



Energinet.dk's analyseforudsætninger 2015-2035

Indholdsfortegnelse

1.	Indledning	2
1.1	Primære ændringer fra sidste års analyseforudsætninger	2
2.	Økonomiske nøgletal	3
3.	Brændselspriser	4
4.	CO ₂ -kvotepriser	5
5.	Elpriser	5
6.	Elforbrug	6
6.1	Det samlede elforbrug	7
6.2	Varmepumper	10
6.3	Elkedler på kraft- varmegærker	12
6.4	Elbiler	12
7.	Produktionsanlæg	12
7.1	Centrale anlæg	13
7.2	Decentrale kraftværker	14
7.3	Vindmøller	15
7.4	Solceller (PV)	18
8.	Forbindelser til nabo-områder	19
9.	Fjernvarmeforbrug	20
10.	Centrale gasdata	21
10.1	Forbrug og eksport	21
10.2	Produktion og import	22
10.3	Forbindelser og kapaciteter	23
11.	Bilag 1 – Opsplitning af elforbruget	24
12.	Bilag 2 – Maksimalt elforbrug uden Femernforbindelsen	25
13.	Bilag 3 – Valutakurser	25

8. maj 2015
SPG-D'Accord/DGR

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 analyseforudsætningsnotat indeholder det sæt af antagelser, som vil blive benyttet til analyser i Energinet.dk. Forbrug, produktionskapaciteter, udlandsforbindelser og priser er alle centrale emner i forudsætningerne. Forudsætningerne er kun udarbejdet med henblik på internt brug og offentliggøres for at give interessenter indblik i Energinet.dk's forudsætninger. Energinet.dk tager derfor ikke ansvar for, hvorledes forudsætningerne anvendes udenfor Energinet.dk. Analyseforudsætningerne opdateres én gang årligt med udgivelse i maj.

Analyseforudsætningerne inkluderer den seneste politiske vækstdeftale fra juli 2014 og det energipolitiske forlig fra marts 2012, hvor der er udstukket nogle klare mål frem til 2020.¹ Derudover er regeringens energiudspil "Vores Energi" tænkt ind i udviklingen frem mod 2035. Selv om målsætningen om en omstilling af hele energiforsyningen – el, varme, industri og transport – der dækkes af vedvarende energi i 2050, ligger langt ude i fremtiden, bliver de næste 21 år vigtige skridt i retning mod denne målsætning. Dog afviger forudsætningerne fra energiaftalen på et enkelt punkt. Udbygningen af landvind frem mod 2020 giver, ligesom i sidste års forudsætninger, en større vindandel end de ca. 50 pct., der fremgår af energiaftalen

Analyseforudsætningerne kan afvige fra de forudsætninger for samfundsøkonomiske analyser, som Energistyrelsen har angivet som vejledende. Nogle forudsætninger behandles ikke i dette notat (såsom varmepriser, emissioner og afgiftssatser). Der henvises derfor til Energistyrelsens generelle forudsætninger.²

Analyseforudsætningerne dækker perioden fra 2015 til 2035. Der er i denne periode ikke regnet med, at afgifter, tilskudsordninger eller lignende ændrer sig, men der er enkelte undtagelser. Den nuværende tilskudsordning for decentrale kraftvarmeværker er et eksempel, hvor det forventes, at tilskudsordningen ændrer sig.

Forudsætningerne beror på både interne og eksterne analyser, men der er også skønsmæssige vurderinger af den fremtidige udvikling. I de følgende afsnit redegøres for forudsætningerne.³

1.1 Primære ændringer fra sidste års analyseforudsætninger

Dette års opdatering af analyseforudsætningerne er en mindre omgang. Det skyldes, at der siden sidste års udgivelse ikke er udkommet nye analyser på alle områder. De områder, hvor der ikke er kommet ny viden til, er de historiske tal opdateret og fremskrivningerne rettet til.

Der er dog områder, hvor der er sket væsentlige ændringer i forhold til sidste års fremskrivning. Det drejer sig blandt andet om prognosen for brændsels- og CO₂-kvotepriser der hvert år opdateres med de nyeste fremskrivninger fra det Internationale Energi Agentur (IEA), hvilket der kan læses mere om i afsnit 3 og 4. I år er der også anvendt en ny model for biomassepriser. Udviklingsforløbet for individuelle varmepumper i afsnit 6.2 er et af de områder, hvor der er kommet en ny analyse fra Energinet.dk,

¹ [Vækstdeftale, juli 2014](#)

[Energiaftale, marts 2013 og regeringens energi- og klimapolitiske mål.](#)

² [Vejledning i samfundsøkonomiske analyser på energiområdet, Energistyrelsen, april 2005 \(Beregningseksempler revideret juli 2007\).](#)

³ [Tidligere års analyseforudsætninger, workshopmateriale og baggrundsnotater.](#)

hvilket også ses i fremskrivningen. Fremskrivningen af landvind i afsnit 7.3 er endnu et af de områder, hvor metoden til fremskrivning har ændret sig siden sidste år. Det sidste område, hvor der er væsentlige ændringer i forhold til sidste år er afsnit 8 Forbindelser til nabo-områder, hvor forbindelsen fra Vestdanmark til England er taget med.

2. Økonomiske nøgletal

Der er udsigt til, at den økonomiske vækst i Danmark vil stige i de nærmeste år, primært trukket af vækst i Tyskland, hvor der er begyndende vækst, og i Storbritannien og USA, hvor det igangværende opsving forventes at fortsætte. Fortsat usikkerhed omkring gældskrisen i Sydeuropa og de geopolitiske spændinger forventes dog at lægge en dæmper på væksten.

Inflationen i 2014 var rekordlav 0,6 pct. (det laveste niveau siden 1953), ifølge Danmarks Statistik (forbrugerpriser). I Konvergensprogram 2015 (marts 2015) forventes inflationen det kommende år at være ca. 1 pct. Samtidig forventes renten at være lav. Tabel 1 viser forventet årlig vækst, inflation og renteniveau.

	2015	2016-2020	2021-2030	2031-2035
BNP, årlig vækst	1,5	2,1	1,3	1,0
Inflation, forbrugerpris	1,0	1,9	1,9	2,0
Nominal rente, niveau i slutår	0,5	3,9	4,5	4,5

Tabel 1 Forventet årlig realvækst, inflation og renteniveau i 2015-2035.
Konvergensprogram 2015, Økonomi og Indenrigsministeriet.

Ved investeringsprojekter, hvor rentabilitetsanalysen er baseret på samfundsøkonomiske beregninger, anvendes retningslinjerne i Finansministeriets⁴ og Energistyrelsens⁵ vejledninger. I vurderingen af investeringsalternativer anvendes en samfundsmæssig kalkulationsrente, der i starten er 4 pct. (renset for inflation), men gradvist nedsættes for projekter med lang løbetid, som det er vist i Tabel 2.

Samfundsmæssig kalkulationsrente

Årene 0-35	4 %
Årene 36-70	3 %
År 70 og efterfølgende år	2 %

Tabel 2 Den reale samfundsøkonomiske kalkulationsrente (renset for inflation.)

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 mix af 10- og 30-årige statsobligationer. Prognosen for den effektive rente, som er opgjort i marts 2015, er vist i Tabel 3.

⁴ Vejledning i udarbejdelse af samfundsøkonomiske konsekvensvurderinger, Finansministeriet, november 1999.

⁵ [Vejledning i samfundsøkonomiske analyser på energiområdet, Energistyrelsen, april 2005 \(Beregningseksempler revideret juli 2007\).](#)

År	Effektiv rente til byggerenter
2015	1,80 %
2016	1,80 %
2017	1,80 %
2018	1,80 %
2019 ->	2,00 %

Tabel 3 Energinet.dk's effektive rente – prognose pr. marts 2015.

3. Brændselspriser

En vigtig del af forudsætningerne er at belyse markedsaktørernes situation og handlinger. For brændselspriserne anvendes derfor en prognose for de priser, selskaberne indkøber brændsel efter. De fossile brændselspriser såvel som biomassepriserne tager udgangspunkt i IEA (World Energy Outlook, november 2014, New Policies Scenario⁶). 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 New Policy Scenarie (World Energy Outlook, 2012).

I forbindelse med opdateringen af brændselspriserne sidste år var der i samarbejde med Energistyrelsen igangsat et arbejde med at udvikle en metode til at gøre overgangen fra forwards/futures til langsigtede IEA-priser, dels udviklet følsomheder for de enkelte brændsler og dels opdateret transportomkostninger, avancer, prisdifferencer osv. for både fossile brændsler og biobrændsler. EA Energianalyse løste denne opgave, og de udviklede metoder er derfor anvendt for både de fossile brændsler og biomasse.⁷

I år benyttes IEA-fremskrivningen af brændselspriserne (WEO2014 – new policies scenario) fra 2020. Fra 2015 til 2020 anvendes en blanding af forwardpriser og IEA 2020-pris. Desto tættere 2020 kommer, jo mere vægter IEA's priser. Priserne er i faste 2015-priser og er an kraftværk (an transmissionsnet for naturgas). For halm, træflis og træpiller er den fælles model, som er udviklet for Energistyrelsen og Energinet.dk, anvendt for første gang.

Prisen for kul har i gennemsnit i 2014 været 16,15 kr./GJ, jf. Energistyrelsens opgørelse. Naturgasprisen var i 2014 i gennemsnit 48,42 kr./GJ over hele året (nedre brændværdi), jf. historiske data fra Gaspoint Nordic. Råolieprisen lå på ca. 95,02 kr./GJ i gennemsnit, jf. Energistyrelsens opgørelse.⁸

⁶ IEA's New Policies Scenario tager højde for blandt andet internationale aftaler og nationale tiltag om CO₂-reduktioner, hvor mere konkrete metoder til at opnå målene nødvendigvis ikke er blevet identificeret endnu.

