



Miljøministeriet
Miljøstyrelsen

Risici ved ophævelsen af kvotebekendtgørelsen for NO_x og SO₂ for kraftværkerne

Ole-Kenneth Nielsen og Malene Nielsen
Aarhus Universitet, Danmarks Miljøundersøgelser (DMU)

Miljøstyrelsen vil, når lejligheden gives, offentliggøre rapporter og indlæg vedrørende forsknings- og udviklingsprojekter inden for miljøsektoren, finansieret af Miljøstyrelsens undersøgelsesbevilling.

Det skal bemærkes, at en sådan offentliggørelse ikke nødvendigvis betyder, at det pågældende indlæg giver udtryk for Miljøstyrelsens synspunkter.

Offentliggørelsen betyder imidlertid, at Miljøstyrelsen finder, at indholdet udgør et væsentligt indlæg i debatten omkring den danske miljøpolitik.

Indhold

FORORD	5
SAMMENFATNING	7
SUMMARY	9
1 INDLEDNING	11
1.1 BAGGRUND	11
1.1.1 <i>Internationale forpligtelser</i>	11
1.2 UDLEDNING AF NO _x	12
1.3 RAPPORTENS STRUKTUR	14
2 ANLÆGSOVERSIGT MED SENESTE NO_x OPGØRELSE	15
3 NUVÆRENDE OG FREMTIDIG REGULERING	19
3.1 GÆLDENDE LOVGIVNING	19
3.2 UDKAST TIL EU DIREKTIV OM INDUSTRIELLE EMISSIONER	19
4 BESKRIVELSE AF FORHOLD, DER KAN PÅVIRKE NO_x-EMISSIONEN	23
4.1 BRÆNDELSOMLÆGNING PÅ AVEDØREVÆRKET OG SKÆRBÆKVÆRKET	23
4.2 KULSTOFLAGRING (CARBON CAPTURE & STORAGE, CCS)	24
4.3 ANVENDELSE AF HUSDYRGØDNING TIL ENERGIFORMÅL	26
4.3.1 <i>Biogasproduktion baseret på husdyrgødning</i>	26
4.3.2 <i>Forbrænding af husdyrgødning</i>	26
4.4 FORGASNING	28
4.5 MEDFORBRÆNDING AF AFFALD	28
4.6 ØGET AFFALDSFORBRÆNDING	29
4.7 FOSSILFRIT DANMARK	30
5 FREMSKRIVNING AF NO_x EMISSIONEN	33
5.1 BASISFREMSKRIVNING	33
5.1.1 <i>Brændselsforbrug</i>	33
5.1.2 <i>Emissionsfaktorer</i>	35
5.1.3 <i>NO_x-emission</i>	38
5.2 EMISSIONSVURDERING AF FREMTIDIGE TENDENSER (WORST CASE)	39
5.2.1 <i>Brændselsomlægning på Avedøreværket og Skærbækværket</i>	39
5.2.2 <i>Kulstoflagring (Carbon Capture & Storage, CCS)</i>	39
5.2.3 <i>Biogasproduktion</i>	40
5.2.4 <i>Forbrænding af husdyrgødning</i>	40
5.2.5 <i>Forgasning</i>	40
5.2.6 <i>Medforbrænding af affald</i>	41
5.2.7 <i>Potentiale for øget affaldsforbrænding</i>	41
6 SAMMENLIGNING AF FREMSKRIVNING MED DMU'S SENESTE FREMSKRIVNING FRA OKTOBER 2008	43
7 ANALYSE AF EMISSIONSFORHOLD EFTER 2010	45
8 KONKLUSION	47

9 REFERENCER	51
BILAG 1	53
BILAG 2	55
BILAG 3	59

Forord

Denne rapport belyser de mulige konsekvenser ved ophævelse af ”Bekendtgørelse om begrænsning af udledning af svovldioxid og kvælstofoxider fra kraftværker”, nr. 885 af 18. december 1991. (Herefter kvotebekendtgørelsen). Det er foretaget en basisfremskrivning af NO_x-emissionen frem til 2025 for de værker, der har været omfattet af kvotebekendtgørelsen. Derudover er effekten af en række mulige fremtidige udviklinger inddraget i vurderingen af den fremtidige NO_x-emission.

Projektet er udført af Danmarks Miljøundersøgelser (DMU) ved Aarhus Universitet, Afdeling for Systemanalyse.

Projektets styregruppe har bestået af:

- Ulrik Torp, formand, Miljøstyrelsen.
- Carsten Bøgsted Mathiesen, Miljøstyrelsen.
- Stine Justesen, Miljøstyrelsen.
- Ole-Kenneth Nielsen, projektleder, Danmarks Miljøundersøgelser.
- Malene Nielsen, Danmarks Miljøundersøgelser.

Vibeke Vestergaard Nielsen fra Miljøstyrelsen har bistået med oplysninger om regelgrundlaget.

I forbindelse med projektet blev der nedsat en følgegruppe bestående af medlemmerne af styregruppen og følgende eksperter:

- Stine Poulsen, Energistyrelsen.
- Sigurd L. Pedersen, Energistyrelsen.
- Marianne Munch Jensen, Affald Danmark.
- Jesper Koch, Dansk Energi.
- Frank A. Sørensen, DONG Energy.
- Henrik Lous, Vattenfall A/S.

Sammenfatning

Denne rapport vurderer risici for en stigning i NO_x-emissionen i forbindelse med ophævelsen af ”Bekendtgørelse om begrænsning af udledning af svovldioxid og kvælstofoxider fra kraftværker”, nr. 885 af 18. december 1991. (Herefter kvotebekendtgørelsen).

I rapporten er der både fokuseret på de hidtidigt omfattede værker, men der er også givet en vurdering af, hvorvidt nye brændsler og teknologier vil kunne påvirke NO_x-emissionen. Der er foretaget en fremskrivning for de hidtidigt omfattede værker for årene 2010, 2015, 2020 og 2025. Der er indhentet oplysninger om rensningsteknologi og emissionsfaktorer fra de centrale operatører suppleret med afledte emissionsfaktorer fra DMU's emissionsdatabase for anlæg med lavere NO_x-emissioner.

Fremskrivningen viser, at NO_x-emissionen forventes at falde gradvist over fremskrivningsperioden. Hovedresultaterne af fremskrivningen er vist i nedenstående tabel sammen med de historiske emissioner for de omfattede værker i 2007 og 2008.

NO _x emission	2007	2008	2010	2015	2020	2025
Brændsel	Ton					
Kul			11 099	7888	5350	4293
Træ			1568	1647	3717	4162
Affald			1009	980	976	996
Halm			922	667	407	371
Fuelolie			291	292	242	341
Gasolie			7	8	12	21
Naturgas			1864	1687	1122	392
Raffinaderigas			286	286	286	286
Biogas			6	7	0	0
Total	26 885	17 281	17 052	13 461	12 113	10 863

NO_x-emissionen fra de omfattede anlæg varierer meget fra år til år, som en følge af udenrigshandel med elektricitet. Der er dog et signifikant fald i emissionerne gennem fremskrivningsperioden. Den faldende emission skyldes et faldende brændselsforbrug på de omfattede værker. Der sker også i perioden et skift i brug af brændselstyper, hvor mængden af kul bliver reduceret - stiger forbruget af træ.

Den fremskrevne NO_x-emission for de omfattede værker er på niveau med den fremskrivning, der blev foretaget i 2008. Effekten af de ændringer, der er foretaget i energifremskrivningen siden, slår ikke igennem på NO_x-emissionen, da der hovedsageligt er tale om skift fra fossile brændstoffer til biomasse, som har stor indvirkning på CO₂-emissionen, men ikke i samme grad påvirker emissionen af NO_x. Klimakommissionens anbefalinger indgår ikke i fremskrivningerne, da regeringens klimapolitik som opfølgning herpå endnu ikke foreligger.

Et nyt EU-direktiv, som bl.a. skal afløse direktiver om affaldsforbrændingsanlæg og store fyringsanlæg er vedtaget i 2010. I direktivet er der nye grænseværdier for

NO_x ved etablering af nye store fyringsanlæg, og skærpelser for eksisterede anlæg. Disse er vurderet i forhold til de eksisterende grænseværdier. For de værker der har højere emissionsfaktorer, er der anvendt grænseværdier som maksimalværdier fra direktivet i fremskrivningen for 2025.

I forbindelse med fremtidige ændringer i teknologi og anvendte brændsler er den forventede effekt på NO_x-emissionerne analyseret. Der er bl.a. fokuseret på følgende områder:

- Kulstoflagring (Carbon Capture & Storage, CCS)
- Anvendelse af husdyrgødning til energiformål
- Forgasning
- Ændret behandling af affald

Litteraturen viser, at nogle af de nye brændsler, herunder husdyrgødning, har højere emissionsfaktorer end de brændsler, de må antages at substituere (f.eks. Jackson et al., 2009 og Lundgren & Pettersson, 2009). Som udgangspunkt er de pågældende aktiviteter omfattet af direktiverne om affaldsforbrænding og store fyr, og emissionsgrænseværdierne vil dermed være uændrede. Det skønnes derfor på kort sigt ikke at få nogen indflydelse på NO_x-emissionen.

Med hensyn til CCS har Vattenfall oplyst at planerne om implementering af CCS på Nordjyllandsværket er udskudt på ubestemt tid. CCS vurderes derfor ikke at kunne nå at påvirke NO_x-emissionen indenfor den tidshorisont, der er vurderet i dette projekt.

I forbindelse med brændselsomlægning på Avedøreværkets blok 2 har DONG Energy oplyst, at de forventer en øget emission omkring brændselsskiftet på 200-600 t pr. år. Dette vil derfor øge den fremskrevne emission med denne mængde.

Nogle af værkernes emissionsfaktorer ligger markant højere end de øvrige værker; de fleste af de blokke, der ligger højt i emissionsfaktorer forventes dog ikke at have meget drift blot nogle få år ude i fremtiden.

DONG Energy offentliggjorde i slutningen af oktober 2009, at Asnæsværkets blok 5 og Studstrupværkets blok 4 vil blive taget ud af produktion d. 1. april 2010 på grund af faldende efterspørgsel på elektricitet. Dette betyder, at der må forventes en betydelig reduktion af NO_x-emissionen fra 2010, såfremt den faldende efterspørgsel på elektricitet fortsætter. Der vil såfremt blokkene kun er i drift i en tredjedel af 2010 kunne forventes et fald i NO_x-emissionen på 1600-1700 ton. De to blokke vil efterfølgende kunne tages i brug, hvis der opstår en stigende efterspørgsel på elektricitet, således blev Studstrupværkets blok 4 startet i december 2010, pga. mangel på vandkraft i Norge.

Samlet set er der ikke grund til at antage at NO_x-emissionen vil stige på baggrund af de elementer, der er analyseret i denne rapport. Derimod vil der, såfremt lukningen af at Asnæsværkets blok 5 og Studstrupværkets blok 4 effektueres, kunne forventes et betydeligt fald i NO_x-emissionen sammenlignet med fremskrivningen, der er udarbejdet i dette projekt.

Summary

This report attempts to map the presumed risks of increasing NO_x emissions in connection with the cancelation of the executive order “Bekendtgørelse om begrænsning af udledning af svovldioxid og kvælstofoxider fra kraftværker” no. 885 December 18, 1991. Hereinafter called “Kvotebekendtgørelsen”.

The report focuses on the power plants presently included but it also offers an estimate of whether new fuels and technologies could affect the NO_x emission. A projection has been made for the presently affected power plants for the years 2010, 2015, 2020 and 2025. Information of cleaning technology and emission factors from the central power plants has been obtained as well as derived emission factors from the National Environmental Research Institute, Aarhus University’s (NERI) emission database from the power plants with lower NO_x emissions.

The projection shows that the NO_x emission is expected to decrease gradually during the projection period. The main results of the projection are shown in the table below together with the historic emissions from the included power plants in 2007 and 2008.

NO _x emission	2007	2008	2010	2015	2020	2025
Fuels	Tonnes					
Coal			11 099	7888	5350	4293
Wood			1568	1647	3717	4162
Waste			1009	980	976	996
Straw			922	667	407	371
Fuel oil			291	292	242	341
Gas oil			7	8	12	21
Natural gas			1864	1687	1122	392
Refinery gas			286	286	286	286
Biogas			6	7	0	0
Total	26 885	17 281	17 052	13 461	12 113	10 863

The NO_x emission from the affected power plants varies quite a lot from year to year as a result of export of electricity. However, the projection period shows a significant decrease of emissions. The decrease in the emission is caused by a decline in the fuel consumption on the affected plants. The period also shows a change in the type of fuel used with a reduction in the use of coal and an increase in the use of wood.

The projected NO_x emission from the affected power plants is at level with the projection made in 2008. The effect of the changes made in the energy projection since then is not showing an impact on the NO_x emission as it mainly concerns a shift from fossil fuels toward biomass. This fuel shift has a large impact on the CO₂ emission but does not effect the NO_x emission to the same degree.

