i Danmark - Udviklingsforløb for omstilling af oliefyr frem mod 2035.](#)

Energinet.dk (2015). [Udviklingsforløb for omstilling af individuelle opvarmningsløsninger frem mod 2035 v. 2.0.](#)

Dansk Energi (2013). [Analyse nr. 5 - Scenarier for udrulning af elbiler.](#)

Energinet.dk (2014). [Metode for Energinet.dk's forventninger til kraftværksudviklingen i Danmark.](#)

Energinet.dk (2015). [Potentiale for landvind i Danmark i 2030.](#)

Energinet.dk (2016). [Analyse: Nedtagning af gamle landmøller.](#)

Energinet.dk (2016). [Solceller og batterier i Danmark, version 2.](#)

Energinet.dk (2014). [Metode til at håndtere interne flaskehalse i Tyskland ved hjælp af Energinet.dk's markedsmodeller.](#)

12. Bilag 1: Brændselspriser

År	Kul	Olie	Fuelolie	Gasolie	Gas	Gas, decentral
2016	11,7	48,7	34,3	64,6	24,2	29,7
2017	10,6	51,9	37,8	68,1	26,6	32,2
2018	10,0	53,2	39,1	69,4	26,9	32,4
2019	10,5	55,9	42,0	72,2	28,0	33,5
2020	11,5	58,5	44,8	75,0	28,5	34,0
2021	12,6	62,0	48,4	78,7	30,2	35,7
2022	13,7	66,0	52,7	83,0	32,2	37,8
2023	14,8	70,7	57,6	87,8	34,7	40,2
2024	16,0	75,8	63,0	93,3	37,5	43,0
2025	17,2	81,4	69,0	99,2	40,5	46,1
2026	18,5	87,5	75,4	105,6	43,9	49,4
2027	19,7	94,0	82,2	112,5	47,5	53,0
2028	21,0	100,9	89,5	119,7	51,3	56,9
2029	22,2	108,1	97,1	127,3	55,4	60,9
2030	23,5	115,6	105,1	135,3	59,7	65,2
2031	23,7	117,6	107,1	137,4	60,7	66,2
2032	23,9	119,4	109,1	139,3	61,6	67,1
2033	24,1	121,1	110,9	141,1	62,4	68,0
2034	24,2	122,7	112,6	142,8	63,2	68,8
2035	24,4	124,2	114,2	144,4	64,0	69,5
2036	24,5	125,6	115,6	145,9	64,7	70,2
2037	24,6	127,0	117,0	147,3	65,3	70,8
2038	24,7	128,2	118,4	148,6	65,9	71,4
2039	24,8	129,4	119,6	149,8	66,4	72,0
2040	24,9	130,4	120,7	151,0	67,0	72,5

Tabel 17 Prisprognoser for anvendte fossile brændsler for perioden 2016-2040. Alle priser er i DKK/GJ (2016-priser) og er an central kraftværk eller an decentralt kraftværk, undtagen olie der er an raffinaderi.

13. Bilag 2: Biomassepriser

År	Halm	Halm, decentral	Træflis	Træpiller	Træpiller, decentral
2016	41,7	40,1	48,8	65,3	69,7
2017	42,0	40,4	49,1	65,4	69,8
2018	42,3	40,6	49,5	65,6	69,9
2019	42,6	40,9	49,8	65,7	70,0
2020	42,9	41,2	50,2	65,8	70,1
2021	43,5	41,8	50,8	66,3	70,7
2022	44,1	42,3	51,5	66,8	71,2
2023	44,6	42,8	52,1	67,4	71,8
2024	45,2	43,4	52,8	67,9	72,3
2025	45,7	43,9	53,4	68,4	72,9
2026	46,4	44,2	54,3	69,1	73,7
2027	47,1	44,5	55,1	69,8	74,4
2028	47,8	44,8	55,9	70,5	75,2
2029	48,5	45,2	56,7	71,3	75,9
2030	49,2	45,8	57,5	72,0	76,7
2031	49,6	46,2	58,0	72,3	77,1
2032	50,0	46,5	58,4	72,7	77,4
2033	50,4	46,9	58,9	73,0	77,8
2034	50,9	47,3	59,4	73,4	78,1
2035	51,3	47,7	59,9	73,7	78,5
2036	51,7	48,0	60,3	74,0	78,8
2037	52,0	48,4	60,8	74,3	79,1
2038	52,4	48,8	61,2	74,6	79,5
2039	52,8	49,1	61,7	74,9	79,8
2040	53,2	49,5	62,1	75,2	80,1

Tabel 18 Prisprognoser for anvendt fast biomasse for perioden 2016-2040. Alle priser er i DKK/GJ (2016-priser) og er an central kraftværk eller an decentralt kraftværk.

14. Bilag 3: CO₂-kvotepriser

År	CO ₂ -kvotepris
2016	36,4
2017	36,1
2018	35,8
2019	42,1
2020	50,8
2021	61,1
2022	72,9
2023	86,2
2024	100,9
2025	116,9
2026	134,0
2027	152,4
2028	171,7
2029	191,9
2030	213,2
2031	222,5
2032	231,3
2033	239,7
2034	247,6
2035	255,3
2036	262,5
2037	269,4
2038	276,0
2039	282,2
2040	288,1

Tabel 19. Prisprognose for CO₂-kvoter i perioden 2016-2040. Alle priser er i DKK/ton (2016-priser).