⁷ <http://energinet.dk/DA/EI/Udvikling-af-elsystemet/Analyseforudsætninger/Sider/Baggrundsnotater.aspx>

⁸ <http://www.ens.dk/info/tal-kort/statistik-noglestal/energi/priser-afgifter/oliepriser>
<http://www.ens.dk/info/tal-kort/statistik-noglestal/energi/priser-afgifter/kulpriser>
<http://www.gaspointnordic.com>

	Kul	Olie	Fuelolie	Gasolie	Gas	Gas, dec	Halm	Halm, dec	Træflis	Træpiller	Træpiller, dec
2015	15,74	70,34	53,75	82,19	41,07	46,51	42,63	40,92	49,80	67,28	71,91
2016	16,86	84,60	68,81	97,25	44,39	49,83	43,16	41,43	50,42	67,73	72,38
2017	18,32	95,32	80,13	108,58	47,85	53,30	43,69	41,94	51,03	68,18	72,86
2018	20,02	103,88	89,17	117,62	51,73	57,17	44,21	42,44	51,65	68,63	73,34
2019	21,93	112,54	98,32	126,77	56,06	61,50	44,74	42,71	52,27	69,07	73,81
2020	23,88	121,04	107,30	135,75	60,40	65,85	45,27	42,96	52,88	69,52	74,29
2021	24,10	122,46	108,81	137,25	61,20	66,65	45,70	43,18	53,38	69,79	74,56
2022	24,29	123,77	110,19	138,63	61,94	67,38	46,12	43,40	53,88	70,06	74,83
2023	24,46	124,97	111,46	139,90	62,61	68,05	46,55	43,63	54,38	70,33	75,10
2024	24,62	126,11	112,66	141,10	63,24	68,68	46,98	43,85	54,88	70,60	75,38
2025	24,77	127,16	113,77	142,22	63,83	69,27	47,40	44,10	55,38	70,86	75,65
2026	24,91	128,13	114,80	143,24	64,36	69,81	47,84	44,50	55,89	71,19	75,99
2027	25,03	129,03	115,74	144,19	64,86	70,30	48,28	44,91	56,40	71,52	76,32
2028	25,13	129,83	116,59	145,04	65,30	70,74	48,72	45,32	56,92	71,85	76,66
2029	25,22	130,57	117,37	145,82	65,70	71,14	49,16	45,73	57,43	72,18	76,99
2030	25,31	131,30	118,15	146,59	66,10	71,54	49,60	46,14	57,94	72,50	77,33
2031	25,45	132,51	119,42	147,86	66,62	72,07	50,01	46,52	58,43	72,84	77,68
2032	25,57	133,60	120,58	149,02	67,09	72,53	50,43	46,91	58,91	73,18	78,03
2033	25,67	134,61	121,64	150,09	67,51	72,95	50,84	47,29	59,39	73,52	78,38
2034	25,76	135,54	122,63	151,07	67,89	73,33	51,25	47,68	59,88	73,86	78,73
2035	25,84	136,40	123,54	151,98	68,24	73,68	51,67	48,06	60,36	74,20	79,08

Tabel 4 Prisprognoser for anvendte brændsler 2015-2035. Priserne er i faste 2015-priser kr./GJ.

4. CO₂-kvotepriiser

I dag handles CO₂-kvoterne på EU's kvotemarked som følge af EU's direktiv om handel med drivhusgasser. I år benyttes IEA-fremskrivningen af kvotepriisen (WEO2014 – new policies scenario) fra 2020. Fra 2015 til 2020 anvendes en blanding af forwardpriser og IEA's 2020-pris. Desto tættere 2020 kommer, jo mere vægter IEA's priser. Metoden kan findes i samme baggrundsnotat, som metoden for brændselspriserne i kapitel 3.⁹

År	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Kr./ton	51	55	66	81	101	126	136	146	155	165	173

År	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Kr./ton	182	190	197	204	211	220	229	237	245	253

Tabel 5 CO₂-priser er i DKK/ton CO₂ for 2015-2035. Alle priser er i faste 2015-priser.

5. Elpriser

Elpriserne, der anvendes for Norge, Sverige, Holland og Tyskland, tager udgangspunkt i beregninger med BID-modellen (Better Investment Decision). Dog anvendes der forwardpriser for 2015-2017. De gennemsnitlige årlige priser fremgår af nedenstående tabel.

⁹ Se notatet *Update of fossil fuel and CO₂ price projection assumptions*.

År	DK1	DK2	DK	NO (NSY)	SE3	SE4	DE	NL	UK
2015	221	232	225	178	212	220	241	308	464
2016	225	240	231	193	223	230	235	284	466
2017	218	232	224	186	215	222	224	276	445
2018	272	282	276	251	266	271	276	334	487
2019	327	332	329	315	317	320	328	393	529
2020	382	382	382	380	368	369	380	451	571
2021	385	386	386	382	371	371	385	450	565
2022	399	393	397	384	373	373	389	450	559
2023	403	397	401	386	375	375	393	450	553
2024	407	402	405	387	377	377	398	449	547
2025	411	404	408	389	380	380	402	449	541
2026	418	411	415	391	382	382	407	449	535
2027	421	415	419	393	384	384	411	448	529
2028	424	420	423	395	386	386	416	448	523
2029	427	423	426	397	389	388	420	447	517
2030	431	428	430	398	391	391	425	447	511
2031	431	428	430	399	392	392	427	447	507
2032	433	430	432	400	393	393	429	447	504
2033	434	432	433	401	394	394	432	446	501
2034	436	434	435	402	395	395	434	446	498
2035	437	436	437	403	397	396	436	446	495

Tabel 6 Gennemsnitlige timepriser pr. MW for Øst- (DK2) og Vestdanmark (DK1), Norge, Sverige, Tyskland og Holland. Elprisen for DK er et vægtet gennemsnit af DK1- og DK2-priserne.

	Forwardpriser fra Nasdaq (hentet den 18. marts 2015). 2015-2017.
	Interpolerede priser mellem forward- og simuleringspriserne. 2018-2020.
	Simulerede elpriser fra Energinet.dk's energimodeller. 2020-2035.

Da en fremskrivning af elpriser er meget følsom over for flere parametre (våd- og tørår, udlandsforbindelser, forbrug, produktion osv.), så skal de årlige gennemsnitlige elpriser bruges med forsigtighed. For at illustrere dette bliver der udarbejdet følsomheder for elpriserne. Notatet forventes udgivet i løbet af sommeren 2015.

Frem til 2017 er der benyttet forwardpriser. Ved brug af forwardpriserne er der taget højde for inflationen, men ikke et eventuelt risikotillæg. Priserne for 2018 og 2019 er foretaget med interpolation. Fra 2020 er det simulerede priser fra Energinet.dk's energimodeller, der er anvendt. Metoden her er forskellig fra den metode, som bruges ved fremskrivning af brændselspriserne.

I vurderingen af elpriserne forudsættes internationale CO₂-priser, som vist tidligere. Desuden skal der betales en afgift på 11.500 kr. pr. ton udledt mængde af SO₂ og en afgift på 26.400 kr. pr. ton udledt mængde NO_x. Elpriserne udregnes på baggrund af de øvrige forudsætninger.

6. Elforbrug

Elforbruget opdeles i det klassiske elforbrug og elforbrug til varmepumper, elkedler og elbiler. Elforbruget til store elkedler og store varmepumper er bestemt ud fra tidligere modelkørsler (SIVAEL). I år er elforbruget til Femernforbindelsen og elektrificering af jernbanen (alt elforbrug for fjernbanen, men eksklusive S-banen) medregnet efter

Banedanmarks nyeste prognoser og er angivet for sig, se Bilag 1 – Opsplitning af elforbruget, da der i forbindelse med de nyeste analyser forventes et højere elforbrug til disse.

6.1 Det samlede elforbrug

Fremskrivningen af det danske elforbrug er udarbejdet i et samarbejde med Risø DTU på grundlag af EMMA-modellen, der er en satellitmodel til den makroøkonomiske ADAM-model. Analyseperioden er 2015-2035.

Energinet.dk får kun udarbejdet elforbrugsfremskrivning hvert andet år. Da der blev udarbejdet en elforbrugsfremskrivning sidste år, betyder det, at den bliver genbrugt i år – dog med opdateringer, hvor det er muligt.

Ved fremskrivningen tages der udgangspunkt i fremskrivningen af produktionsudviklingen i 13 erhverv og det private forbrug til Finansministeriets økonomiske fremskrivning på grundlag af ADAM-modellen.