Negotiations of a new EU directive, which is to replace directives of waste incineration plants and large combustion plants, are taking place. The draft presents suggestions of new emission limit values. These are estimated in relation to existing emission limit values. For plants with higher emission factors, emission

limit values as maximum values from the draft directive have been used in the projection for 2025.

The expected effect on NO_x emissions has been analysed in connection with future changes in technology and used fuels. Focus has mainly been on the following areas:

- Carbon Capture & Storage (CCS)
- Use of animal manure for energy purposes
- Gasification
- Changed treatment of waste

The literature shows that some of the new fuels have higher emission factors than the fuels they are presumed to replace (e.g. Jackson et al., 2009 and Lundgren & Pettersson, 2009). In general, the activities in question belong under the same executive orders and the emission limit values will thus remain unchanged. Consequently the estimates indicate that in the short term there will be no impact on the NO_x emission.

Regarding CCS Vattenfall has informed that the plans concerning implementation of CCS on Nordjyllandsværket has been postponed indefinitely. (Vattenfall, 2009) Therefore it has been estimated that CCS will not be able to impact the NO_x emission within the time horizon assessed in this project.

In connection with the fuel conversion in block 2 on Avedøreværket Dong Energy expects an increased emission in the period of time around the fuel change of about 200-600 tonnes pr year. This will thus increase the projected emission by this amount.

The emission factors from some of the power plants are markedly higher compared to the other plants; however, most of the blocks with a high emission factors are expected to be taken out of commission or have substantially lower operating time within a few years.

In October 2009 Dong Energy made public that block 5 of Asnæsværket and block 4 of Studstrupværket will discontinue operating by April 1, 2010 due to declining demand for electricity. This means that a significant reduction of NO_x emission from 2010 must be expected provided the declining demand on electricity continues. Provided that the blocks will only be operating one third of 2010 a decrease in the NO_x emission of 1600-1700 tonnes will be expected in 2010.

Based on the elements analysed in this report there is no reason to assume that the NO_x emission will increase. On the contrary, if the plans to close Asnæsværket's block 5 og Studstrupværket's block 4 are carried out, a significant decrease in the NO_x emission will be expected compared to the projection elaborated in this project.

1 Indledning

1.1 Baggrund

Med introduktion af NO_x-afgiften blev det stillet i udsigt at ophæve kvotebekendtgørelsen (bekendtgørelse nr. 885 af 18. december 1991 om begrænsning af udledning af svovldioxid og kvælstofoxider fra kraftværker), der sikrer en regulering af kraftværkernes samlede NO_x-emissioner. Det skete med bekendtgørelse nr. 1205 af 3. december 2009.

Kvotebekendtgørelsen, nr. 885 af 18. december 1991, har været et væsentligt element i regulering af emissioner af SO₂ og NO_x fra de danske kraftvarmeværker større end 25 MW_{el} eller ca. 50 MW_{th} indfyret effekt.

I henhold til kvotebekendtgørelsen skal de værker, der er omfattet, hvert år have tildelt en bindende samlet kvote for emissionen af SO₂ og NO_x for de kommende fire år og en foreløbig kvote for de efterfølgende fire år. De tildelte kvoter kan reguleres ved udveksling af elektricitet med nabolandene, således at kvoten ikke vil forhindre eksport/import af elektricitet ved f.eks. lav produktion på vandkraftværker i Sverige eller Norge.

I 2008 blev der tildelt en samlet NO_x-kvote på 20.000 ton for 2009 med en fordeling på 12.000 ton til DONG Energy, 4.800 ton til Vattenfall og 3.200 til øvrige værker.

De værker der er omfattet af kvotebekendtgørelsen er opført i bilag 1. DONG og Vattenfall har 13 centrale værker og 8 decentrale værker. Derudover er der 10 kraftvarmeværker, hvor hovedparten er affaldsforbrændingsanlæg.

Med virkning fra den 1. januar 2010 trådte NO_x-afgiften i kraft. NO_x afgiften er på 5 kr. pr. kg NO_x. Det forventes, at NO_x-afgiften vil bidrage med en reduktion på 5000 ton i 2010. Dette er ikke yderligere behandlet i denne rapport.

Den øvrige regulering af emissionerne – bortset fra NO_x-afgiften - sker gennem miljøgodkendelser, hvor der stilles krav til udledningen af NO_x i form af emissionsgrænseværdier angivet som NO_x-koncentrationer i røggassen.

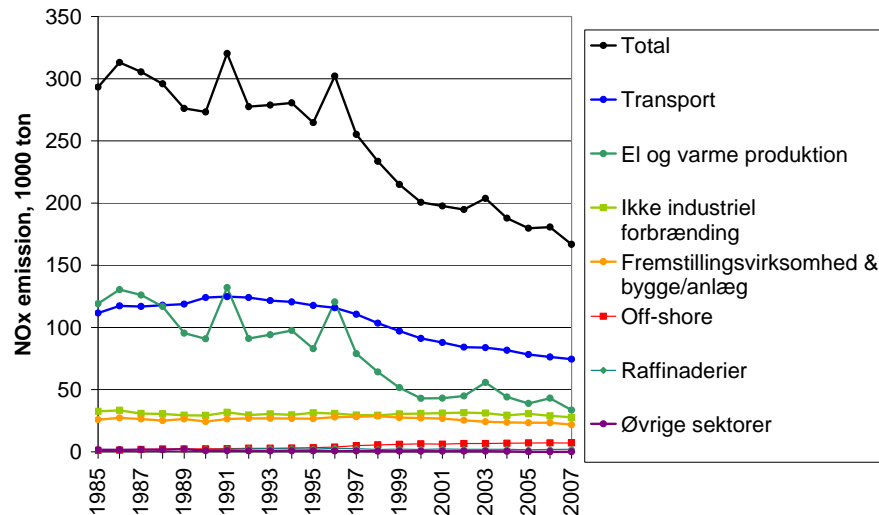
1.1.1 Internationale forpligtelser

Danmark har i EU's direktiv om nationale emissionslofter, 2001/81/EF, forpligtet sig til at reducere emissionen af NO_x til 127.000 ton fra og med 2010. Den samme forpligtelse er indeholdt i Gøteborg-protokollen under Geneve-konventionen om grænseoverskridende luftforurening. De seneste beregninger fra DMU fra oktober 2008, viser, at med anvendelse af beregningsmetoderne fra direktivets vedtagelse og under forudsætning af, at NO_x-afgiften giver en reduktion på ca. 5.000 ton i 2010, så vil Danmark lige netop nå emissionsloftet på de 127.000 ton i 2010. Enhver forøgelse af NO_x-emissionen vil derfor kunne bringe emissionen over loftet i direktivet og protokollen.

1.2 Udledning af NO_x

Den dominerende kilde til den danske NO_x-emission er forbrænding. Udviklingen i den samlede danske emission er vist i figur 1.1.

Figur 1.1. Tidsserie for NO_x-emissionen i Danmark, 1985-2007

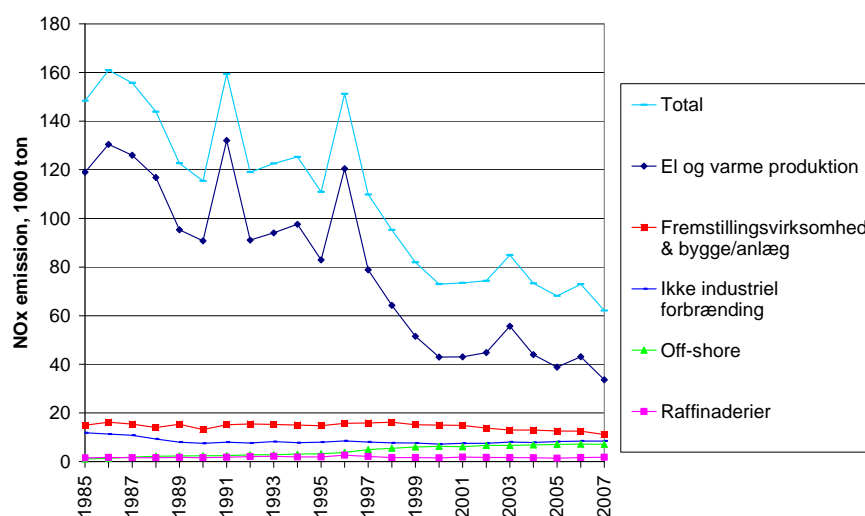


Den samlede udledning af NO_x er faldet markant med 43 % i perioden 1985 til 2007. I samme periode er emissionen fra kraftværker og fjernvarmeværker reduceret med 72 %. Den store reduktion skyldes installation af lav-NO_x-brændere og deNO_x-anlæg på el- og varmeproducerende anlæg. Den største kilde til NO_x-emission er transportsektoren efterfulgt af andre mobile kilder og kraftværker og fjernvarmeværker. Kraftværkernes andel af den samlede NO_x-emission er faldet fra 41 % i 1985 til 20 % i 2007.

Transportsektoren bidrog i 2007 med 45 % af den samlede danske NO_x-emission. Den dominerende kilde indenfor transportsektoren er vejtransport med mindre bidrag fra national søfart, jernbaner og civil luftfart. NO_x-emissionen fra transportsektoren har været faldende siden starten af 1990'erne på grund af øget anvendelse af katalysatorer i biler. Den stadige fornyelse af bilparken samt fremtidige grænseværdier for nye køretøjer vil medføre et yderligere fald i NO_x-emissionen fra transportsektoren.

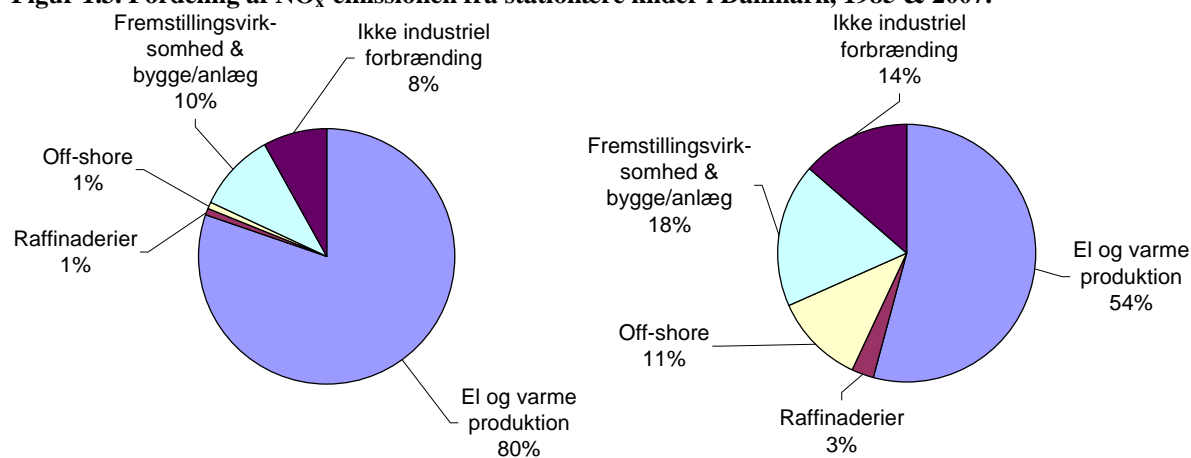
For ikke-industriell forbrænding i transportsektoren er emissionerne fra nationalt fiskeri og off-road køretøjer (entreprenør-, landbrugsmaskiner, m.m.) betydelige bidrag til den samlede danske NO_x-emission. For stationære ikke-industrielle forbrændingsanlæg er de primære kilder forbrænding af gasolie, naturgas og træ i husholdninger.

Figur 1.2. Tidsserie for NO_x-emissionen fra stationære kilder i Danmark, 1985-2007.



Figur 1.2 viser NO_x-emissionen for stationære kilder, dvs. eksklusiv transport og mobile kilder. Det ses tydeligt, at den store reduktion har fundet sted i forbindelse med el- og varmeproduktion. De fleste andre sektorer har været konstante eller stigende, hvilket har medført, at de øvrige sektors relative betydning er forøget væsentligt. Dette er illustreret i figur 1.3.

Figur 1.3. Fordeling af NO_x-emissionen fra stationære kilder i Danmark, 1985 & 2007.



Særligt off-shore-sektoren har øget sin andel af den samlede emission betydeligt fra 1 % i 1985 til 11 % i 2007. Dette skyldes dels faldet i den totale emission, men også at der har været en stor stigning i NO_x-emissionen fra denne sektor, denne stigning skyldes den stigende produktion af olie og gas, emissionsfaktoren for off-shore gasturbiner er fastholdt uændret i fremskrivningsperioden. NO_x-emissionen fra off-shore-sektoren er knap seksdoblet siden 1985. Den eneste anden sektor hvor NO_x-emissionen er steget siden 1985, er raffinaderier; her er emissionen dog kun steget med ca. 14 %.

1.3 Rapportens struktur

Kapitel 2 giver en oversigt for de anlæg, der hidtil har været omfattet af kvotebekendtgørelsen, samt de enkelte anlægs NO_x-emissioner i 2007.

Kapitel 3 beskriver den nuværende og fremtidige regulering af NO_x-emissionen fra energisektoren.