15. Bilag 4: Elpriser

År	DK1	DK2	DK	NSY	SE3	SE4	DE	NL	GB
2016	150	162	155	129	153	158	172	195	325
2017	142	156	148	125	143	150	158	186	306
2018	138	153	144	120	140	145	147	173	290
2019	173	181	176	162	171	174	178	204	318
2020	208	209	208	204	203	203	209	236	346
2021	228	231	229	226	223	223	230	255	366
2022	249	251	250	247	243	243	251	275	386
2023	275	274	274	268	263	263	272	294	407
2024	296	295	295	289	283	283	293	313	427
2025	317	315	316	310	303	303	315	333	447
2026	339	339	339	331	323	323	336	352	467
2027	359	357	359	352	343	343	357	371	487
2028	380	379	379	373	363	363	378	391	507
2029	400	402	401	395	383	383	399	410	527
2030	420	424	422	416	403	403	420	430	547
2031	428	429	429	426	413	413	431	439	557
2032	440	442	441	437	423	423	442	449	568
2033	449	451	450	447	433	433	452	459	578
2034	459	462	460	458	443	443	463	468	588
2035	468	471	469	469	453	453	473	478	598
2036	479	481	480	479	463	463	484	488	608
2037	491	488	490	490	473	473	494	497	618
2038	500	497	499	500	483	483	505	507	628
2039	512	509	511	511	493	493	516	517	638
2040	524	520	522	521	503	503	526	527	648

Tabel 20 Gennemsnitlige årlige elpriser for Øst- (DK1) og Vestdanmark (DK2), Norge (NSY), Sverige (SE3, SE4), Tyskland (DE), Holland (NL) og Storbritannien (GB). Elprisen for Danmark (DK) er et vægtet gennemsnit af DK1- og DK2-priserne. Alle priser er i DKK/MWh (2016-priser).

16. Bilag 5: Opdeling af elforbruget i Østdanmark

År	Klassisk elforbrug	Indiv. varmepumper	Elbiler	Femern og elektrificering af fjernbanen	Store datacentre	Elpatroner og store varmepumper	Total
	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh
2016	13.306	211	10	127	0	109	13.763
2017	13.404	225	12	127	0	96	13.864
2018	13.491	239	13	149	0	298	14.190
2019	13.597	254	15	190	0	310	14.366
2020	13.599	271	16	295	0	348	14.529
2021	13.572	296	43	405	0	330	14.645
2022	13.595	323	70	524	0	337	14.849
2023	13.595	353	97	622	0	347	15.014
2024	13.612	385	124	740	0	375	15.236
2025	13.626	418	151	796	0	376	15.366
2026	13.623	452	178	846	0	442	15.541
2027	13.630	488	204	888	0	466	15.675
2028	13.621	524	231	929	0	511	15.816
2029	13.615	561	258	929	0	538	15.901
2030	13.638	598	285	929	0	560	16.010
2031	13.629	637	332	929	0	580	16.106
2032	13.625	678	378	929	0	603	16.213
2033	13.601	720	425	929	0	605	16.280
2034	13.575	747	472	929	0	620	16.342
2035	13.587	773	518	929	0	626	16.434
2036	13.570	799	609	929	0	640	16.547
2037	13.566	825	700	929	0	637	16.656
2038	13.559	850	790	929	0	640	16.767
2039	13.552	875	881	929	0	715	16.951
2040	13.584	899	972	929	0	723	17.106

Tabel 21 Det forventede østdanske bruttoelforbrug for perioden 2016-2040 opdelt i klassisk elforbrug, samt elforbrug til individuelle varmepumper, elbiler, Femern og elektrificering af fjernbanen, store datacentre, elpatroner og store varmepumper. Elforbruget er opgjort ab værk, hvormed forbruget er tillagt 6 pct. nettab. Alle værdier er årsmængder angivet i GWh ab værk.

17. Bilag 6: Opdeling af elforbruget i Vestdanmark

År	Klassisk elforbrug	Indiv. varmepumper	Elbiler	Femern og elektrificering af fjernbanen	Store datacentre	Elpatroner og store varmepumper	Total
	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh
2016	19.551	310	15	79	0	224	20.181
2017	19.673	331	17	88	0	825	20.934
2018	19.793	351	19	97	750	844	21.854
2019	19.937	373	21	105	1.500	835	22.771
2020	19.942	397	24	168	2.250	697	23.476
2021	19.907	434	63	229	2.843	617	24.094
2022	19.946	474	103	322	3.437	553	24.835
2023	19.966	519	142	431	4.030	600	25.689
2024	19.988	565	182	540	4.030	583	25.889
2025	20.003	614	221	599	4.030	641	26.109
2026	19.999	664	261	655	4.030	881	26.490
2027	20.009	716	300	678	4.030	1.020	26.753
2028	19.995	769	340	685	4.030	1.096	26.916
2029	19.987	824	379	693	4.030	1.166	27.079
2030	20.021	878	418	696	4.030	1.507	27.551
2031	20.008	935	487	696	4.030	1.578	27.734
2032	20.001	996	555	696	4.030	1.658	27.937
2033	19.967	1.057	624	696	4.030	1.681	28.057
2034	19.928	1.097	692	696	4.030	1.737	28.181
2035	19.947	1.135	761	696	4.030	1.740	28.310
2036	19.921	1.173	894	696	4.030	1.767	28.482
2037	19.915	1.211	1.027	696	4.030	1.843	28.723
2038	19.904	1.248	1.160	696	4.030	1.888	28.927
2039	19.895	1.284	1.293	696	4.030	1.901	29.101
2040	19.941	1.320	1.427	696	4.030	2.050	29.464

Tabel 22 Det forventede vestdanske bruttoelforbrug for perioden 2016-2040 opdelt i klassisk elforbrug, samt elforbrug til individuelle varmepumper, elbiler, Femern og elektrificering af fjernbanen, store datacentre, elpatroner og store varmepumper. Elforbruget er opgjort ab værk, hvormed forbruget er tillagt 7 pct. nettab. Alle værdier er årsmængder angivet i GWh ab værk.