Tre typer af effekter er bestemmende (de overvejende vigtigste inputs) for udviklingen i elforbruget:

1. Den økonomiske udvikling, fra Finansministeriets økonomiske redegørelse, som er beskrevet i afsnit 2 i sidste års analyseforudsætninger.¹⁰
2. Energi- og elpriser, som er beskrevet i kapitlerne 3, 4 og 5 i sidste års analyseforudsætninger, influerer efterspørgslen efter el. De danske elpriser indgår også i beregningen af elforbruget. I denne fremskrivning beregnes elpriserne på baggrund af historiske elpriser, Nord Pool forwardpriser og en lang prisfremskrivning med udgangspunkt i SIVAEI-kørsler.
3. Den historiske effektivitetsudvikling og de fremtidige besparelser-/effektiviseringsinitiativer summerer til den samlede effektivitetsudvikling for perioden 2015-2035. Denne periode er inddelt i nogle underperioder 2015-2020 og 2020-2035. Grunden til dette er, at der ligger forskellige målsætninger for disse perioder. I energispareaftalen er der i perioden frem til 2020 målsætninger om besparelser. Fra 2020 er der ikke fastsat politiske mål. Her udregnes i stedet en trend, som er baseret på den forventede udvikling i 2000-2020. Det betyder en årlig gennemsnitlig effektivitetsforbedring for erhvervene på 1,94 pct. for 2015-2020 og 1,34 pct. for perioden 2020-2035. Boligernes samlede effektivitetsudvikling er 1,70 pct. for perioden 2015-2020 og 1,12 pct. for perioden 2020-2035. Fordelingen mellem el og øvrig energi er fastsat til at være 15/85. Det betyder, at 15 pct. af de årlige effektiviseringer sker på elforbruget, resten er effektiviseringer på kul, gas, olie m.m.

Disse effekter betyder, at der for erhvervenes efterspørgsel forventes en årlig gennemsnitlig vækst på 0,46 pct. for det klassiske forbrug frem til og med 2035. For boligerne vil den årlige gennemsnitlige vækst være ca. 0,2 pct. frem til og med 2035.

Da det realiserede elforbrug i 2013 og 2014 lå en del under fremskrivningen fra EMMA, er niveauet for 2014 justeret. Således anvendes et korrekt udgangspunkt med samme årlige vækstrater som i sidste års elforbrugsfremskrivning.

¹⁰ Findes på Energinet.dk's hjemmeside under "Udvikling af energisystemet".

Det samlede elforbrug forventes at stige med ca. 8.250 GWh (ab værk) frem til 2035. Den største stigning forventes at ligge hos nye forbrug (elbiler, varmepumper, elkedler samt Femernforbindelsen og elektrificering af jernbanen), som det fremgår af afsnittene 6.2-6.4. En opsplitning af elforbruget ses i Bilag 1 – Opsplitning af elforbruget på side 24.

Apple har meldt ud, at de opfører et datacenter i Foulum uden for Viborg. Elforbrugsfremskrivningen indeholder ikke det forventede elforbrug til dette datacenter. Det skyldes, at Apple og Energinet.dk stadig er ved at afklare den endelige løsning og herunder også det forventede effekttræk.

	Forbrug, ab værk			Nettab	Nettab	Total an forbruger
	Øst	Vest	Samlet	Øst	Vest	Samlet
2015	13.643	20.587	34.230	762	1.330	32.138
2016	13.732	20.737	34.469	766	1.335	32.368
2017	13.855	20.959	34.814	771	1.342	32.701
2018	14.012	21.208	35.220	776	1.351	33.093
2019	14.173	21.384	35.556	782	1.360	33.414
2020	14.341	21.552	35.893	789	1.371	33.733
2021	14.533	21.841	36.374	797	1.386	34.192
2022	14.794	22.205	36.999	806	1.402	34.791
2023	14.974	22.512	37.485	813	1.416	35.256
2024	15.232	22.866	38.098	820	1.427	35.851
2025	15.487	23.254	38.741	826	1.437	36.478
2026	15.773	23.678	39.451	832	1.448	37.171
2027	16.015	24.014	40.029	838	1.458	37.733
2028	16.226	24.146	40.372	843	1.467	38.062
2029	16.339	24.296	40.635	848	1.475	38.312
2030	16.539	24.641	41.180	854	1.486	38.840
2031	16.664	24.772	41.436	859	1.495	39.082
2032	16.759	24.965	41.724	865	1.504	39.355
2033	16.838	25.060	41.899	869	1.511	39.518
2034	16.938	25.214	42.152	872	1.517	39.762
2035	17.064	25.409	42.473	879	1.527	40.066

Tabel 7 Fordeling af elforbruget (inklusive varmepumper, elbiler samt Femern og elektrificering af jernbanen) mellem Øst- og Vestdanmark – ab værk i GWh. Der er regnet med et nettab på 6 pct. af forbruget an forbruger i Østdanmark og 7 pct. i Vestdanmark.

I Tabel 8 gengives de seneste 15 års maksimale elforbrug. Disse benyttes til bestemmelse af det fremtidige årlige maksimale timeforbrug.

År	Østdanmark					Vestdanmark				
	Dato	Tid	Årsforbrug GWh	Maks. effekt MWh/h	Benyttel sestid Timer	Dato	Tid	Årsforbrug GWh	Maks. effekt MWh/h	Benyttel sestid Timer
2000	24.01	17-18	14.217	2.660	5.345	24.01	8-9	20.604	3.633	5.671
2001	05.02	17-18	14.557	2.660	5.473	05.02	10-11	20.615	3.685	5.595
2002	03.01	17-18	14.330	2.683	5.342	10.12	17-18	20.529	3.656	5.615
2003	07.01	17-18	14.172	2.665	5.318	09.01	17-18	20.648	3.745	5.513
2004	06.01	17-18	14.256	2.628	5.424	27.01	8-9	20.853	3.618	5.764
2005	25.01	17-18	14.446	2.619	5.516	29.11	17-18	21.008	3.698	5.682
2006	24.01	17-18	14.577	2.688	5.424	04.01	17-18	21.398	3.754	5.700
2007	25.01	17-18	14.516	2.669	5.438	24.01	17-18	21.596	3.767	5.733
2008	03.01	17-18	14.477	2.660	5.442	03.01	17-18	21.622	3.748	5.769
2009	05.01	17-18	14.051	2.614	5.375	06.01	17-18	20.555	3.677	5.590
2010	31.12	17-18	14.376	2.615	5.497	01.12	17-18	21.121	3.743	5.643
2011	05.01	17-18	13.888	2.556	5.434	05.01	17-18	20.707	3.665	5.650
2012	06.02	17-18	13.698	2.559	5.354	07.02	8-9	20.442	3.677	5.560
2013	16.01	17-18	13.465	2.521	5.350	16.01	17-18	20.106	3.563	5.636
2014	29.01	17-18	13.319	2.500	5.324	30.01	17-18	20.126	3.541	5.684

Tabel 8 Maksimal realiseret effekt (MWh/h) i 2000-2014 – timeværdier.

I Tabel 9 vises prognosen for det maksimale elforbrug i perioden 2015-2035 med Femernforbindelsen, elektrificering af jernbanen, varmepumper og elbiler. 25 pct. af elbilerne samt alle individuelle varmepumper er inkluderet i tabellen. Det vil med andre ord sige, at der regnes med, at alle varmepumper varmer i spidsbelastningen, samt 25 pct. af elbilerne lader i spidsbelastningen. I Tabel 24 (Bilag 2 – Maksimalt elforbrug uden Femernforbindelsen) ses prognosen uden Femernforbindelsen, elektrificering af jernbanen, varmepumper og elbiler.

	Østdanmark		Vestdanmark		Danmark	
	2-års- vinter	10-års- vinter	2-års- vinter	10-års- vinter	2-års- vinter	10-års- vinter
2015	2.546	2.639	3.622	3.762	6.167	6.401
2016	2.558	2.652	3.638	3.779	6.196	6.430
2017	2.574	2.668	3.661	3.803	6.235	6.471
2018	2.609	2.704	3.686	3.829	6.296	6.533
2019	2.646	2.742	3.713	3.857	6.360	6.599
2020	2.683	2.779	3.742	3.886	6.425	6.665
2021	2.726	2.823	3.777	3.923	6.503	6.746
2022	2.785	2.883	3.852	4.000	6.637	6.883
2023	2.828	2.927	3.925	4.073	6.753	7.000
2024	2.903	3.002	4.003	4.153	6.906	7.155
2025	2.975	3.075	4.077	4.228	7.052	7.303
2026	3.049	3.150	4.156	4.308	7.205	7.458
2027	3.110	3.212	4.199	4.352	7.309	7.563
2028	3.156	3.259	4.232	4.386	7.389	7.644
2029	3.169	3.271	4.252	4.405	7.420	7.677
2030	3.186	3.289	4.277	4.432	7.463	7.721
2031	3.197	3.300	4.293	4.448	7.490	7.749
2032	3.209	3.313	4.310	4.466	7.519	7.779
2033	3.217	3.321	4.321	4.477	7.537	7.798
2034	3.221	3.325	4.326	4.483	7.547	7.808
2035	3.233	3.338	4.344	4.501	7.576	7.839

Tabel 9 Fremskrivning for det maksimale elforbrug 2015-2035 med Femernforbindelsen, elektrificering af jernbanen, varmepumper og elbiler. Tallene er i MWh/h.

Prognosen for maksimaleffekten opstilles med udgangspunkt i det klassiske elforbrug og elforbruget for de individuelle varmepumper og historiske benyttelsestider. For Østdanmark anvendes en benyttelsestid på 5.415 timer for en 2-årsvinter og 5.324 timer for en 10-årsvinter, og for Vestdanmark anvendes 5.665 timer (2-års) og 5.560 timer (10-års). For 10-årsvinteren tillægges yderligere 2 pct. på effektbelastningen for at korrigere for kvarterseffekter.

Benyttelsestiden er en beregningsteknisk værdi, som bestemmer det fremtidige maksimale timeforbrug. 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.

Store varmepumper er ikke inkluderet i effektberegningen, da det antages, at disse kun bruges, når prisen er lav, hvilket den ikke vil være i en eventuel effektspids.