Kapitel 4 beskriver enkeltvis de forhold der forventes at kunne påvirke NO_x-emissionen i fremtiden.

Kapitel 5 indeholder basisfremskrivningen af NO_x-emissionen frem til 2025 baseret på Energistyrelsens fremskrivning af brændselsforbrug for punktkilder fra april 2009. De anvendte aktivitetsdata og emissionsfaktorer præsenteres. Derudover præsenteres en worst case-fremskrivning.

Kapitel 6 sammenligner de to fremskrivninger i kapitel 5 med den seneste NO_x-fremskrivning fra efteråret 2008.

Kapitel 7 diskuterer de fremtidige reduktionspotentialer, og giver anbefalinger til fremtidigt udredningsarbejde.

Kapitel 8 opsummerer det udførte arbejde og præsenterer konklusionerne fra projektet.

2 Anlægsoversigt med seneste NO_x opgørelse

Danske kraftvarmeværker større end 25 MW_{el} svarende til ca. 50 MW_{th} indfyret effekt, har været reguleret af kvotebekendtgørelsen, nr. 885 af 18. december 1991. Tabel 2.1 viser de omfattede anlæg med angivelse af primært brændsel. Der er tale om primært brændsel gennem hele tidsperioden, hvilket betyder, at en række af de værker der i dag primært er kulfyret, overgår til at anvende kul og biomasse i fremskrivningsårene. En detaljeret gengivelse på blokniveau kan ses i bilag 2.

Tabel 2.1. Oversigt over anlæg omfattet af kvotebekendtgørelsen med angivelse af primære brændsler.

Anlægsnavn	Primært brændsel
Amagerforbrænding	Affald
Amagerværket	Kul/træ/halm
Asnæsværket	Kul/træ
Avedøreværket	Kul/træ/halm/naturgas
DTU	Naturgas
Enstedværket	Kul/træ/halm
Esbjergværket	Kul/træ
Fynsværket	Kul/halm
H. C. Ørstedsværket	Naturgas
Helsingør	Naturgas
Herningværket	Kul/træ/naturgas
Hillerød	Naturgas
Hjørring Kraftvarmeværk	Naturgas
Horsens kraftvarmeværk	Affald/naturgas
Kyndbyværket	Olie
Masnedøværket	Olie/halm
Måbjergværket	Affald/halm/træ/naturgas
Nordjyllandsværket	Kul
Randersværket	Kul/træ
Silkeborg Kraftvarmeværk	Naturgas
Skærbækværket	Naturgas
Stignæsværket	Kul
Studstrupværket	Kul/træ/halm
Svanemølleværket	Naturgas
Sønderborg Kraftvarmeværk	Affald/naturgas
Vestforbrænding	Affald
Viborg Kraftvarmeværk	Naturgas
Østkraft	Kul/træ

Energistyrelsen antager i energifremskrivningen i 2009, at indfasningen af biomasse på de tidligere primært kulfyrede værker er mest betydelig i de senere fremskrivningsår 2020 og 2025.

To værker, der er omfattet af kvotebekendtgørelsen er ikke inkluderet som punktkilder i Energistyrelsens fremskrivning. Det drejer sig om Maricogen (tidligere Dansk Salt) og Shell. De anvendte brændsler for de to værker er vist i tabel 2.2. Det forventes ikke, at der vil ske ændringer i de anvendte brændsler.

Tabel 2.2. Værker omfattet af kvotebekendtgørelsen, der ikke er inkluderet som punktkilder i energifremskrivningen.

Anlægsnavn	Brændsel
Maricogen	Naturgas
Shell	Raffinaderigas

Den samlede NO_x-emission fra energisektoren (inkl. raffinaderier ekskl. offshore) udgjorde i 2007 35.580 ton. Heraf udgør de værker, der er omfattet af kvotebekendtgørelsen, 26.885 ton eller 75,6 %.

Fordelingen af NO_x-emissioner på værksniveau kan ses i tabel 2.3.

Tabel 2.3. Historiske NO_x emissioner for værker omfattet af kvotebekendtgørelsen, 2007 og 2008.

Anlægsnavn	NO _x -emission	NO _x -emission
	2007, ton	2008, ton
Amagerforbrænding	356	364
Amagerværket	631	568
Asnæsværket	2335	1760
Avedøreværket	1860	1801
DTU	51	57
Enstedværket	1038	1076
Esbjergværket	698	536
Fynsværket ¹⁾	4895	1493
H. C. Ørstedsværket	397	451
Helsingør	259	273
Herningværket	303	318
Hillerød	244	176
Hjørring Kraftvarmeværk	5	0,5
Horsens kraftvarmeværk	269	130
Kyndbyværket	189	65
Masnedøværket	45	46
Måbjergværket	298	217
Nordjyllandsværket	1449	680
Randersværket	1070	1092
Silkeborg Kraftvarmeværk	133	94
Skærbækværket	503	595
Stignæsværket	1719	968
Studstrupværket ¹	5929	2336
Svanemølleværket	193	188
Sønderborg Kraftvarmeværk	365	350
Vestforbrændingen	491	564
Viborg Kraftvarmeværk	65	63
Østkraft	151	165
Maricogen	56	3
Shell	889	851
Total	26.885	17.281

1) Der er installeret DeNO_x i 2008.

Af tabel 2.3 ses det, at langt størstedelen af NO_x-emissionen kommer fra de centrale kraftværker (21.836 og 12.517 ton i henholdsvis 2007 og 2008), mens de decentrale kraftværker og de øvrige værker bidrager med mindre emissioner. Se bilag 1 for oversigt over anlæggene.

Effekten af installation af DeNO_x-anlæg på Fynsværket og Studstrupværket ses tydeligt, da emissionen fra disse to værker alene er faldet med knap 7000 ton. Derudover har der været lavere brændselsforbrug på nogle af de centrale kraftværker i 2008 sammenlignet med 2007.

En væsentlig faktor i den reduktion af NO_x-emissionen, der har fundet sted gennem tidsserien, er installationen af NO_x-rensning på de centrale kulfyrede kraftværker og på de store affaldsforbrændingsanlæg. Tabel 2.4 viser en oversigt over udbredelsen af NO_x-rensning på blokniveau for de omfattede værker. Alle kedler anvender lav-NO_x-brændere. De anlægsbetegnelser, der er markeret med fed skrift, kommer først i drift i løbet af fremskrivningsperioden. Anlægsbetegnelserne er i henhold til Energistyrelsen fremskrivning.

Energistyrelsen anfører for de samme anlægsbetegnelser, hvornår de forventes at udgå af driften. En tabel, der viser slutåret for de forskellige anlæg, kan ses i bilag 3.

Tabel 2.4. Oversigt over rensningsteknologier for værker omfattet af kvotebekendtgørelsen pr. 1/11-2009.

Anlægsbetegnelse	Anlægsnavn	NO _x rensning	Blok	Anlægsnavn	NO _x rensning
AMF_KV	Amagerforbrænding	SNCR	MKS_B4renoveret	Studstrupværket	SCR
AMF_KV2	Amagerforbrænding	SNCR	MKS3	Studstrupværket	SCR
AMV1	Amagerværket	SCR	MKS4	Studstrupværket	SCR
AMV2Halm	Amagerværket	-	MKS5	Studstrupværket	-
AMV3	Amagerværket	SCR	Måbjergværket	Måbjergværket	-
AMV3renoveret	Amagerværket	SCR	NEV_B2	Nordjyllandsværket	SNOx
ASV2	Asnæsværket	-	NEV_B3	Nordjyllandsværket	SCR
ASV5	Asnæsværket	SCR	NEVGT	Nordjyllandsværket	-
ASV5renoveret	Asnæsværket	SCR	RKE1	Randersværket	-
AVV1	Avedøreværket	SCR	RKE2	Randersværket	-
AVV2 ¹⁾	Avedøreværket	- (SCR)	Silkeborg2	Silkeborg Kraftvarmeværk	-
DTU	DTU	-	SilkeborgKV	Silkeborg Kraftvarmeværk	-
ENV3	Enstedværket	SCR (SNCR)	SMV7damp	Svanemølleværket	-
ENV3renoveret	Enstedværket	SCR	STV2	Stignæsværket	-
FYV_B3	Fynsværket	-	SVS3	Skærbækværket	-
FYV_B7	Fynsværket	SCR	SønderborgKV	Sønderborg Kraftvarmeværk	-
FYV8	Fynsværket	-	SønderborgKV2	Sønderborg Kraftvarmeværk	-
HCV7vand	H. C. Ørstedsværket	-	VF_KV1	Vestforbrændingen	SNCR
HCV8	H. C. Ørstedsværket	-	VF_KV2	Vestforbrændingen	SNCR
Helsingør1	Helsingør	-	VF_KV3	Vestforbrændingen	SNCR
Helsingør2	Helsingør	-	Viborg2	Viborg Kraftvarmeværk	-
Hillerød1	Hillerød	-	ViborgKV	Viborg Kraftvarmeværk	-
Hillerød2	Hillerød	-	VKE_B3	Esbjergværket	SCR
Hjørring1	Hjørring Kraftvarmeværk	-	VKE_B3renoveret	Esbjergværket	SCR
Hjørring2	Hjørring Kraftvarmeværk	-	VKH	Herningværket	-
HorsensKV	Horsens kraftvarmeværk	-	VKH2	Herningværket	-
HorsensKV2	Horsens kraftvarmeværk	-	ØKR6	Østkraft	-
KYV22	Kyndbyværket	-	ØKR7	Østkraft	-
KYV41	Kyndbyværket	-	ØKRdiesel	Østkraft	-
KYV51-52	Kyndbyværket	-			
MAV12	Masnedøværket	-	Maricogen	Maricogen	-
MAV13	Masnedøværket	-	Shell	Shell	-
MAV31	Masnedøværket	-			
MAV32	Masnedøværket	-			

1) Der er installeret SCR på hovedkedlen på AVV2. Der er ikke SCR på biomassekedlen.

De anvendte NO_x emissionsfaktorer i basisfremskrivningen er vist i kapitel 5.

3 Nuværende og fremtidig regulering

3.1 Gældende lovgivning

De værker, der er omfattet af kvotebekendtgørelsen skal også miljøgodkendes efter EU's IPPC-direktiv, som er gennemført i dansk ret i godkendelsesbekendtgørelsen (Bekendtgørelse nr. 1640 om godkendelse af listevirksomhed), som suppleres af EU-direktivet om begrænsning af visse luftforurenende emissioner fra store fyringsanlæg og EU-direktivet om anlæg, der forbrænder affald.

Det betyder bl.a., at anlæggene skal indrettes og drives på en sådan måde, at det sikres i det omfang forureningen ikke kan undgås, at der er anvendt bedste tilgængelige rensningsteknik (BAT). Det betyder i praksis, at de grænseværdier, der fremgår af sektordirektiverne for store fyringsanlæg og affaldsforbrændingsanlæg er maksimumgrænseværdier, der ikke må overskrides. Det betyder, at emissionsfaktorer vil ligge under disse grænseværdier.

De gældende grænseværdier kan ses i tabel 3.1.

3.2 Udkast til EU direktiv om industrielle emissioner

Fremtidig regulering af de værker der pt. er omfattet af kvotebekendtgørelsen er fastlagt i EU-direktivet om industrielle emissioner, som blev endelig vedtaget i 2010.

EU-direktivet om industrielle emissioner sammenskriver IPPC-direktivet og seks sektordirektiver, og dele af direktiverne er blevet revideret. Af de seks sektordirektiver er det i denne sammenhæng Affaldsforbrændingsdirektivet (2000/76/EF) og Direktivet om store fyringsanlæg (2001/80/EF) der er relevante.

EU-direktivet styrker anvendelsen af BAT-referencedokumenterne, idet der nu er vedtaget at udarbejde BAT-konklusioner, som skal bruges som reference ved fastsættelsen af godkendelsesvilkårene, således emissionsgrænseværdierne ikke overskrider de niveauer, der er forbundet med anvendelse af BAT, som beskrevet i dokumenterne. Hvis særlige forhold taler herfor, kan miljøgodkendelsen fastlægge højere emissionsgrænseværdier som dog altid skal ligge under maksimumgrænseværdierne i direktivets Bilag V (Store fyringsanlæg) og Bilag VI (Affaldsforbrænding og medforbrænding af affald).

Senest fire år efter offentliggørelsen af afgørelser om BAT-konklusioner, sikrer myndighederne at alle godkendelsesvilkårene for de berørte anlæg revurderes og om nødvendigt ajourføres.

Kapitel III i nyt direktiv omhandler store fyringsanlæg, dvs. over 50 MW¹. Emissionsgrænseværdierne er opdelt mellem godkendelser af nye og eksisterende anlæg. Fra den 7. januar 2013 skal nye store fyringsanlæg som minimum overholde grænseværdierne i bilag V i direktivet. Eksisterende store fyringsanlæg skal overholde grænseværdierne i bilag V fra 31. december 2015.

¹ Når to eller flere særskilte fyringsanlæg udledes gennem fælles skorsten, anses en sådan kombination af anlæg for at være et enkelt fyringsanlæg.

Der er specielle bestemmelser for anlæg med få årlige driftstimer, ligesom direktivet giver medlemsstaterne mulighed for at gennemføre fem forskellige overgangsordninger, hvor den længste kan forløbe frem til 31. december 2023. Det er endnu ikke besluttet, og Danmark vil gøre brug af disse overgangsordninger. Overgangsordningernes effekt på NO_x emissionerne beregnes ikke i dette projekt.

Emissionsgrænseværdierne for nye store fyringsanlæg i direktivet er lavere end de nuværende, og for eksisterende anlæg skærpes grænseværdier for fyring med fast brændsel og flydende brændsel væsentligt. Flere danske anlæg overholder ikke de fremtidige emissionsgrænseværdier. Disse anlæg renoveres, benytter et meget begrænset antal timer pr. år eller tages helt ud af drift efter 2020.

Kapitel IV omhandler affaldsforbrændingsanlæg og medforbrænding af affald.

Anlæg der behandler farligt affald > 10 ton pr. dag til forbrænding/medforbrænding eller som har en kapacitet på over 3 ton pr. time (ufarligt affald) er inkluderet. Emissionsgrænseværdierne er opdelt i nye og gamle anlæg, hvor gamle anlæg har en miljøgodkendelse fra 2002 eller før. Emissionsgrænseværdierne er uændrede i forhold til de nuværende grænseværdier i Bekendtgørelse om anlæg, der forbrænder affald (Bekendtgørelse 162, 2003).

For medforbrænding er der fastlagt en formel (blandingsregel) til fastlæggelse af emissionsgrænseværdien.

Emissionsgrænseværdierne i EU-direktivet om industrielle emissioner er væsentligt lavere end de eksisterende grænser for både kul, olie og biomasse. Og det er væsentligt at bemærke, at gasturbineanlæg, som er godkendt før den 27. november 2002, eller hvis driftsledere havde indsendt en fuldstændig ansøgning om godkendelse før denne dato, forudsat at anlægget var sat i drift senest den 27. november 2003 ikke tidligere har været omfattet af direktivet om store fyr, men skal fra 31. december 2015 omfattes af EU-kravene. Emissionsgrænseværdier er vist i tabel 3.1.

Tabel 3.1. Oversigt over emissionsgrænseværdier fra nyt EU direktiv samt eksisterende bekendtgørelser.

Brændsel og anlægstype	Indfyret effekt, MW	Enhed	EU direktiv om industrielle emissioner		Bekendtgørelse om begrænsning af visse luftforurenende emissioner fra store fyringsanlæg		Bekendtgørelse om anlæg, der forbrænder affald
			Nye anlæg (Anlæg der indgiver en fuldstændig ansøgning efter 7. januar 2013)	Eksisterende anlæg (Grænseværdi skal overholdes fra 31. december 2010 ⁴)	Bestående ²⁾	Nyt ²⁾	
Kul	50-100	mg/Nm ³ ved 6 % O ₂	300	300	600	400	
Kul	100-300	mg/Nm ³ ved 6 % O ₂	200	200	600	200	
Kul	>300	mg/Nm ³ ved 6 % O ₂	200	150	600/500 ¹⁾	200	
Biomasse	50-100	mg/Nm ³ ved 6 % O ₂	300	250	600	400	
Biomasse	100-300	mg/Nm ³ ved 6 % O ₂	250	200	600	300	
Biomasse	>300	mg/Nm ³ ved 6 % O ₂	200	150	600/500 ¹⁾	200	
Flydende brændsel	50-100	mg/Nm ³ ved 3 % O ₂	450	300	450	400	
Flydende brændsel	100-300	mg/Nm ³ ved 3 % O ₂	200	150 ⁵⁾	450	200	
Flydende brændsel	>300	mg/Nm ³ ved 3 % O ₂	150	100 ⁵⁾	450/400 ¹⁾	200	
Flydende brændsel, gasturbiner	>50	mg/Nm ³ ved 3 % O ₂	90	90		120	
Gasfyrede kedler	>50	mg/Nm ³ ved 3 % O ₂	100	100	300/200	150/100	
Gasturbiner, naturgas	>50	mg/Nm ³ ved 15 % O ₂	75 ³⁾	75 ^{3) 6)}		75 ³⁾	
Gasturbiner, andre gasser	>50	mg/Nm ³ ved 15 % O ₂	50	120 ⁶⁾		120	
Gasmotorer	>50	mg/Nm ³ ved 15 % O ₂	100	75			
Affald, anlæg i drift efter 2002	> 3 ton/time	mg/Nm ³ ved 11 % O ₂		200			200
Affald, ældre > 6 ton/time	> 3 ton/time	mg/Nm ³ ved 11 % O ₂		200			200
Affald, ældre < 6 ton/time	> 3 ton/time	mg/Nm ³ ved 11 % O ₂		400			400

- 1) Anlæg > 500 MW indfyret.
- 2) Ved nyt anlæg forstås anlæg for hvilke der er meddelt godkendelse i henhold til miljøbeskyttelsesloven i oktober 2003 eller senere. Ved bestående forstås anlæg hvortil godkendelse i henhold til miljøbeskyttelsesloven er givet i første instans før oktober 2003.
- 3) 75 mg/Nm³ gælder for gasturbiner der anvendes i et kombineret kraftvarmesystem der har en samlet effektivitet på over 75 %. Som udgangspunkt er grænseværdien 50 mg/Nm³.
- 4) Under forudsætning af der ikke indføres overgangsordninger.
- 5) Emissionsgrænseværdien er på 450 mg/Nm³ for fyring med destillations- og konversionsrester fra råolieraffinering til eget forbrug med en samlet nominel indfyret termisk effekt på højst 500 MW, og som er godkendt før den 27. november 2002, eller hvis driftsledere havde indsendt en fuldstændig ansøgning om godkendelse før denne dato, forudsat at anlægget var sat i drift senest den 27. november 2003.
- 6) Gælder også for gasturbiner, der ikke tidligere har været omfattet af direktivet om store fyringsanlæg, dvs. anlæg, som er godkendt før den 27. november 2002, eller hvis driftsledere havde indsendt en fuldstændig ansøgning om godkendelse før denne dato, forudsat at anlægget var sat i drift senest den 27. november 2003.

Ovenstående grænseværdier i mg pr. Nm³ kan omsættes til g pr. GJ ved brug af nedenstående formel.

$$EMF_{g/GJ} = \frac{EMF_{mg/nm^3} \cdot k_{fuel} \cdot 21}{21 - O_2}$$

Hvor EMF_{mg/nm^3} er emissionsfaktoren i mg pr. m³, O_2 er den iltprocent som emissionsfaktoren i mg pr. m³ er anført ved, k_{fuel} er en brændsels-specifik konstant i enheden 1000 m³ pr. GJ og $EMF_{g/GJ}$ er emissionsfaktoren i g pr. GJ.

Brændselskonstanten k_{fuel} er vist i tabel 3.2.

Det skal bemærkes, at beregninger med emissionsfaktorer beregnet på baggrund af grænseværdier er konservative, da grænseværdierne er værdier, der ikke må overskrides, hvorfor målte middelværdier på anlæg vil ligge under disse grænseværdier.

Tabel 3.2. Brændselskonstanten k_{fuel} .

Brændsel	k_{fuel} , 1000 m ³ pr. GJ	Reference
Affald	0,249	Beregning baseret på: 5500 m ³ røggas (11 % O ₂) pr. ton affald refererer til Illerup et al. (1999) 10,5 GJ pr. ton in 2006 refererer til Energistyrelsen (2009) $k_{fuel} = ((21-11) / 21) \cdot 5500 / (10.5 \cdot 1000) = 0,249$
Kul	0,248	Luftvejledningen
Halm	0,260	Jakobsen (2003) ²⁾
Træ	0,272	Jakobsen (2003) ³⁾
Naturgas	0,240	Jørgensen 2009
Biogas ¹⁾	0,254	Jørgensen 2009
Gasolie	0,247	Jørgensen 2009
Fuelolie	0,255	Jørgensen 2009
Forgasningsgas	0,283	Jørgensen 2009

1) Energivægtet middelværdi for forskellige typer biogas.

2) Baseret på et vandindhold på 45 % der ifølge Jakobsen (2003) er typisk for træ anvendt på kraftvarmeværker.

3) Baseret på et vandindhold på 15 %.

4 Beskrivelse af forhold, der kan påvirke NO_x-emissionen

En række nye initiativer i energisektoren vil på sigt kunne påvirke NO_x-emissionerne fra sektoren. I de følgende kapitler vil de forskellige elementer blive beskrevet. Oplysninger om aktuelle planer er indhentet fra branchen, og den forventede indflydelse på NO_x-emissionen bliver diskuteret.

De emner der vil blive behandlet i dette kapitel er følgende:

- Brændselsomlægning på Avedøreværket og Skærbækværket.
- Kulstoflagring (Carbon Capture & Storage, CCS).
- Anvendelse af husdyrgødning til energiformål.
- Forgasning.
- Medforbrænding af affald.
- Øget affaldsforbrænding, herunder import af affald.
- Fossilfrit Danmark.

4.1 Brændselsomlægning på Avedøreværket og Skærbækværket

Som led i den energiaftale, som regeringen indgik i februar 2008, blev der indgået en aftale med Dansk Folkeparti og Ny Alliance om at ophæve restriktionen mod at anvende kul på Avedøreværkets blok 2 og Skærbækværket. Forudsætningen for at værkerne kunne få frit brændselsvalg var, at brugen af biomasse samtidig blev øget med 700.000 ton om året fra 2011.

I forlængelse af denne aftale har DONG Energy søgt om tilladelse til at ombygge Avedøreværkets blok 2 til også at kunne fyre med kul, så blokken fremover kan fyre med kul, naturgas, olie, halm og træpiller.

Energistyrelsen gav DONG Energy tilladelse til at ombygge Avedøreværkets blok 1 og 2 til et mere fleksibelt brændselsvalg. Som betingelse blev det krævet, at selskabet samtidig øger anvendelsen af biomasse med 500.000 ton årligt. Hidtil har Avedøre 1 udelukkende været fyret med kul og olie, mens Avedøre 2 kan fyres med naturgas, olie, halm og træpiller.

For at kunne leve op til aftalens krav om øget brug af biomasse, har DONG Energy søgt om tilladelse til at ombygge Avedøreværkets fossilt fyrede blok 1 til også at kunne fyre med biomasse i form af biopiller. Der er fremover krav om anvendelse af 22,7 PJ biomasse på DONG Energy's værker.

I forbindelse med dette projekt har DONG Energy oplyst, at den ekstra biomasse forventes udnyttet ved ombygning af Avedøreværkets blok 1 til også at kunne anvende biomasse, samt ved eventuelt at medforbrænde biomasse på Skærbækværkets blok 3.

Hvis der senere søges om tilladelse til kulfyring på Skærbækværket, vil tilladelsen være betinget af, at biomasseanvendelsen øges med yderligere 200.000 ton. DONG Energy har oplyst, at der ikke er planer om at ansøge om ophævelse af kulrestriktionen for Skærbækværket, men at det i fremtiden kan tænkes, at der vil blive indfyret træpiller på Skærbækværket. Det er oplyst, at der i givet fald vil der blive installeret DeNO_x på Skærbækværket.

I basisfremskrivningen for energiforbrug er der indregnet et kulforbrug på Avedøreværkets blok 2 fra 2010 og et forbrug af biomasse på Avedøreværkets blok 1 - ligeledes fra 2010. Det er antaget for alle år, at Skærbækværket er rent naturgasfyret.

På Avedøreværket er der allerede installeret NO_x-rensning (SCR) på blok 1 og på blok 2 er der installeret SCR på den del af anlægget der fyres med olie og træpiller. Der er ikke DeNO_x-udstyr på den kedel, der brænder halm.

DONG Energy har oplyst, at der i perioden med brændselsomlægningen vil kunne forventes en periode med højere NO_x-emission. Stigningen i NO_x-emission forventes at være på ca. 200-600 ton pr. år.

I nedenstående tabel vises den historiske NO_x-emission for Avedøreværket i 2007 og 2008 samt de estimerede fremskrevne emissioner for 2010, 2015, 2020 og 2025.

Tabel 4.1. Historiske og fremskrevne NO_x-emissioner for Avedøreværket.

	2007	2008	2010	2015	2020	2025
NO_x emission, ton	1860	1801	1580	1556	1300	1114

Som det ses af tabel 4.1 er det et spring mellem 2008 og 2010 på ca. 220 ton. Derudover forventes der i perioden omkring brændselsomlægningen en øget emission på 200-600 ton NO_x.

Tabel 4.2 viser den afledte emissionsfaktor for Avedøreværket for de samme år som for tabel 4.1.

Tabel 4.2. Historiske og DONGs fremskrevne emissionsfaktorer for Avedøreværket.