10-årsvinteren er bestemt ud fra de seneste 10 års maksimale effektbelastning, mens 2-årsvinteren er bestemt ud fra de seneste 10 års gennemsnitlige maksimale effektbelastning. Desuden indregnes der i årets fremskrivning flere besparelser på elforbruget, hvorfor den fremskrevne maksimale belastning bliver en del mindre end tidligere års beregninger. Til sammenligning viste sidste års beregning en maksimal belastning på 7.352 MWh/h for en 10-årsvinter i 2035. Fremskrivningen i år viser 7.839 MWh/h med Femernforbindelsen, elektrificering af jernbanen, varmepumper og elbiler, hvorimod den kun er 6.512 MWh/h uden Femernforbindelsen. Grunden til, at effektbelastningen er højere end sidste år, skyldes den opdaterede fremskrivning af de nye forbrug og især Femernforbindelsen og elektrificeringen af jernbanen, der indgår med et konstant effekttræk.

Summen af det maksimale elforbrug i Øst- og Vestdanmark skal tages med et forbehold. Det maksimale elforbrug optræder nødvendigvis ikke i samme time.

6.2 Varmepumper

Varmepumper gælder både de individuelle varmepumper til husholdninger samt store varmepumper i de større kraftvarmeområder.

Store varmepumper

Store varmepumper til de større fjernvarmeområder forventes at være forbundet med både privatøkonomiske og samfundsøkonomiske gevinster i fremtidens elsystem. Gevinsterne ved store varmepumper er betinget af udbygningen af vindkraft i fremtiden.

År	Store varmepumper, decentrale områder		Store varmepumper, centrale områder		Store varmepumper, samlet elforbrug	
	Østdanmark Mw el	Vestdanmark MW el	Østdanmark MW el	Vestdanmark MW el	Østdanmark GWh*	Vestdanmark GWh*
2015	0,5	3,5	0	0	2	48
2016	0,5	5,0	0	0	2	54
2017	0,5	6	0	0	8	85
2018	9	29	0	0	45	227
2019	17	52	0	0	67	270
2020	25	75	0	0	84	270
2021	30	83	0	0	94	338
2022	35	92	0	0	110	343
2023	40	100	0	10	122	370
2024	45	108	5	30	154	468
2025	50	117	10	50	177	566
2026	55	125	20	70	214	658
2027	60	133	35	85	252	787
2028	65	142	50	85	312	788
2029	70	150	65	85	339	813
2030	75	158	65	85	382	869
2031	80	167	65	85	423	883
2032	85	175	65	85	418	923
2033	90	183	65	85	425	917
2034	95	192	65	85	455	961
2035	100	200	65	85	470	992

Tabel 10 Fremtidig forventet udvikling i store varmepumper. *=Estimeret ud fra SIVAEL-kørsler.

De store varmepumper forventes at blive installeret i de store varmeområder (Vest: Aalborg, Aarhus, Herning, Esbjerg, TVIS og Odense; Øst: København og Kalundborg). De mindre varmepumper forventes at blive spredt ud på de decentrale kraftvarmeanlæg (ca. dobbelt så mange i Vestdanmark som i Østdanmark).

Udviklingen i 2015 og 2016 er vurderet ud fra kendte projekter, som kan findes i rapporten "Udredning vedrørende varmeteknologier og store varmepumper til brug i fjernvarmesystemet", november 2013. For varmepumper i de decentrale områder er 2020 og 2035 fastholdt som ved sidste års fremskrivning, fordi de er tilpasset i forhold til sidste års høringsvar samt ud fra SIVAEL-beregninger. I perioden 2017-2020 og perioden 2020-2035 er der interpoleret.

For varmepumperne i de store varmeområder er der foretaget et skøn for udviklingen. Udviklingen starter først efter 2020, hvilket skyldes, at der ikke er nogen konkrete planer i markedet på nuværende tidspunkt, og at anlægsprisen for meget store varmepumper er betragtelig.

Der er forudsat en benyttelsestid på ca. 2.850 timer for Østdanmark og ca. 3.500 timer for Vestdanmark, jf. SIVAEL-kørsler.

Individuelle varmepumper

Sammen med nogle af energibranchens parter har Energinet.dk udarbejdet en fremskrivning af konverteringen af oliefyre til træpillefyre eller varmepumper.¹¹ Denne

¹¹ [Varmepumper i Danmark.](#)

fremskrivning har Energinet.dk opdateret med den nyeste viden, og nedenstående er derfor Energinet.dk's bedste bud på udviklingen i individuelle varmepumper. Konverteringen af naturgasfyr til varmepumper er udarbejdet internt i Energinet.dk.¹²

År	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
VP, individuel GWh	428	458	489	522	554	589	642	703	769	841	916

År	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
VP, individuel GWh	995	1.076	1.160	1.246	1.334	1.421	1.512	1.610	1.708	1.771	1.830

Tabel 11 Elforbrug i GWh til drift af individuelle varmepumper, an forbruger.

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

6.3 Elkedler på kraft- varmegærker

I de kommende år vil der også blive etableret elkedler på værkerne. Primo 2014 er der installeret ca. 497 MW, fordelt med 362 MW i Vestdanmark og 135 MW i Østdanmark. Nedenstående tabel viser fremskrivningen af elkedler.

År	2014*	2015*	2016	2017	2018	2019	2020-2035
MW. installeret	417	497	527	527	527	527	550

Tabel 12 MW installeret effekt af elkedler. De 550 MW er en skønnet vurdering af den langsigtede kapacitet. Kapaciteterne er angivet primo året. * = historisk værdi.

6.4 Elbiler

Fremskrivningen af elbiler blev sidste år opdateret med baggrund i en fælles analyse med nogle af branchens parter. Energinet.dk bruger det, der i analysen kaldes den *Moderate udvikling*, hvor der i 2020 forventes ca. 47.000 elbiler og i 2035 forventes ca. 400.000 elbiler. Fremskrivningen er i år opdateret med de nyeste historiske tal, og frem til 2020 er der anvendt en eksponentiel interpolation.

År	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Elbiler, GWh	5	9	16	28	47	81	140	179	220	265	312

År	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Elbiler, GWh	363	416	473	532	594	660	744	838	945	1.065	1.200

Tabel 13 Elforbrug i GWh til opladning af elbiler – central fremskrivning, an forbruger.

Udviklingen frem mod 2035 viser, at antallet af elbiler vokser fra ca. 1.600 i 2014 til ca. 400.000 i 2035. Der er i gennemsnit nyregistreret ca. 220.000 køretøjer om året de sidste 10 år, hvoraf ca. 160.000 er personbiler. Rapporten kan ses på Energinet.dk's hjemmeside under "[Udvikling af elsystemet](#)".

7. Produktionsanlæg

Energinet.dk's fremskrivning af den centrale såvel som den decentrale kraftværkskapacitet er givet den nuværende markedsmodel, hvor der er taget højde for det udbud af strategiske reserver, der forventes at komme. Fremskrivningen er et status quo billede, da udfaldet af Markedsmodel 2.0 endnu ikke foreligger. Energinet.dk vil

¹² [Energinet.dk's analyse af udviklingsforløb for omstilling af individuelle opvarmningsløsninger frem mod 2035.](#)

potentielt opdatere analyseforudsætningerne, hvis det bliver nødvendigt, når resultatet af Markedsmodel 2.0 foreligger.

I perioden frem mod 2020 forventes de centrale kraftværker at blive præget af både mølposelægninger, at være betinget driftsklar, konserveringer og omlægninger til også at kunne fyre med biomasse. For de decentrale kraftværker forventes der en nedgang i elkapaciteten. Dette skyldes forventninger til en ændret tilskudsordning, kommunale planer om fossilfri varmekilder, samt at nogle decentrale værker ikke vil vælge at investere i levetidsforlængelser. En detaljeret oversigt over den installerede produktionskapacitet for Øst- og Vestdanmark fremgår af Bilag 1.

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 skal produktionskapaciteten også dække behovet for systemydelse.

7.1 Centrale anlæg¹³

I løbet af 2014 er der ikke sket større ændringer i forhold til de centrale anlæg. Der er kun to værker, der ikke har budt ind i spotmarkedet det forgangne år, der har ændret status.

I nedenstående tabel ses en foreløbig opgørelse over de tidsrum, hvor værkerne forventer årligt vedligehold i 2015. Disse data skal bruges med omtanke, da tabellen viser billedet ultimo april 2015. Der kan ske ændringer og opdateringer, hvilket kan ses på Nord Pool Spots hjemmeside under "Urgent Market Messages".

Værk	Blok	Periode
Skærbækværket	3	Ultimo maj til ultimo juli
Avedøreværket	2	Medio juli til medio september
Avedøreværket	2	Ultimo maj til primo juni
Esbjergværket	3	Primo august til ultimo september
Nordjyllandsværket	3	Ultimo maj til ultimo juni
Avedøreværket	1	Medio maj til medio juni
Asnæsværket	2	Ultimo maj til ultimo juni
Studstrupværket	3	Ultimo marts til medio september

Tabel 14 Forventede revisionsperioder for de centrale værker i 2015.

Kilde: <http://umm.nordpoolspot.com/>.

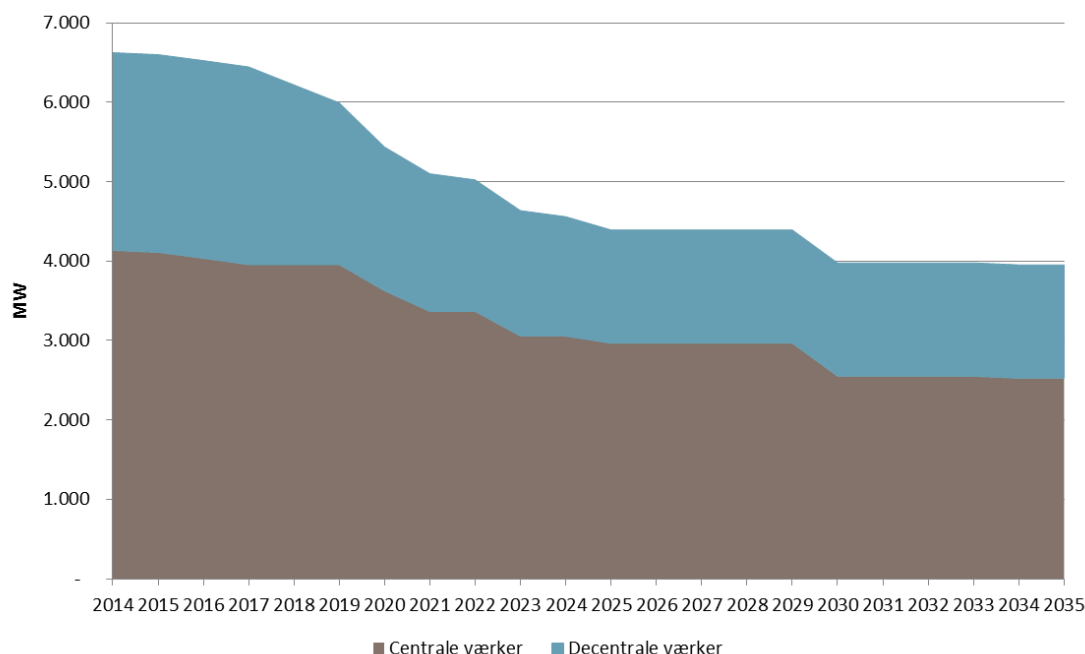
Studstrupværkets blok 3 forventes at have en meget lang udetid, hvilket hænger sammen med ombygningen til biomasse.

Energinet.dk's forventninger til udviklingen i både de centrale og decentrale værker kan ses af Figur 1. Udviklingen af værkerne er som i sidste års forudsætninger vurderet ud fra deres økonomiske levetid. Energinet.dk har offentliggjort et notat, som redegør for metode og forudsætninger for fremskrivningen af de centrale kraftværker.¹⁴

¹³ H.C. Ørstedsværket og Svanemølleværket indgår som centrale anlæg, selv om de er tilsluttede distributionsnettet.

¹⁴ [Metode for Energinet.dk's vurdering af kraftværksudviklingen i Danmark.](#)

En stor del af værkerne forventes at omlægge til biobrændsel i perioden frem til 2035. Det forudsættes her, at værkernes levetid som minimum forlænges med 15 år fra ombygningstidspunktet. En oversigt over de centrale kraftværker kan ses i det tilhørende regneark på Energinet.dk's hjemmeside.



Figur 1 Energinet.dk's forventninger til udviklingen i kraftværker 2015-2035.

Udviklingen frem til 2035 er præget af dels værkslukninger og dels omlægninger til biomasse. En stor del af de decentrale værker forventes at blive enten skrottet eller omlagt til biomasse med ren varmeproduktion.

For de centrale værker forventes det, at en stor del af værkerne vil omlægge til biomasseproduktion, samtidig med at værkerne levetidsforlænges. I den forbindelse forventes det også, at disse renoverede blokke vil have en mindre eleffekt, da fokus vil være på at levere billig og CO₂-neutral varme. Størrelsen af de renoverede blokke er skønnet og ligger mellem 60 MW og 150 MW. Derudover er der noget kapacitet, hvor det er usikkert, om denne lukkes eller konverteres.

7.2 Decentrale kraftværker

Det er meget uvist, hvordan udviklingen for decentrale kraftvarmeanlæg vil ske. Meget afhænger af tilskudsordningen, som ophører med udgangen af 2018, kommunale planer om fossilfri varmeproduktion samt fremtidige investeringer til levetidsforlængelser. Det forventes, at den fremtidige elkapacitet fra de decentrale værker bliver mindre, idet nogle konserveres, mens andre omlægges til ren varmeproduktion. I Tabel 15 er de decentrale kraftvarmeverker opdelt efter hovedbrændsel.

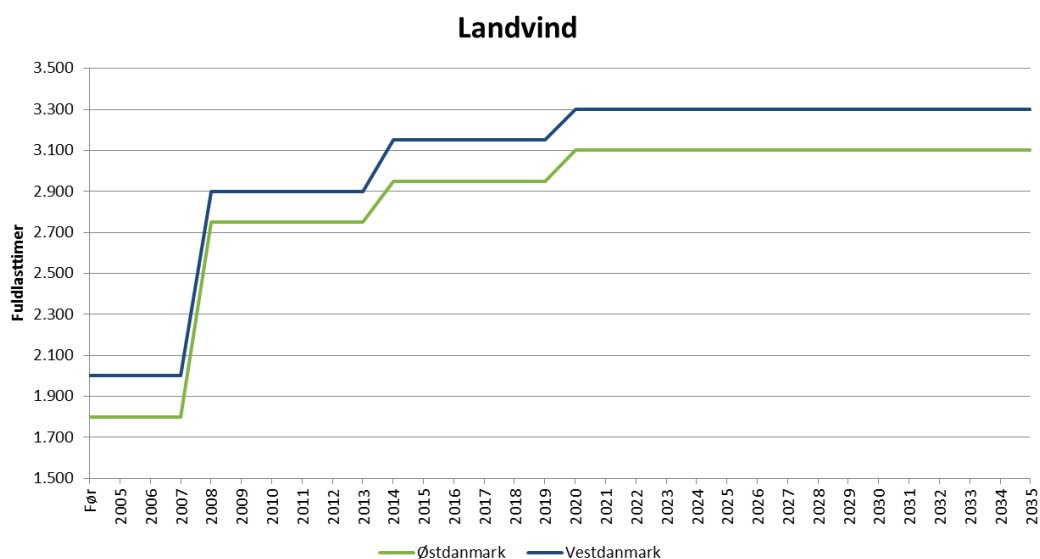
	Øst		Vest		Danmark	
	Effekt MW	Antal	Effekt MW	Antal	Effekt MW	Antal
Naturgas	319	166	1.167	446	1.486	612
Diesel, olie mm.	52	43	322	142	375	185
Bio	119	72	167	181	287	253
Affald	173	12	233	24	406	36
I alt	663	293	1.890	793	2.553	1.086

Tabel 15 Installeret kapacitet (nettoeffekt) på decentrale kraftvarmeværker pr. 1. januar 2015. Randersværket, 52 MW, er inkluderet i disse tal.

7.3 Vindmøller

Pr. 1. januar 2015 er den installerede vindkapacitet i alt ca. 4.900 MW vindmøller i Danmark, hvoraf 1.142 MW er havmøller ved Horns Rev, Rødsand og Anholt. Desuden er der 130 MW kystnære møller. Landvinden er steget med netto ca. 80 MW i 2014 til ca. 3.625 MW.

Fra 1. januar 2014 trådte en ny tilskudsordning for landvind i kraft. Tilskud til landvindproduktionen er nu afhængig af både generatorens størrelse og vingernes størrelse. Energinet.dk kan på nuværende tidspunkt se, at dette har en betydning for både fuldlasttimerne og for udbygningen i de kommende projekter. Forventningerne til fuldlasttimer for landmøller frem til 2035 er vist nedenfor. Fuldlasttimer er ikke blevet opdateret i forhold til sidste års analyseforudsætninger.



Figur 2 Forventede gennemsnitlige fuldlasttimer for landvind efter møllernes opstillingsår.

Udviklingen i kapaciteten på land er opdateret i forhold til 2014. Energinet.dk forventer stadig, at kapaciteten for landvind vokser gennem hele analyseperioden, men nu vurderes det, at der frem til 2030 kommer en årlig nettotilvækst på 50 MW, hvilket svarer til 100 pct. repowering¹⁵ plus 50 MW på barmark. Efter 2030 vurderes det, at der kommer 75 pct. repowering og 50 MW på barmark. Stigningen frem til 2030 skyldes primært en vurderet forøgelse af den langsigtede "pipeline" af potentielle projekter samt en analyse

¹⁵ Repowering er her **ikke** et udtryk for, at møllerne bliver sat op præcist samme sted, men blot et udtryk for, at det forventes, der kommer lige så meget ny kapacitet, som bliver taget ned.

fra Energinet.dk, der har vurderet, 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 opstillere.¹⁶ Efter 2030 antages det, at møllerne har en størrelse, hvor det ikke er sandsynligt, at de "vokser" væsentligt i MW, når de udskiftes.

For de kommende år – 2015 og 2016 – er forventningen til installeret landmøllekapacitet samlet sat til 481 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. For 2016 medregnes desuden 33 pct. af de sandsynlige projekter, der typisk er i forslagsfasen og derved har været igennem den første høring og politiske behandling i kommunerne.

Som i sidste års forudsætninger forventes landmøller nedtaget periodevist forskudt. Herved fås en mere realistisk "jævn" nedtagning, end hvis møllerne nedtages et præcist antal år efter opsætning. I sidste års forudsætninger var denne forskydning 20 år, så aktive landmøller fra før 2008 blev nedtaget jævnt frem til og med 2027. I dette års analyseforudsætninger er det valgt at forlænge forskydningen til 23 år, da der stadig er stigende evidens for, at landmøller holdes i drift betydeligt længere end 20 år.

Med udgangspunkt i den energipolitiske aftale fra marts 2012 og vækstdeftalen fra juli 2014 forventes der frem mod 2022 at blive idriftsat to havmølleparker på henholdsvis 400 MW på Horns Rev samt 600 MW på Kriegers Flak. Desuden idriftsættes 400 MW kystnære møller (50 MW er forsøgsmøller).