	2007	2008	2010	2015	2020	2025
NO_x emissionsfaktor, g/GJ	55	53	41	42	43	44

Der er en betydelig forskel på de seneste to års afledte emissionsfaktor på henholdsvis 55 og 53 g pr. GJ og den resulterende emissionsfaktor i fremskrivningen på 41-44 g pr. GJ. DONG Energy har oplyst, at den reducerede emissionsfaktor skyldes en optimering af driften, så der ikke kommer så mange lavlastsituationer samt at der opnås en bedre dosering af NH₃.

Hvis den samlede emissionsfaktor i fremskrivningen i stedet var på niveau med de seneste historiske år, vil det medføre en ekstra NO_x-emission på 300-500 ton.

4.2 Kulstoflagring (Carbon Capture & Storage, CCS)

CCS-teknologien er en mulighed for at udvinde og oplagre CO₂ direkte fra kraftværkerne. Det Internationale Energiagentur (IEA) anslår, at CCS-teknologi kunne reducere CO₂-emissioner fra kraftværker med mere end 85 %. Processen med at udskille og isolere CO₂ fra røggassen er meget energikrævende og dermed behæftet med væsentlige ekstraomkostninger. Der har siden 1996 fundet CCS sted i Norge, hvor CO₂ er blevet pumpet ned i undergrunden ved Sleipner-gasfeltet i Nordsøen.

Installation af CCS på et eksisterende kulkraftværk vil reducere effektiviteten med ca. 10 % point (svarende til ca. 20-30 %). Ved nybyggede værker forventes reduktionen at være i størrelsesordenen 6-8 % point (svarende til ca. 15-20 %). Dette vil betyde behov for yderligere elproduktion. Såfremt denne produceres ved

hjælp af øget brændselsforbrug vil NO_x-emissionen som resultat stige tilsvarende med 20-30 %. Lidt af NO_x'en vil i CCS-processen blive bundet til absorbenten, men det vurderes, at dette ikke vil påvirke den samlede NO_x-emission betydeligt.

Tabel 4.3 viser de forventede ændringer i emissioner ved installation af CCS på et kulfyret kraftværk. Det ses at CO₂ og SO₂ reduceres væsentligt, mens emissionerne af NO_x og NH₃ stiger med henholdsvis 31 og 50 %. Hvis en del af den reducerede elproduktion produceres på basis af vedvarende energi, f.eks. vindkraft, vil stigningen i emissioner naturligvis være reduceret.

Tabel 4.3. Forventede ændringer i emissionen fra et kulfyret kraftværk ved anvendelse af CCS.

	Reduktion, %
CO ₂	87
NO _x	-31
SO ₂	50
NH ₃	-50

Kilde: IPCC 2005.

I Danmark har Vattenfall haft planer om at installere CCS på Nordjyllandsværket med den hensigt at separationsanlægget på Nordjyllandsværket skulle rense CO₂ ud af røggassen efter forbrændingen af kul. Det er dog for nylig besluttet, at reducere antallet af demonstrationsprojekter, og derfor er projektet på Nordjyllandsværket udsat på ubestemt tid.

Tabel 4.4 viser et tænkt eksempel med CCS installeret på Nordjyllandsværket, hvor installationen af CCS medfører en 31 % stigning i emissionen af NO_x.

Tabel 4.4. Fremskrivning for Nordjyllandsværkets NO_x emission med og uden CCS, ton.

	2010	2015	2020	2025
Basisfremskrivning	1093	776	609	642
Med CCS	1432	1017	798	841

For Nordjyllandsværket ville en stigning i NO_x-emissionen på 31 % svare til en ekstra emission på ca. 200-350 ton.

Hvis målet var, at alle centrale kraftværker skulle udstyres med CCS ville det medføre en stigning i NO_x-emissionen på 2700-4000 ton, se tabel 4.5.

Tabel 4.5. Fremskrivning af samlet NO_x-emission fra alle centrale kraftværker hhv. med og uden CCS, ton.

	2010	2015	2020	2025
Fremskrivning	12 934	10 050	8 787	8 964
Med CCS	16 943	13 165	11 511	11 743

Noget af den tabte elproduktion vil blive kompenseret af en større varmeproduktion. Det vil desuden ikke tænkes at være realistisk, at der installeres CCS på alle centrale anlæg, da der skal være meget høj drifttid på kraftværksblokkene for at CCS er rentabelt.

På grund af de betydelige omkostninger forbundet med installationen og driften af et CCS-anlæg vurderes det på nuværende tidspunkt som usandsynligt, at der vil blive taget CCS-teknologi i anvendelse på et dansk kraftværk inden 2025, som er den tidshorisont, der vurderes i dette projekt. Der er dog ingen tvivl om, at udbredt anvendelse af CCS vil påvirke emissionen af NO_x og andre luftforureningskomponenter i negativ retning.

4.3 Anvendelse af husdyrgødning til energiformål

For anvendelse af husdyrgødning til energiformål er der flere muligheder. Dels til produktion af biogas, som er en kendt teknologi, dels forbrænding af husdyrgødning, som endnu ikke anvendes i Danmark. De to emner vil blive beskrevet separat i de efterfølgende afsnit. Anvendelsen af biogas har hidtil fundet sted på anlæg, der er mindre end de anlæg, der har været omfattet af kvotebekendtgørelsen. Hvis forbrænding af husdyrgødning bliver udbredt vil det kunne finde sted på store anlæg, som vil kunne være over grænsen på 25 MW_e.

4.3.1 Biogasproduktion baseret på husdyrgødning

Produktion af biogas - på basis af husdyrgødning - er en velkendt teknologi, som er udbredt i Danmark. Den producerede mængde biogas bliver typisk anvendt som brændsel i motorer. Den samlede mængde biogas i 2008 var 2814 TJ, (Energistyrelsen, 2009a). Af denne mængde blev 12 TJ anvendt på centrale kraftvarmeværker og 1303 TJ på decentrale kraftvarmeværker. De decentrale anlæg, der anvender biogas, er dog typisk mindre gasmotoranlæg eller kedler, derfor har ingen af disse anlæg været omfattet af kvotebekendtgørelsen.

Det samlede forbrug af biogas ventes at stige betragteligt i årene fremover, som vist i tabel 4.6. Stigningen fra 2010 til 2025 er på 6051 TJ eller 130 %.

Tabel 4.6. Fremskrevet forbrug af biogas, TJ.

	2010	2015	2020	2025
Forbrug af biogas	4 641	8 621	10 769	10 692

Størstedelen af biogassen vil formentlig blive anvendt som brændsel i gasmotorer, som er reguleret af en bekendtgørelse 621 (Bekendtgørelse nr. 621 af 23. juni 2005 om begrænsning af emission af nitrogenoxider, uforbrændte carbonhydrider og carbonmonooxid mv. fra motorer og turbiner). Der kan dog også blive tale om at indfase biogas i naturgasnettet. Der er ikke i dette projekt vurderet effekten af en eventuel ændring af naturgaskvaliteten. Dette gælder biogas men også i forbindelse med en fremtidig import af gas fra udlandet. En ændring mod en mere svingende naturgaskvalitet vil kunne medføre øget NO_x-emission.

NO_x-grænseværdien for biogasmotorer, gældende fra 2013, er i Bekendtgørelse 621 fastlagt til 1000 mg pr. Nm³ ved 5 % O₂, hvilket er markant højere end grænseværdien for naturgasfyrede motorer på 550 mg pr. Nm³ ved 5 % O₂.

4.3.2 Forbrænding af husdyrgødning

Ifølge EU's affaldsdirektiv og den danske affaldsbekendtgørelse er definitionen på affald: "Ethvert stof og enhver genstand som indehaveren skiller sig af med, agter at skille sig af med eller er forpligtet til at skille sig af med." Med udgangspunkt i affaldsdefinitionen har Miljøstyrelsen vurderet, at husdyrgødning, der forbrændes, defineres som affald, da indehaverens primære formål er at skille sig af med husdyrgødningen. Vurderingen omfatter som udgangspunkt også den fraseparerede fiberfraktion fra husdyrgødningen, og de piller, briketter eller tilsvarende, som kan produceres af husdyrgødningen og som efterfølgende forbrændes. Det er dog samtidig Miljøstyrelsens vurdering, at det kan være muligt, at oparbejde husdyrgødning til forbrænding i en sådan grad, at det ophører med at være affald. En sådan afklassificering skal være baseret på en vurdering fra miljømyndigheden, hvor der bl.a. tages hensyn til miljøforholdene ved forbrændingen.

Miljøstyrelsen har i samarbejde med interessenter på området igangsat flere projekter, der skal kortlægge miljøforholdene ved forbrænding af piller fremstillet af frasepareret fiberfraktion, og som kan bidrage til en afklaring af, om disse fiberpiller kan betragtes som ophørende med at være affald.

Idet husdyrgødningen og piller, briketter mv., fortsat som udgangspunkt defineres som affald, skal et anlæg, der brænder disse fraktioner, som udgangspunkt miljøgodkendes efter affaldsforbrændingsbekendtgørelsens regler.

Der har tidligere været udført kortlægningsarbejde omkring forbrænding af husdyrgødning til energiformål (FVM, 2005; FVM, 2006).

Rapporterne har i vid udstrækning haft fokus på vandmiljø og drivhusgasemissioner, men konsekvenserne for luftforurening er også beskrevet.

FVM (2005) konkluderer, at der er brug for målinger for at fastslå, hvorvidt, der vil være en forøget NO_x-emission. Forsøg udført af Det Jordbrugsvidenskabelige Fakultet ved Aarhus Universitet med halm tilført gylle har ikke vist forhøjet NO_x-emission. FVM (2005) henviser til Rambøll og PlanEnergi (2004). Rambøll og PlanEnergi (2004) citerer flere for, at der forventes øget NO_x-emission sammenlignet med andre brændsler. Rapporten kvantificerer ikke den formodede højere NO_x-emission.

I 2006 blev der udført en supplerende analyse (FVM, 2006). Angående miljøkonsekvenser henvises der i rapporten til Schou et al. (2006). I rapporten af Schou et al. er der foretaget en scenarieanalyse for Vesthimmerland. Resultatet af analysen er en ekstra NO_x-emission på 11-22 ton, hvis halvdelen af husdyrgødningen fra slagtekyllinger og mink i Vesthimmerland går til forbrænding. Beregningen bygger på en antagelse om at 5-10 % af kvælstofindholdet i gødningen bliver omdannet til NO_x ved forbrændingen.

I England er der kraftværker i drift, som benytter fjerkrægødning som brændsel. De tre anlæg, der er i drift forbrænder 160.000 ton gødning om året, hvilket svarer til ca. halvdelen af den mængde fjerkrægødning, der produceres i Danmark (FVM, 2006).

England oplyser en NO_x-emissionsfaktor for fjerkrægødning i 2007 på 1,093 kton pr. Mton (Jackson et al., 2009). Ved omregning med den oplyste brændværdi giver det en NO_x-emissionsfaktor på 131 g pr. GJ. Denne faktor er lidt højere end grænseværdien i affaldsforbrændingsdirektivet. I FVM (2006) fremgår det, at de engelske anlæg er i gang med en renoveringsproces for at efterleve grænseværdierne.

Et svensk projekt har udført målinger på et testanlæg for medforbrænding af hestegødning med træ. Der blev udført målinger under tre forskellige konditioner samt en reference måling med kun træ. Alle tre forsøg med en kombination af gødning og træ viste højere NO_x-koncentrationer i røggassen end referenceforsøget. NO_x-koncentrationer var mellem 73 og 147 % højere end i referencemålingen udført på træ (Lundgren & Pettersson, 2009). Et amerikansk forsøg med fjerkrægødning kommer til samme resultat. I det amerikanske forsøg er stigningen dog ikke så stor som i den svenske undersøgelse. Der ses dog stigninger i NO_x-koncentrationen i røggassen på ca. 50 % (Zhu & Lee, 2004).

4.4 Forgasning

Forgasning vil indenfor overskuelig fremtid ikke blive aktuel for anlæg af den størrelse der har været omfattet af kvotebekendtgørelsen. Forgasning vil typisk finde anvendelse i forbindelse med mindre anlæg, og forgasningsgassen vil typisk efterfølgende blive anvendt til energiproduktion i f.eks. en gasmotor.

Der foreligger meget få resultater for emissionsmålinger på forgasningsanlæg. Det er derfor et meget spinkelt grundlag at vurdere de eventuelle konsekvenser for NO_x -emissionen på. Det har kun været muligt at finde resultater for forgasningsgas produceret på baggrund af træflis, hvor gassen udnyttes til energiproduktion i gasmotorer. Der er pt. to anlæg der anvender forgasningsgas i Danmark.

Jacobsen (2007) har ved forsøg på det ene anlæg målt en NO_x -koncentration i røggassen på 653 mg pr. Nm^3 , hvilket svarer til ca. 170 g pr. GJ. Grænseværdien i forhold til bekendtgørelsen (MIM 2005) om gasmotorer er 550 mg pr. Nm^3 .

I et nyligt gennemført kortlægningsprojekt er der fundet en gennemsnitsemissionsfaktor for forgasningsgas på 173 g pr. GJ (Nielsen & Nielsen, 2010).