Efter udskydelsen af Kriegers Flak havmøllepark til senest 2022 i forbindelse med vækstdeftalen fra sommeren 2014 sammenholdt med en forlængelse af levetiden for havmølleparker fra og med Anholt er sat til 25 år, har Energinet.dk i foråret udarbejdet en revurdering af fremskrivningen af nye, ikkepolitisk besluttede havmølleparker efter Kriegers Flak. Det har medført en udskydelse af 600 MW havmølleparker til efter 2035. Nedenfor er vist en oversigt over udbygningsforløbet for vind.

Primo år	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
<u>Havmøller</u>										
Horns Rev 1	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160
Rødsand 1	166	166	166	166	166	166	166	166	166	166
Horns Rev 2	209	209	209	209	209	209	209	209	209	209
Rødsand 2	207	207	207	207	207	207	207	207	207	207
Anholt	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400
Horns Rev 3	0	0	0	100	250	400	400	400	400	400
Kriegers Flak	0	0	0	0	0	200	400	600	600	600
Horns Rev 4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Jammerbugten	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<u>Kystnære møller</u>										
Østdanmark	56	56	56	56	56	256	256	256	256	256
Vestdanmark	74	74	74	74	74	274	274	274	274	274
<u>Landmøller</u>										
<u>Østdanmark</u>										
Før 2008	492	482	462	429	396	363	330	297	264	231
Mellem 2008 - 2013	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92
Mellem 2014 - 2019	27	102	140	183	226	269	269	269	269	269
Fra 2020 og frem	0	0	0	0	0	0	43	86	129	172
<u>Vestdanmark</u>										
Før 2008	1.979	1.919	1.824	1.694	1.564	1.433	1.303	1.173	1.042	912
Mellem 2008 - 2013	956	956	956	956	956	956	956	956	956	956
Mellem 2014 - 2019	78	219	446	616	786	957	957	957	957	957
Fra 2020 og frem	0	0	0	0	0	0	170	341	511	681
Sum MW	4.896	5.041	5.191	5.341	5.541	6.341	6.591	6.841	6.891	6.941
Sum GWh	13.228	13.762	14.362	15.155	16.173	19.745	20.971	22.324	22.865	23.240
% af klassisk forbrug	40%	41%	43%	45%	48%	58%	61%	64%	66%	66%
% af samlet forbrug	39%	40%	41%	43%	45%	55%	58%	60%	61%	61%

Primo år	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
<u>Havmøller</u>											
Horns Rev 1	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160
Rødsand 1	166	166	166	166	166	166	166	166	166	166	166
Horns Rev 2	209	209	209	209	209	209	209	209	209	209	209
Rødsand 2	207	207	207	207	207	207	207	207	207	207	207
Anholt	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400
Horns Rev 3	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400
Kriegers Flak	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600
Horns Rev 4	0	200	400	400	400	400	400	400	400	400	400
Jammerbugten	0	0	0	0	200	400	400	400	400	400	400
<u>Kystnære møller</u>											
Østdanmark	256	256	256	256	256	256	256	256	256	256	256
Vestdanmark	274	274	274	274	274	274	274	274	274	274	274
<u>Landmøller</u>											
<u>Østdanmark</u>											
Før 2008	198	165	132	99	66	33	0	0	0	0	0
Mellem 2008 - 2013	92	92	92	92	92	92	92	77	61	46	31
Mellem 2014 - 2019	269	269	269	269	269	269	269	269	269	269	269
Fra 2020 og frem	215	258	301	344	387	430	473	495	516	538	559
<u>Vestdanmark</u>											
Før 2008	782	652	521	391	261	130	0	0	0	0	0
Mellem 2008 - 2013	956	956	956	956	956	956	956	796	637	478	319
Mellem 2014 - 2019	957	957	957	957	957	957	957	957	957	957	957
Fra 2020 og frem	852	1.022	1.192	1.362	1.533	1.703	1.873	2.033	2.192	2.352	2.511
Sum MW	6.991	7.241	7.491	7.541	7.791	8.041	8.091	8.097	8.104	8.110	8.116
Sum GWh	23.663	24.979	26.294	26.694	28.082	29.480	29.856	29.944	30.033	30.130	30.219
% af klassisk forbrug	67%	71%	74%	75%	79%	83%	84%	84%	84%	85%	85%
% af samlet forbrug	61%	63%	66%	66%	69%	72%	72%	72%	72%	71%	71%

Tabel 16 Samlet skema for udbygning med vindkraft for 2015-2035. Primo året.

Nedenstående tabeller viser, hvilke fuldlasttimer der anvendes i Vest- og Østdanmark for landvindmøller afhængigt af opstillingsår (grupperet i fire perioder) samt fuldlasttimer for

hver enkelt hav- og kystnær park.¹⁷ Fulldlasttimerne for vindmøllerne er baseret på en analyse af de historiske fulldlasttimer samt et skøn af de fremtidige fulldlasttimer. Der er i ovenstående fulldlasttimer fra 2008 og frem indregnet en beregningsvenlig, gennemsnitlig 5 pct. produktionsferringelse hen over møllernes levetid (som et gennemsnit af 0 pct. forringelse i møllens første leveår til ca. 10 pct. forringelse i møllens 20. leveår).

Opstillingsår	Før 2008	2008-2013	2014-2019	2020 og frem
DK1 (Vest)	2.000	2.900	3.150	3.300
DK2 (Øst)	1.800	2.750	2.950	3.100

Tabel 17 Gennemsnitlige fulldlasttimer for landmøller ud fra opstillingsår.

Park	Type	Placering	Første hele driftsår	Fulldlasttimer	Kapacitet (MW)	Årstal for endt levetid/reetablering
Vindeby	Kyst	DK2	1991	1.950	5	2016
Middelgrunden	Kyst	DK2	2000	2.300	40	2025
Åvedøre Holme	Kyst	DK2	2009	3.350	7	2034
Åvedøre Holme	Kyst	DK2	2011	3.350	4	2036
Kystnære møller i udbud	Kyst	DK2	2020	4.000	200	2045
Tunø Knob	Kyst	DK1	1995	2.750	5	2020
Rønland	Kyst	DK1	2003	3.950	17	2028
Samsø	Kyst	DK1	2003	3.600	23	2028
Frederikshavn	Kyst	DK1	2003	2.750	8	2028
Sprogø	Kyst	DK1	2009	3.150	21	2034
Kystnære møller i udbud	Kyst	DK1	2020	4.500	200	2045
Horns Rev 1	Hav	DK1	2002	3.900	160	2022
Rødsand 1	Hav	DK2	2003	3.450	166	2023
Horns Rev 2	Hav	DK1	2009	4.350	209	2029
Rødsand 2	Hav	DK2	2010	4.050	207	2030
Anholt	Hav	DK1	2013	4.250	400	2038
Horns Rev 3	Hav	DK1	2020	4.500	400	2045
Kriegers flak	Hav	DK2	2021	4.250	600	2046
Horns Rev 4	Hav	DK1	2027	4.700	400	2052
Jammerbugt	Hav	DK1	2030	4.700	400	2055

Tabel 18 Gennemsnitlige fulldlasttimer for hav- og kystnære møller. DK1 = Vestdanmark og DK2 = Østdanmark.

7.4 Solceller (PV)

Udviklingen i solcellekapaciteten har i 2011-2013 haft en enorm vækst grundet en gunstig subsidieordning. Denne ordning blev ændret i december 2012. Det betyder, at solceller til husholdninger ikke vil have samme vækst som tidligere. Til gengæld vil der stadig være god økonomi i store solcelleanlæg. Fremtiden for solceller afhænger meget af støtteregimer, anlægsomkostningerne for solceller, solcellernes effektivitet, regulative forhold osv. Den seneste aftale giver forhøjet støtte til 20 MW om året frem til 2017 (dog med en faldende afregningspris). Puljen for 2015 er på 3 gange 20 MW, hvor der kan søges om forhøjet pristillæg. Derudover kan der komme øvrige anlæg, som ikke får en forhøjet støtte.

I denne fremskrivning af solceller er der indregnet en stigning i solceller ud fra den nuværende lovgivning samt et skøn på, hvad der kommer af ekstra kapacitet i 2015-2019 som følge af andre ordninger (puljer, specielle satser osv.). Fra 2020 og frem til 2035 forventes en årlig tilgang på 60 MW. Dette er et skøn.

17

<http://energinet.dk/SiteCollectionDocuments/Danske%20dokumenter/EI/Fremtidig%20vindkapacitet%20på%20land%20for%20Vest-%20og%20Østdanmark.pdf>

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Kapacitet, MW	598	608	655	701	747	794	840	900	960	1.020	1.080
Produktion, GWh	562	608	655	701	747	794	840	900	960	1.020	1.080

	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Kapacitet, MW	1.140	1.200	1.260	1.320	1.380	1.440	1.500	1.560	1.620	1.680	1.740
Produktion, GWh	1.140	1.200	1.260	1.320	1.380	1.440	1.500	1.560	1.620	1.680	1.740

Tabel 19 Udvikling i kapacitet og produktion for solceller, primo året.