4.5 Medforbrænding af affald

Ifølge DONG Energy er der planer om at medforbrænde affald på udvalgte værker. Omfanget af medforbrændingen forventes på de pågældende værker at udgøre 5 % på energibasis. Det forventes at en medforbrænding i den størrelsesorden vil være mulig uden negative konsekvenser for emissionsforholdene på de pågældende værker. Det affald der vil indgå til medforbrænding på kulkraftværker vil være veldefinerede fraktioner, dvs. der vil ikke blive medforbrændt dagrenovation.

DONG Energy og Vattenfall oplyser begge, at en eventuel medforbrænding af affald på eksisterende værker ikke vil give anledning til påvirkning af rensningsteknologierne; således vil medforbrænding af affald fortrinsvis finde sted på anlæg med NO_x -rensning (SCR). DONG Energy oplyser, at det ikke forventes med den begrænsede medforbrænding at påvirke rensningsgraden af SCR anlægget.

Hvis affaldsfraktioner skal erstatte 5 % af kulforbruget er det store mængder affald der flyttes fra affaldsforbrændingsanlæggene til kulkraftværkerne. I 2010 svarer 5 % af den samlede kulmængde til 8354 TJ, hvilket svarer til 26 % af den samlede affaldsmængde til forbrænding. I 2015 vil 5 % af kulforbruget udgøre 6066 TJ, hvilket svarer til 18 % af den samlede affaldsmængde til forbrænding. Der er som nævnt kun planer om at indføre medforbrænding på udvalgte værker. Det må derfor forventes at være en relativ lille andel af den samlede affaldsmængde, som vil indgå til medforbrænding. Ifølge Affald Danmark (2008) vurdere DONG Energy, at der er mulighed for ca. 7 % termisk substitution, hvilket svarer til medforbrænding af 600.000 til 700.000 ton affald, hvilket med en brændværdi på 15 GJ pr. ton svare til 9000-10.500 TJ.

Det forventes, som tidligere nævnt, ikke at have indflydelse på NO_x -emissionerne fra kulkraftværkerne.

I en rapport om miljøvurdering af affaldsforbrænding (Møller et al., 2008) er der foretaget beregninger for konsekvensen af medforbrænding sammenlignet med dedikeret affaldsforbrænding for en række forskellige scenarier.

Konklusionen i Møller et al. (2008) er, at forskellene i NO_x -emission mellem dedikeret affaldsforbrænding og medforbrænding med hensyn til emissionen af NO_x er små. Resultaterne viser dog en lille fordel til dedikeret affaldsforbrænding.

En øget andel af affaldsmængden, der anvendes til medforbrænding på kraftværker vil kunne sænke brændværdien for den resterende affaldsmængde. Ifølge Affald Danmark (2008) forventes denne sænkning dog ikke at kunne udligne den forventede generelle stigning i brændværdien.

4.6 Øget affaldsforbrænding

Det er kun fem affaldsfyrede værker, der er omfattet af kvotebekendtgørelsen. De fem værker er: I/S Amagerforbrænding, I/S Vestforbrænding, Sønderborg Kraftvarmeværk, Måbjergværket og Horsens Kraftvarmeværk. Tabel 4.7 viser kapaciteten for de fem omfattede værker sammenlignet med den totale installerede kapacitet for Danmark i 2008. Det ses at de fem værker udgør 36 % af den samlede installerede kapacitet. Der er således en stor del af affaldsforbrændingssektoren, der ikke har været omfattet af kvotebekendtgørelsen. Konsekvensen af at ophæve kvotebekendtgørelsen for NO_x for affaldsforbrændingsanlæg vurderes som meget begrænset. De to størst anlæg omfattet af kvotebekendtgørelsen, Amagerforbrænding og Vestforbrænding, er udstyret med NO_x -rensning i form af SNCR-anlæg.

Tabel 4.7. Kapacitet for de fem værker omfattet af kvotebekendtgørelsen, samt Danmarks samlede kapacitet. (Kilde: Affald Danmark, 2008).

	Kapacitet, ton/år
Amagerforbrænding	425.000
Vestforbrænding	650.000
Måbjergværket	165.000
Horsens Kraftvarmeværk	80.000
Sønderborg Kraftvarmeværk	64.000
Total	1.384.000
Danmark, samlet installeret kapacitet i 2008	3.863.937
Procentdel af kapaciteten på omfattede værker	36 %

Generelt er der ikke overkapacitet for affaldsforbrænding i Danmark. Det svinger fra region til region, men samlet set forventes det, at der i fremtiden vil være behov for at udvide kapaciteten - eller eventuelt forbrænde noget af affaldet på kulkraftværker, som beskrevet i kapitel 4.5. Det reducerer sandsynligheden for, at der vil forekomme import af affald i stor skala. En import af affald til medforbrænding vil formentlig også være koncentreret om veldefinerede fraktioner, dvs. ikke dagrenovation, så det vurderes ikke at dette vil give anledning til en stigning i NO_x-emissionen. Affald Danmark (2008) præsenterer fire kapacitetsscenerier, herunder et scenarie hvor kapaciteten for medforbrænding af affald sættes til 350.000/700.000 ton.

Nye EU-regler vil kunne medføre lettere adgang til at importere affald, hvis der i fremtiden er ledig kapacitet på de danske affaldsforbrændingsanlæg.

I denne fremskrivning antages det, at både Silkeborg og Viborg Kraftvarmeværker fortsat vil være naturgasfyrede. Der skulle på sigt være planer om at overgå til affaldsforbrænding på de to værker. Hvis det antages, at emissionsfaktoren stiger fra det nuværende niveau til grænseværdien for affaldsforbrændingsanlæg vil det i 2015 betyde en stigning i NO_x-emissionen på ca. 220 ton.

4.7 Fossilfrit Danmark

Ambitionen om et fossilfrit Danmark vil ikke have indflydelse på NO_x-emissionen frem til 2025. En sådan plan vil medføre behov for en væsentlig udbygning af den vedvarende energi. Den fossile energi, der erstattes med biomasse eller biobrændstof i transportsektoren vil påvirke NO_x-emissionen i opadgående retning. Denne stigning vil dog formentlig blive udjævnet eller overgået af den øgede mængde elektricitet produceret på baggrund af vedvarende energikilder som vind, vand og sol. Der kan også opstå en øget efterspørgsel på elektricitet, f.eks. i forbindelse med indfasning af elbiler i transportsektoren.

Hvis intentionen om et fossilfrit Danmark skal realiseres, vil det betyde, at en række nye teknologier skal udvikles, eller eksisterende teknologier skal videreudvikles. Det vil dog være svært at forestille sig, at en sådan ambition kan lykkes uden at det vil kræve en betydelig reduktion af energiforbruget. Ingeniørforeningen har i sin klimaplan for 2050 (IDA, 2009) anbefalet en 50 % reduktion af energiforbruget samt en omlægning, så energiforbruget dækkes udelukkende af vedvarende energi og biomasse.

I forbindelse med Ingeniørforeningens klimaplan anvises der en række teknologier der bør sættes på fremover. Af teknologier med emissionsmæssig interesse er det f.eks. øget satsning på energiafgrøder og havbiomasse. Tidshorisonten for det arbejde går dog helt frem til 2050; effekten af disse tiltag vil - selv hvis de blev

implementeret - næppe nå at have mærkbar indflydelse på NO_x-emissionen inden 2025.

Dansk Energi har ligeledes fremlagt en plan for hvordan Danmarks energiforbrug kan blive CO₂-neutralt i 2050 (Dansk Energi, 2009).

I denne plan indgår, at brændselsforbrug indenfor slutforbrugssektoren i vid udstrækning skal erstattes med elbaserede løsninger, f.eks. skal der anvendes elektricitet i transportsektoren, samt i højere udstrækning i husholdninger i form af at udskifte olie og naturgasfyr med varmepumper. Derudover tænkes der i øget anvendelse af elkedler i industrien. Det øgede forbrug af elektricitet skal dækkes med øget elproduktion baseret på vindenergi, solenergi, bølgeenergi, biomasse og biogas. Derudover indregnes også energibesparelser og energieffektiviseringer samt anvendelse af CCS på kraftværker. (Dansk Energi, 2009)

Det er ikke muligt at kvantificere ændringen i NO_x-emissionen, som følge en ambition om et fossilfrit Danmark på nuværende tidspunkt .

5 Fremskrivning af NO_x emissionen

5.1 Basisfremskrivning

Basisfremskrivningen af emissioner i dette projekt er baseret på Energistyrelsens basisfremskrivning for el- og fjernvarmeproduktion fra april 2009. De to industrielle værker Maricogen og Shell, som er omfattet af kvotedirektivet, er ikke omfattet af den anlægsopdelte del af basisfremskrivningen, og der er i stedet anvendt brændselsforbruget for det seneste historiske år, 2008. Dette brændselsforbrug er fremskrevet uændret for perioden frem til 2025.

5.1.1 Brændselsforbrug

Brændselsforbruget for de værker der er omfattet af kvotebekendtgørelsen refererer til Energistyrelsens basisfremskrivning af el- og fjernvarmeproduktionen (Ramses) i april 2009 (Energistyrelsen, 2009b).

Fremskrivningen er baseret på Energiaftalen fra 2008. Følgende antagelser er inkluderet i fremskrivningen:

- 20 % VE i 2011.
- Bruttoenergiforbrug -2 % i 2011 (ift. 2006).
- Energibesparelser øges til 1,5 % p.a.
- Tilskud til central biomasse øges fra 10 til 15 øre pr. kWh.
- Hvile-i-sig-selv på affald ophæves.
- Støtte til landmøller øges til 25 øre pr. kWh i 22.000 timer + 2,3 + 0,4 øre/kWh.
- Skrotningmøller får yderligere 8 øre pr. kWh i 12.000 timer.
- VE-lov + erstatningsordning.
- Udbud af 400 MW havvind; i drift 2012.
- Biogas får 74,5 øre pr. kWh.
- Højere CO₂-afgift og ny NO_x-afgift.
- Transport-tiltag (biobrændstof, brint, el).
- Kul på AVV2 mod 500.000 ton ekstra biomasse 2011.
- Ikke kul på SVS3 (ingen ansøgning).

Følgende antagelser er inkluderet i fremskrivningen for så vidt angår anlæg i Danmark:

- AVV2 på kul/biomasse fra 2010.
- AVV1 på kul/biomasse fra 2010.
- +400 MW havvind 2013.
- Landvind nogenlunde konstant.
- Affald øges til ca. 40 PJ.
- Biogas +100 MW til 2030.
- Levetidsforlængelse af eksisterende kulværker + ombygning til biomasse.

I fremskrivningen af brændselsforbrug er data for de værker, der er omfattet af kvotebekendtgørelsen, udvalgt og importeret til en database.

Fremskrivningsmodellen, der er anvendt i dette projekt, er den samme som beskrevet i Illerup et al. (2002) og Illerup et al. (2007). Metoden vil derfor ikke blive beskrevet i detaljer i denne rapport.

Fremskrivningen af brændselsforbruget opererer med 10 brændselskategorier som er vist i tabel 5.1 sammen med de tilsvarende DMU brændselskategorier.

Tabel 5.1. Sammenhæng mellem Energistyrelsens brændselsbetegnelser og DMU's betegnelser.

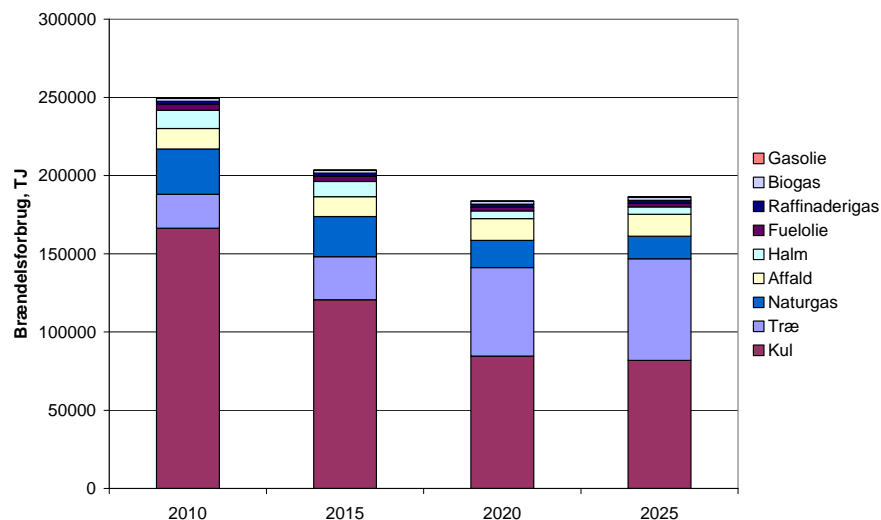
Betegnelser i fremskrivningen	DMU betegnelse	Brændselskode
Waste	Affald	114
Biogas	Biogas	309
E_crops	Træ og lignende	111
Fueloil	Fuelolie	203
Gasoil	Gas & dieselolie	204
Straw	Halm	117
Coal	Kul	102
NatGas	Naturgas	301
Woodfuel	Træ	111
	Raffinaderigas ¹	308

¹ Ikke en del af punktkildefremskrivningen, tilføjet af DMU.