Der er brugt en benyttelsestid på 1.000 timer, jf. teknologikataloget for el, fjernvarme, energilagring og energiproduktion og -konvertering.¹⁸

8. Forbindelser til nabo-områder

Det østdanske elsystem er forbundet med vekselstrømsforbindelser til det øvrige nordiske system, som drives som et synkront område med samme frekvens. Forbindelsen til Sverige består af to 400 kV-forbindelser og to 132 kV-forbindelser på i alt 1.900 MW. I praksis er overføringsmulighederne væsentligt mindre, og handelskapaciteten er højst 1.700 MW og 1.300 MW i henholdsvis en eksport- og en importsituation. Samtidig er Østdanmark forbundet til kontinentet via en jævnstrømsforbindelse (Kontek) på 600 MW. Bornholm er forbundet til Sydsverige med et 60 kV-kabel med en kapacitet på 60 MW. Storebæltsforbindelsen (en jævnstrømsforbindelse på 600 MW) blev sat i drift i august 2010 og forbinder Øst- og Vestdanmark.

132 kV-forbindelsen fra Østdanmark til Sverige har opbrugt sin tekniske levetid. Energinet.dk er derfor i gang med at skifte dem ud, så handelskapaciteten kan bibeholdes. Kriegers Flak-udvekslingsforbindelsen på 400 MW er medtaget med første hele driftsår i 2019.¹⁹

Det vestdanske elsystem er forbundet med vekselstrømsforbindelser til det europæiske kontinent. Vestdanmark er sammenkoblet med Sverige og Norge med jævnstrømsforbindelser. Den maksimale overføringskapacitet mod Norden fra Vestdanmark er 2.440 MW fra i år, hvor Skagerrak 4 på 700 MW har første hele driftsår. De 100 MW på forbindelsen vil være reserveret til systemtjenester i sydgående retning (importretningen). COBRACable på 700 MW er taget med fra 2020 (første hele driftsår). Derudover er projektet VikingLink i modningsfasen og derfor medtaget med forventet første hele idriftsættelsesår i 2022.

Tysklandsforbindelsen er i 2012 blevet opgraderet fra de tidligere 1.500/950 MW til 2.000/1.500 MW. Dog er der begrænsninger på eksportkapaciteten. Det betyder, at der p.t. kun kan eksporteres op til 1.640 MW. Energinet.dk har sammen med TenneT indgået et samarbejde om en opgradering af forbindelsen mellem Vestdanmark og Tyskland, som på længere sigt forventes at kunne øge kapaciteten til 3.000/3.000 MW og samtidig øge rådigheden på forbindelsen væsentligt. Forbindelsen opgraderes gradvist.

Herunder vises en samlet oversigt over udlandsforbindelser for udvalgte år. Værdierne for import- og eksportkapacitet udtrykker den maksimale overføringskapacitet på de enkelte

¹⁸ http://www.ens.dk/sites/ens.dk/files/info/tal-kort/fremskrivninger-analyser-modeller/teknologikataloger/teknologikatalog_mar_2015_19032015.pdf

¹⁹ 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 overførsel af op til 400 MW. Udlandsforbindelsen ifm. 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.

forbindelser. Der kan forekomme (og forekommer allerede) perioder, hvor enten import, eksport eller begge begrænses i de enkelte områder.²⁰

Udlandsforbindelser [GW]	2015		2016		2017		2018		2019		2020		2021	
	Eksport	Import	Eksport	Import	Eksport	Import	Eksport	Import	Eksport	Import	Eksport	Import	Eksport	Import
Østdanmark - Sverige (Øresund)	1,7	1,3	1,7	1,3	1,7	1,3	1,7	1,3	1,7	1,3	1,7	1,3	1,7	1,3
Østdanmark - Tyskland (Kontek)	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Østdanmark - Tyskland (Kriegers Flak)	0	0	0	0	0	0	0	0	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Vestdanmark - Norge (Skagerrak)	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
Vestdanmark - Sverige (Konti-Skan)	0,74	0,68	0,74	0,68	0,74	0,68	0,74	0,68	0,74	0,68	0,74	0,68	0,74	0,68
Vestdanmark - Tyskland	1,64	1,5	1,64	1,5	1,64	1,5	1,64	1,5	1,64	1,5	1,64	1,5	2,5	2,5
Vestdanmark - Holland (COBRACable)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,7	0,7	0,7	0,7
Vestdanmark - Østdanmark	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Vestdanmark - England (VikingLink)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

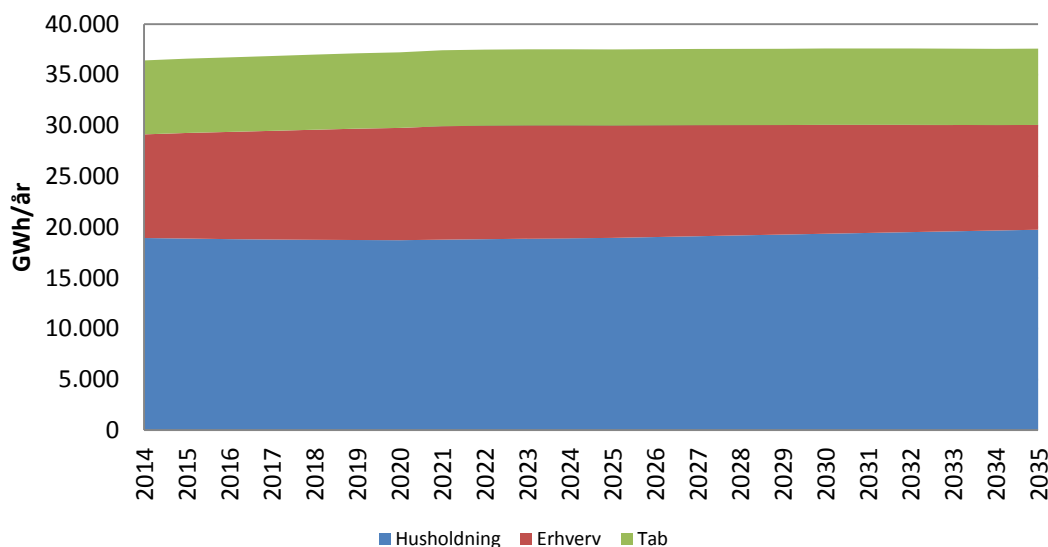
Udlandsforbindelser [GW]	2022		2023		2024		2025		2030		2035	
	Eksport	Import	Eksport	Import	Eksport	Import	Eksport	Import	Eksport	Import	Eksport	Import
Østdanmark - Sverige (Øresund)	1,7	1,3	1,7	1,3	1,7	1,3	1,7	1,3	1,7	1,3	1,7	1,3
Østdanmark - Tyskland (Kontek)	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Østdanmark - Tyskland (Kriegers Flak)	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Vestdanmark - Norge (Skagerrak)	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
Vestdanmark - Sverige (Konti-Skan)	0,74	0,68	0,74	0,68	0,74	0,68	0,74	0,68	0,74	0,68	0,74	0,68
Vestdanmark - Tyskland	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	3	3	3	3	3	3
Vestdanmark - Holland (COBRACable)	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Vestdanmark - Østdanmark	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Vestdanmark - England (VikingLink)	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4

Tabel 20 Eksport- og importsituationen for udlandsforbindelser. Forbindelser medtages fra første hele driftsår.

9. Fjernvarmeforbrug

Varmeforbruget i Energistyrelsens seneste basisfremskrivning fra 2014 er anvendt i disse forudsætninger.

Udviklingen i fjernvarmeforbruget



Figur 3 Fjernvarmeforbruget 2014-2035.

²⁰ [Fastsættelse af overføringskapaciteten mellem Vestdanmark og Tyskland, TenneT.](#)

10. Centrale gasdata

I dette års analyseforudsætninger er centrale gasdata inddraget. De er delt op i forbrug, produktion, import, eksport samt de nuværende forbindelser ud af Danmark.

10.1 Forbrug og eksport

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

Forbruget af naturgas samt eksporten til Tyskland forventes at falde med ca. 40.000 GWh frem til 2035.

År	Danmark	Sverige	Sverige + Danmark	Kommerciel eksport til Tyskland	Forbrug Danmark og Sverige samt eksport til Tyskland
2015	33.280	12.044	45.324	21.998	67.321
2016	32.435	12.100	44.535	24.745	69.280
2017	31.504	12.100	43.604	24.200	67.804
2018	30.566	12.100	42.666	24.200	66.866
2019	29.865	12.100	41.965	24.200	66.165
2020	29.462	12.100	41.562	24.200	65.762
2021	28.724	12.100	40.824	24.200	65.024
2022	27.701	12.100	39.801	21.913	61.714
2023	27.042	12.100	39.142	18.840	57.982
2024	26.276	12.103	38.379	16.069	54.448
2025	25.610	11.982	37.592	17.013	54.605
2026	24.746	11.862	36.608	14.823	51.431
2027	23.882	11.744	35.626	11.991	47.617
2028	23.018	11.626	34.644	9.511	44.155
2029	22.154	11.510	33.664	7.321	40.984
2030	21.290	11.395	32.685	6.824	39.509
2031	20.426	11.281	31.707	7.345	39.052
2032	19.562	11.168	30.730	5.735	36.465
2033	18.698	11.056	29.754	0	29.754
2034	17.834	10.946	28.780	0	28.780
2035	16.970	10.836	27.806	0	27.806

Tabel 21 Forbrug og eksport af gas frem til 2035. Alle værdier er i GWh.