Tabel 5.2. Brændselsforbruget for de omfattede værker i fremskrivningen.

TJ	Brændselskode	2010	2015	2020	2025
Kul	102	166 368	120 632	84 530	81 814
Træ	111	21 697	27 528	56 631	65 023
Affald	114	13 030	12 684	13 882	13 969
Halm	117	11 671	9731	4922	4732
Fuelolie	203	3 893	3410	2344	2366
Gasolie	204	100	117	186	318
Naturgas	301	28 998	25 671	17 480	14 419
Raffinaderigas	308	1856	1856	1856	1856
Biogas	309	27	32	0	0
Total		247 641	201 662	181 831	184 497

Figur 5.1. Brændselsforbruget i 2010, 2015, 2020 og 2025 for de omfattede værker.



Tabel 5.2 og figur 5.1 viser, at brændselsforbruget på de værker der er omfattet af kvotebekendtgørelsen, forventes at falde betydeligt mellem 2010 og 2020. Det samlede brændselsforbrug falder med 27 % i perioden. Det er især forbruget af kul, der forventes at falde markant med 49 % fra 2010 til 2020. Det samlede brændselsforbrug i 2020 forventes stort set uforandret i 2025.

Tabel 5.3. Reduktion i brændselsforbruget fra 2010 til 2020 og fra 2010 til 2025.

	Ændring 2010-2020, %	Ændring 2010-2025, %
Kul	49	51
Træ	-161	-200
Affald	-7	-7
Halm	58	59
Fuelolie	40	39
Gasolie	-86	-217
Naturgas	40	50
Raffinaderigas	0	0
Biogas	100	100
Total	27	25

Tabel 5.3 viser den procentvise ændring af brændselsforbruget for de forskellige brændsler mellem henholdsvis 2010/2020 og 2010/2025. Det ses, at forbruget af kul og naturgas bliver halveret, mens mængden af træ tredobles. Mængden af affald er svagt stigende, mens mængden af halm bliver halveret. Den procentvise store stigning i forbruget af gasolie dækker over meget små absolutte værdier. Det er også værd at bemærke, at der kun er et meget lille forbrug af biogas i 2010 og 2015, hvorefter der for de omfattede værker ikke er fremskrevet et biogasforbrug. Anvendelsen af biogas finder hovedsageligt sted på mindre anlæg som ikke kommer over grænsen på 25 MW_e.

Tendensen i energifremskrivningen er, at flere af de nuværende kulfyrede værker i fremtiden forventes at medforbrænde biomasse. Det største fald i brændselsforbruget finder sted for kul mellem 2010 og 2015, hvorefter faldet i kulforbruget opvejes af en stigning i træforbruget.

5.1.2 Emissionsfaktorer

De emissionsfaktorer der er blevet anvendt i fremskrivningen, baserer sig i vid udstrækning på oplysninger modtaget fra anlæggene. Dog er der for nogle af værkerne anvendt en emissionsfaktor svarende til den afledte emissionsfaktor i 2008. Faktorerne - oplyst af værkerne - er anvendt for alle år i tidsserien, med mindre der foreligger oplysninger om teknologiske ændringer der vides at påvirke NO_x-emissionen. Således er der ikke i basisfremskrivningen taget højde for en eventuelt ændret emissionsfaktor som følge af medforbrænding af kul og biomasse. Der er i energifremskrivningen for flere værker angivet et forhold mellem kul og biomasse på 50/50. Der vil typisk være tale om en mindre biomasseandel ved samfyring. På baggrund af oplysninger fra branchen er der antaget de samme emissionsfaktorer for værker der i fremskrivningen overgår til samfyring, som de emissionsfaktorer der i dag anvendes, dvs. der antages samme rensningsteknologi og samme rensningsgrad.

De anvendte emissionsfaktorer er præsenteret i nedenstående tabeller. For overskuelighedens skyld er værkerne opdelt i tre tabeller for henholdsvis DONG Energy, Vattenfall, og øvrige værker.

Tabel 5.4. NO_x emissionsfaktorer for DONG Energys værker (DONG Energy, 2009).

Blok	Værk	Emissionsfaktor, g pr. GJ
ASV2	Asnæsværket	174 (75 fra 2015)
ASV5	Asnæsværket	91
ASV5renoveret	Asnæsværket	91
AVV1	Avedøreværket	52
AVV2 Naturgas	Avedøreværket	54
AVV2	Avedøreværket	32
DTU	DTU	43
ENV3	Enstedværket	44
ENV3renoveret	Enstedværket	44
HCV7vand	H.C. Ørstedsværket	68
HCV8	H.C. Ørstedsværket	105
Horsens	Horsens	86
KYV22	Kyndbyværket	90
KYV41	Kyndbyværket	250
KYV51-52	Kyndbyværket	344
MAV12	Masnedøværket	75
MAV13	Masnedøværket	75
MAV31	Masnedøværket	75
MAV32	Masnedøværket	75
MKS_B4renoveret	Studstrupværket	52
MKS3	Studstrupværket	49
MKS4	Studstrupværket	52
MKS5	Studstrupværket	65
Måbjergværket	Måbjergværket	130
SMV7damp	Svanemølleværket	47
STV2	Stignæsværket	168
VKE_B3	Esbjergværket	97
VKE_B3renoveret	Esbjergværket	97
VKH	Herningværket	116
VKH2	Herningværket	116

De oplyste emissionsfaktorerne for gasturbineanlæg ligger i nogle tilfælde over grænseværdien i direktivet. I disse tilfælde er grænseværdien anvendt som emissionsfaktor for 2025.

Emissionsfaktorerne for de enkelte anlæg udviser stor variation, dog er der et begrænset brændselsforbrug på de anlæg der har de højeste emissionsfaktorer, f.eks. Kyndbyværket. Generelt ses det, at forventningen er, at der kan opnås de samme store rensningsgrader ved fyring med biomasse som på kulfyrede anlæg. Dette illustreres ved de lave emissionsfaktorer for Avedøreværkets blok 2 og Enstedværket. Dette betyder, at hvor der i energifremskrivningen er forudsagt en overgang til medforbrænding af kul og træ, er den samme emissionsfaktor antaget videreført. Denne antagelse vil blive yderligere diskuteret i kapitel 5.2.

Der er for de enkelte værker sammenlignet de anvendte emissionsfaktorer med afledte emissionsfaktorer for 2007 og 2008. Der er generelt god overensstemmelse mellem de historiske afledte emissionsfaktorer og de i fremskrivningen anvendte faktorer.

Tabel 5.5. NO_x emissionsfaktorer for Vattenfalls værker (Vattenfall, 2009).

Blok	Værk	Emissionsfaktor, g pr. GJ
AMV1	Amagerværket	40
AMV2Halm	Amagerværket	135
AMV3	Amagerværket	40
AMV3renoveret	Amagerværket	40
FYV_B3	Fynsværket	230
FYV_B7	Fynsværket	50
FYV8	Fynsværket	120
Helsingør1	Helsingør	190
Helsingør2	Helsingør	190
Hillerød1	Hillerød	85
Hillerød2	Hillerød	85
NEV_B2	Nordjyllandsværket	30
NEV_B3	Nordjyllandsværket	50
NEVGT	Nordjyllandsværket	65

Det er oplyst, at der forventes lille brændselsforbrug på Amagerværkets blok 2 og Fynsværkets blok 3. I energifremskrivningen antages Amagerværkets blok 2 at være i drift i 2010, men ikke i efterfølgende år. Fynsværkets blok 3 er i fremskrivningen i drift i 2010 og 2015. Der har i tidligere rapporter omkring NO_x-emissioner (MST, 2009) været byttet om på emissionsfaktorerne for Helsingør og Hillerød; denne fejl er blevet rettet i dette projekt. Emissionsfaktoren for Helsingør er i god overensstemmelse med de seneste historiske emissioner (2008) men den er høj i forhold til grænseværdien.

For de enkelte værker er de anvendte emissionsfaktorer sammenlignet med afledte emissionsfaktorer for 2008. Der er generelt god overensstemmelse mellem de historiske afledte emissionsfaktorer og de i fremskrivningen anvendte faktorer. Tabel 5.6 viser forskellene mellem faktorerne.

Tabel 5.6. Sammenligning mellem historiske og fremskrevne emissionsfaktorer.

Blok	Emissionsfaktor, fremskrivning, g pr. GJ	Afledt emissionsfaktor 2008, g pr. GJ
AMV2Halm	135	178
AMV3	40	33
FYV_B3	230	304
FYV_B7	50	30
Helsingør1	190	190
Hillerød1	85	85
NEV_B2	30	24
NEV_B3	50	33

De øvrige anlæg der er omfattet af kvotebekendtgørelsen er vist med de anvendte emissionsfaktorer i tabel 5.7.

Tabel 5.7. NO_x-emissionsfaktorer for øvrige værker.

Værk	Emissionsfaktor, g pr. GJ
Amagerforbrænding	63
Hjørring	124
Randers ¹	208
Silkeborg	36
Sønderborg, naturgas	52
Sønderborg, affald ²	105
Vestforbrænding	70
Viborg	31
Østkraft ¹	208
Maricogen	44
Shell	154

¹ Sat til grænseværdien i bekendtgørelse om store fyringsanlæg.

² Sat til grænseværdi i affaldsbekendtgørelsen.

For anlæggene i tabel 5.7 er der taget udgangspunkt i de senere års historiske opgørelser og/eller grænseværdierne fra relevante bekendtgørelser.

En del af de anvendte emissionsfaktorer for 2025 ligger over de grænseværdierne i EU-direktiv om industrielle emissioner. I fremskrivningen for 2025 er emissionsfaktorerne, i de tilfælde hvor de ligger over de forventede grænseværdier, sat til grænseværdien.

5.1.3 NO_x-emission

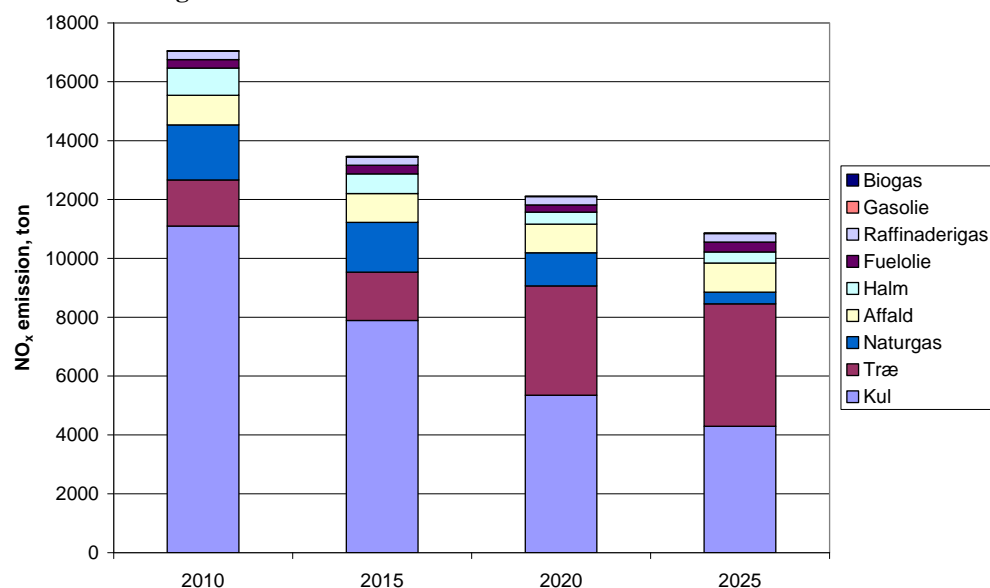
Beregningen af NO_x-emissionen er foretaget ud fra de blok- eller anlægsspecifikke emissionsfaktorer præsenteret i kapitel 5.1.2 og det fremskrevne energiforbrug for hver blok/anlæg i 2010, 2015, 2020 og 2025.

Resultatet af fremskrivningen kan ses i tabel 5.8 og figur 5.2.

Tabel 5.8. Fremskrivning af NO_x-emissionen i ton fordelt på brændsler.

	2010	2015	2020	2025
Kul	11 099	7888	5350	4293
Træ	1568	1647	3717	4162
Affald	1009	980	976	996
Halm	922	667	407	371
Fuelolie	291	292	242	341
Gasolie	7	8	12	21
Naturgas	1864	1687	1122	392
Raffinaderigas	286	286	286	286
Biogas	6	7	0	0
Total	17 052	13 461	12 113	10 863

Figur 5.2. Fremskrivning af NO_x-emissionen i 2010, 2015, 2020 og 2025 fordelt på brændselskategorier.



Udviklingen i NO_x-emissionen for de værker der er omfattet af kvotebekendtgørelsen følger nøje udviklingen i brændselsforbruget. Emissionerne fra kul og naturgas reduceres, mens bidraget fra træ stiger betydeligt.