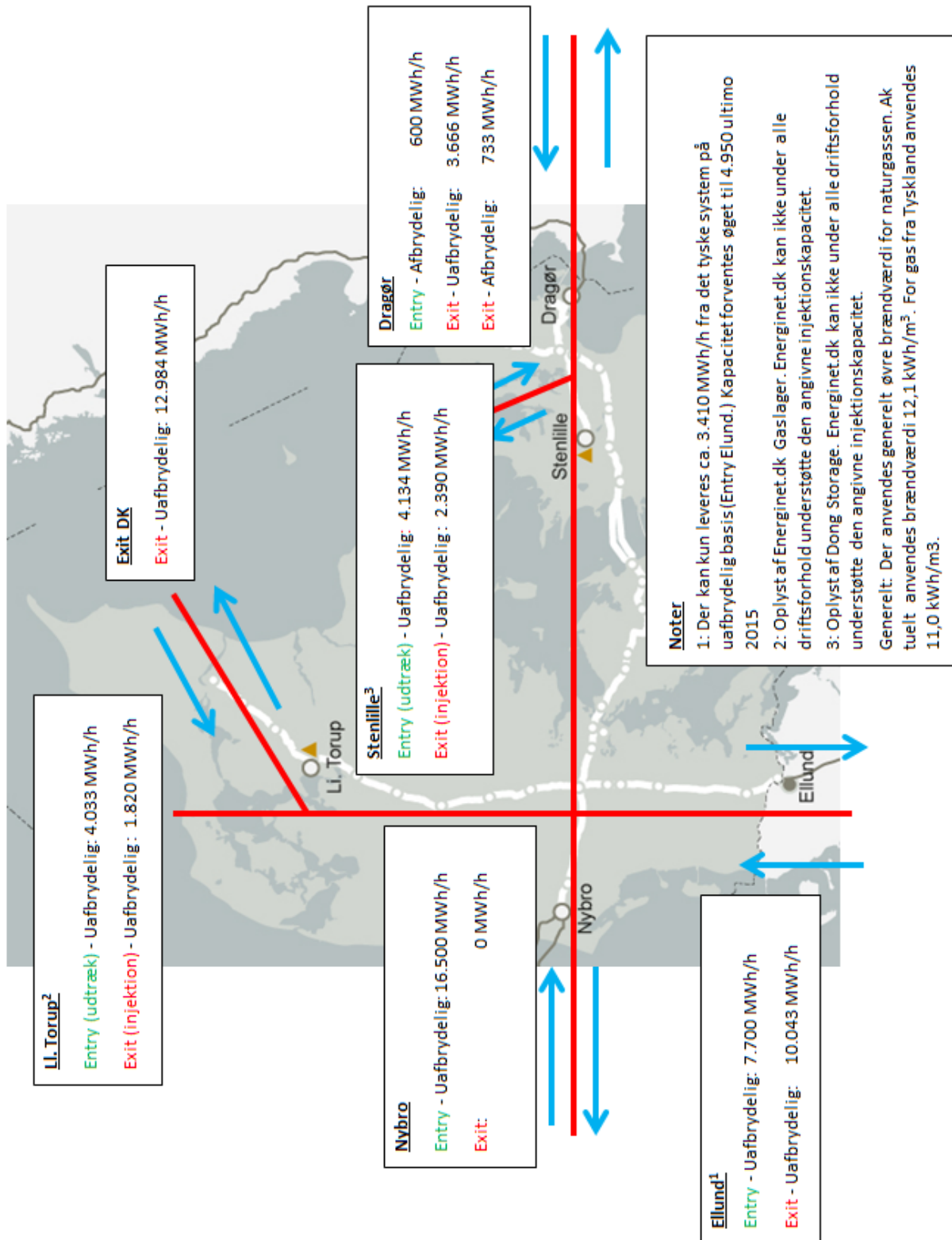
10.2 Produktion og import

Produktionen fra Nordsøen samt importen (ikke nettoimport) fra Tyskland svarer til forbrug + 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.

År	Forventede leverancer fra Nordsøen til Danmark (Nybro)	Opgraderet biogas	Import fra Tyskland (Entry Ellund)	Samlede leverancer til Danmark incl. opgraderet biogas
2015	45.488	355,6	21.478	67.321
2016	37.631	394,4	31.254	69.280
2017	33.976	438,9	33.389	67.804
2018	33.000	477,8	33.389	66.866
2019	32.259	516,7	33.389	66.165
2020	31.817	555,6	33.389	65.762
2021	31.058	577,8	33.389	65.024
2022	27.726	600,0	33.389	61.714
2023	23.971	622,2	33.389	57.982
2024	20.414	644,4	33.389	54.448
2025	20.549	666,7	33.389	54.605
2026	17.309	733,3	33.389	51.431
2027	13.428	800,0	33.389	47.617
2028	9.899	866,7	33.389	44.155
2029	6.662	933,3	33.389	40.984
2030	5.120	1.000,0	33.389	39.509
2031	4.596	1.066,7	33.389	39.052
2032	1.910	1.133,3	33.422	36.465
2033	0	1.200,0	28.557	29.754
2034	0	1.266,7	27.513	28.780
2035	0	1.333,3	26.467	27.806

Tabel 22 Forbrug og eksport af gas frem til 2035. Alle værdier er i GWh.

10.3 Forbindelser og kapaciteter



11. Bilag 1 – Opsplitning af elforbruget

År	Klassisk forbrug		Femern og elektrificering af fjernbanen		Individuelle varmepumper		Elbiler		Elkedler & store varmepumper		Total	
	vest	øst	vest	øst	vest	øst	vest	øst	vest	øst	vest	øst
2015	20.035	13.264	71	127	291	197	6	4	184	51	20.587	13.643
2016	20.084	13.314	79	127	310	211	10	7	252	73	20.737	13.732
2017	20.171	13.386	88	127	331	225	18	12	352	104	20.959	13.855
2018	20.267	13.455	97	169	351	239	30	21	463	128	21.208	14.012
2019	20.370	13.531	105	210	373	254	52	35	484	142	21.384	14.173
2020	20.466	13.593	114	252	407	277	89	60	476	158	21.552	14.341
2021	20.620	13.691	114	293	446	304	113	77	548	168	21.841	14.533
2022	20.810	13.814	185	356	487	332	140	95	583	197	22.205	14.794
2023	20.944	13.889	269	404	533	363	168	114	597	203	22.512	14.974
2024	21.037	13.952	381	523	581	396	198	135	669	225	22.866	15.232
2025	21.104	14.000	492	642	631	430	230	157	796	258	23.254	15.487
2026	21.188	14.056	607	761	682	465	264	180	936	312	23.678	15.773
2027	21.252	14.098	652	858	735	501	300	204	1.075	353	24.014	16.015
2028	21.293	14.125	683	929	790	538	337	230	1.042	404	24.146	16.226
2029	21.326	14.147	686	929	846	576	377	257	1.061	430	24.296	16.339
2030	21.398	14.195	690	929	901	614	418	285	1.234	517	24.641	16.539
2031	21.415	14.206	690	929	958	653	472	321	1.236	555	24.772	16.664
2032	21.434	14.219	690	929	1.020	695	531	362	1.289	554	24.965	16.759
2033	21.416	14.207	690	929	1.083	738	599	408	1.272	557	25.060	16.838
2034	21.390	14.189	690	929	1.123	765	675	460	1.336	595	25.214	16.938
2035	21.427	14.214	690	929	1.160	790	761	518	1.370	612	25.409	17.064

Tabel 23 Opdeling af elforbrug i klassisk forbrug og forbrug til elbiler, elkedler, varmepumper samt Femernforbindelsen og elektrificering af jernbanen i GWh.
 Anmærkning: Opgørelsen er opgjort ab værk. For ab værk tillægges forbruget 7 pct. for Vestdanmark og 6 pct. for Østdanmark.

12. Bilag 2 – Maksimalt elforbrug uden Femernforbindelsen

	Østdanmark		Vestdanmark		Danmark	
	2-års-vinter	10-års-vinter	2-års-vinter	10-års-vinter	2-års-vinter	10-års-vinter
2015	2.442	2.534	3.534	3.672	5.976	6.206
2016	2.449	2.541	3.537	3.675	5.986	6.217
2017	2.459	2.551	3.546	3.684	6.004	6.235
2018	2.472	2.565	3.561	3.700	6.033	6.265
2019	2.485	2.578	3.578	3.718	6.062	6.296
2020	2.499	2.592	3.596	3.737	6.095	6.329
2021	2.510	2.604	3.613	3.754	6.123	6.359
2022	2.528	2.623	3.640	3.783	6.168	6.406
2023	2.551	2.647	3.674	3.818	6.225	6.464
2024	2.565	2.661	3.697	3.842	6.262	6.503
2025	2.576	2.673	3.714	3.859	6.290	6.532
2026	2.585	2.682	3.726	3.872	6.311	6.554
2027	2.596	2.693	3.740	3.887	6.336	6.580
2028	2.603	2.701	3.752	3.899	6.355	6.600
2029	2.608	2.706	3.759	3.906	6.367	6.612
2030	2.612	2.710	3.765	3.912	6.377	6.623
2031	2.621	2.720	3.777	3.925	6.399	6.645
2032	2.623	2.722	3.781	3.929	6.404	6.650
2033	2.626	2.724	3.784	3.932	6.409	6.656
2034	2.623	2.722	3.781	3.929	6.404	6.651
2035	2.620	2.719	3.776	3.924	6.396	6.642

Tabel 24 Fremskrivning for det maksimale elforbrug 2015-2035 uden Femernforbindelsen, elektrificering af jernbanen, varmepumper og elbiler. Tallene er i MWh/h.

13. Bilag 3 – Valutakurser

For at omregne til danske kroner er der anvendt følgende dollarkursudvikling

År	DKK/\$	\$/€	€/€
2015	6,54	1,14	0,88
2020	6,25	1,19	0,84
2025	6,25	1,19	0,84
2030	6,25	1,19	0,84
2035	6,25	1,19	0,84