Som nævnt i afsnit 5.1.2 er der for 2025 anvendt emissionsfaktorer, der svarer til de grænseværdier, der er i nyt EU-direktiv for industrielle emissioner. Anvendelsen af de nye emissionsfaktorer medfører en reduktion i NO_x-emissionen for 2025, hvor fastholdelse af de anvendte emissionsfaktorer for de foregående år ville medføre en lille stigning i NO_x-emissionen.

5.2 Emissionsvurdering af fremtidige tendenser (worst case)

I dette kapitel vil en række emner beskrevet i kapitel 4 blive inddraget og deres mulige konsekvenser for NO_x-emissionen vil blive vurderet. Derudover vil der blive udarbejdet en følsomhedsanalyse af de emissionsfaktorer, der er anvendt i basisfremskrivningen. Der vil især blive fokuseret på konsekvenserne af en stigende emissionsfaktor ved medforbrænding af kul og biomasse.

5.2.1 Brændselsomlægning på Avedøreværket og Skærbækværket

Konsekvenserne af ophævelsen af kulrestriktionen på de berørte værker er nærmere beskrevet i kapitel 4.1.

DONG Energy oplyser, at der i perioden omkring brændselsskiftet vil kunne forventes en øget emission i størrelsesordenen 200-600 ton. Dette vil svare til en stigning i 2010-emissionen fra de omfattede værker på mellem 1,2 og 3,5 %.

Som beskrevet tidligere forventes det, at den samme NO_x-rensningseffektivitet kan opretholdes efter brændselsskiftet er fuldt indfaset. Der er derfor ikke regnet med nogen permanent emissionsforøgelse fremadrettet. For en følsomhedsanalyse for de senere år i tidsserien, se kapitel 5.2.1.

5.2.2 Kulstoflagring (Carbon Capture & Storage, CCS)

Som beskrevet i kapitel 4.2 er der ikke planer på nuværende tidspunkt, der gør det realistisk at forvente CCS taget i brug i væsentligt omfang inden 2025.

Introduktionen af CCS vil når og hvis den finder sted, øge emissionerne af NO_x og andre luftforureningskomponenter betydeligt. IPCC vurderer, at NO_x-emissionen kan stige op til 31 % ved installation af CCS på et eksisterende kulfyret anlæg (IPCC 2005). Det forventes dog, at denne stigning vil mindskes, når teknologien videreudvikles. En følsomhedsanalyse af betydningen for NO_x-emissionen hvis CCS var i brug inden 2025, kan ses i kapitel 4.2.

5.2.3 Biogasproduktion

Det forventes, at biogassen også i fremtiden vil blive anvendt på mindre anlæg. Der er således ingen planer om at de værker der har været omfattet af kvotebekendtgørelsen, i fremtiden vil anvende biogas. Dette bekræftes også af energifremskrivningen, som kun indeholder et meget lille biogasforbrug på et værk i 2010 og 2015, derefter er der ikke fremskrevet biogasforbrug på nogle af de omfattede værker.

Den samlede mængde af biogas forventes derimod at stige betydeligt, se tabel 4.6.

Den grænseværdi som gælder biogasdrevne motorer fra 2013 er markant højere end grænseværdien for naturgasmotorer. En væsentlig stigning i anvendelsen af biogas vil medføre en stigning i NO_x-emissionen.

5.2.4 Forbrænding af husdyrgødning

Emissionsfaktorerne for forbrænding af husdyrgødning i litteraturen er rimeligt ensartede. De forskellige emissionsfaktorer er listet i tabel 5.10.

Tabel 5.9. Tilgængelige emissionsfaktorer for afbrænding af husdyrgødning.

	Jackson et al., 2009	Lundgren & Pettersson, 2009	Zhu & Lee, 2004	Grænseværdi for affaldsforbrænding
Emissionsfaktor, g pr. GJ	131	124-177	106-127	105

Det ses, at de tre kilder har et niveau for NO_x-emissionsfaktoren på ca. 130 g pr. GJ. Dette er lidt over grænseværdien i affaldsbekendtgørelsen. (MIM 2003b).

En fremtidig øget anvendelse af husdyrgødning til forbrænding vil have en begrænset indflydelse på NO_x-emissionen, da anlæggene vil skulle overholde grænseværdierne for affaldsforbrændingsanlæg.

De største affaldsforbrændingsanlæg (Vestforbrænding og Amagerforbrænding) har en væsentlig lavere emissionsfaktor (30-40 %) end grænseværdien i affaldsforbrændingsbekendtgørelsen. De fleste mindre affaldsforbrændingsanlæg ligger tæt på grænseværdien.

En endelig vurdering af den samlede betydning for NO_x-emissionen afhænger af hvilke brændsler/teknologier, der substitueres. Generelt er grænseværdierne for de fleste andre brændsler/teknologier, f.eks. gas eller oliefyrede motorer eller biomasseanlæg på niveau med eller højere end grænseværdien for affaldsforbrænding. Samlet set vurderes det, at den samlede NO_x-emission ikke vil blive påvirket i udpræget grad.

DONG Energy og Vattenfall oplyser begge, at forbrænding af husdyrgødning endnu kun er på idestadiet og at det ikke umiddelbart forventes implementeret i stor stil.

5.2.5 Forgasning

Der er et meget spinkelt datagrundlag til vurdering af NO_x-emissionen fra forgasningsanlæg. Der er kun fundet emissionsresultater for forgasningsgas baseret

på træ. Det har således ikke været muligt at finde data for andre typer af forgasning, f.eks. forgasning af affald.

De to kilder der foreligger giver et samstemmende niveau for emissionsfaktoren på ca. 170 g pr. GJ. Forgasningsgassen anvendes i gasmotorer og skal derfor leve op til Gasmotorbekendtgørelsen (MIM 2005). Det vil derfor kun i ringe omfang kunne påvirke den samlede NO_x-emission, og det vil ikke være aktuelt for de hidtidigt kvoteomfattede virksomheder.

5.2.6 Medforbrænding af affald

Affald vil blive medforbrændt, som en mindre del af det samlede brændselsforbrug på udvalgte kulfyrede kraftværker, ca. 5-7 % på energibasis. Dermed vil det ifølge kraftværksoperatørerne ikke få indflydelse på hverken valg af rensningsteknologi eller rensningsgrader. Møller et al. (2008) påviste en højere NO_x-emission i et medforbrændingsscenarie sammenlignet med et scenarie med dedikeret affaldsforbrænding.

5.2.7 Potentiale for øget affaldsforbrænding

Det vurderes, at en ophævelse af kravet om et dansk affaldsgrundlag ikke vil medføre en væsentlig stigning i importen af affald. Affaldsforbrændingsanlæggene vil stadig skulle overholde affaldsbekendtgørelsen, som fastsætter grænseværdier. Der er derfor ikke grund til at tro, at NO_x-emissionen fra affaldsforbrænding vil blive forøget som følge af en øget import af affald.

6 Sammenligning af fremskrivning med DMU's seneste fremskrivning fra oktober 2008

Tabel 6.1 og 6.2 viser resultaterne fra standardfremskrivningen foretaget i efteråret 2008 og basisfremskrivningen foretaget i dette projekt.

Tabel 6.1. Resultater fra NO_x-fremskrivningen, september 2008.

2008 fremskrivning, ton	2010	2015	2020	2025
Kul	10.663	8623	5855	5581
Træ	922	739	2514	3429
Affald	1360	1352	1315	1318
Halm	988	636	387	367
Fuelolie	276	297	203	262
Gasolie	8	9	19	22
Naturgas	2384	1812	1565	1464
Raffinaderigas	286	286	286	286
Biogas	1	1	0	0
Total	16.887	13.755	12.144	12.729

Tabel 6.2. Resultater fra dette projekts NO_x-fremskrivning (basisfremskrivning).

Ton	2010	2015	2020	2025
Kul	11.099	7888	5350	4293
Træ	1568	1647	3717	4162
Affald	1009	980	976	996
Halm	922	667	407	371
Fuelolie	291	292	242	341
Gasolie	7	8	12	21
Naturgas	1864	1687	1122	392
Raffinaderigas	286	286	286	286
Biogas	6	7	0	0
Total	17.052	13.461	12.113	10.863

Det ses, at NO_x-emissionen i den seneste fremskrivning er højere end fremskrivningen fra september 2008. Dette skyldes især en væsentlig stigning i NO_x-emissionen fra træ. I 2010 er der dog også fremskrevet en højere emission fra kulfyrede anlæg. Det samlede brændselsforbrug for de omfattede værker er nogenlunde det samme i de to fremskrivninger, ca. 248 PJ. Dækningen af punktkilder i fremskrivningen fra september 2008 er dog ikke 100 % sammenfaldende med de kvoteomfattede anlæg. De små ændringer i NO_x-emissionen skyldes ændret fordeling af brændsler på de enkelte værker og værkerne imellem.

For 2025 er der en større forskel mellem de to fremskrivninger. Dette skyldes hovedsageligt at der i den fremskrivning, der er foretaget i forbindelse med dette projekt, er indregnet effekten af skærpede grænseværdier i det nye EU-direktiv.

7 Analyse af emissionsforhold efter 2010

Der har tidligere været udarbejdet rapporter med det formål at analysere mulighederne for reduktion af NO_x-emissionen (MST, 2006; MST, 2009).

I analysen fra 2006 blev en lang række reduktionstiltag undersøgt, med henblik på at fastslå den mest omkostningseffektive måde at reducere NO_x-emissionen på. For kraftværkssektoren var det især SCR på gasmotorer i kraftvarmeproduktionen og bedre styring på kraftvarmeværker, der kunne bidrage med store reduktioner. Det blev desuden antaget, at alle kulfyrede kraftværker ville være udstyret med SCR inden 2010. Denne antagelse gælder ikke, da der stadig er kulfyrede kraftværksblokke i drift uden SCR, f.eks. Randersværket og Østkraft.

Den opfølgende rapport fra 2009 nævner igen SCR på gasmotorer i kraftvarmeproduktionen og bedre styring på kraftvarmeværker som store reduktionspotentialer.

Begge analyser peger på store reduktionsmuligheder for NO_x-emissionen i forbindelse med off-shore gasturbiner. Det påpeges dog, at det er forbundet med meget store omkostninger. NO_x-emissionen fra naturgasforbruget til energiproduktion på Nordsøen udgør 11,5 % af den samlede NO_x-emission fra stationære kilder.

Analysen fra 2006 omfatter ikke tiltag angående affaldsforbrænding. Analysen fra 2009 anslår dermed et potentiale på mellem 1400 og 2400 ton ved henholdsvis SNCR med høj ammoniak dosering på alle affaldsforbrændingsanlæg og SCR på alle affaldsforbrændingsanlæg. NO_x-emissionen fra affaldsforbrænding udgør en lille del af den samlede NO_x-emission. Derudover stiller det nye EU-direktiv ikke skrapere krav til NO_x-emissionen sammenlignet med de eksisterende grænseværdier i Affaldsforbrændingsbekendtgørelsen. Der er dog stadig en del af affaldsforbrændingsanlæggene som ikke har installeret NO_x-rensning i form af SNCR. I 2006 blev 68 % af affaldsmængden til forbrænding anvendt på et affaldsforbrændingsanlæg udstyret med SNCR.

Som beskrevet i kapitel 1.2 udledte raffinaderier i 2007 1754 ton NO_x. Dette svarer til ca. 3 % af den samlede emission for stationære anlæg. Shell-raffinaderiet har på grund af sin elproduktion en større NO_x-emission end Statoil-raffinaderiet.

Der forventes i fremtiden en væsentlig stigning i anvendelsen af biomasse til energiproduktion. Dette gælder som vist i kapitel 5 for de værker, der er analyseret i denne rapport, men det vil også være gældende for mindre kraftvarmeværker og fjernvarmeværker, samt muligvis også i slutforbrugssektoren, f.eks. i industrien eller i handel og service. Disse mindre anlæg vil typisk ikke være reguleret af nogle af de eksisterende bekendtgørelser. Disse værker vil derfor typisk have højere emissionsfaktorer, og især for fjernvarmeanlæggene samt for anlæg i industrien er emissionsfaktorerne usikre.

I dette projekt har både DONG Energy og Vattenfall oplyst, at den øgede anvendelse af biomasse til samfyring med kul ikke forventes at få betydning for emissionsfaktoren, da den samme rensningsteknologi og rensningsgrad forventes at kunne opretholdes. For rent biomassefyrede anlæg har det dog vist sig at være

forbundet med store problemer at anvende SCR til røggasrensning, men SNCR kunne være en mulighed.

Nogle af de emissionsfaktorer, der oplyses fra værkerne, skiller sig ud ved sammenligning med de øvrige værker. For de fleste af disse værker er der dog planer om, at de pågældende værker vil blive udfaset, således at der forventes meget lidt drift i fremtiden. Dette gælder f.eks. for værkerne i denne fremskrivning med anlægsbetegnelserne AMV2halm (135 g pr. GJ) og FYV_B3 (230 g pr. GJ). Derudover er der meget høje emissionsfaktorer for Kyndbyværket. Der forventes dog et begrænset brændselsforbrug, så de høje emissionsfaktorer ikke har nogen stor indflydelse på den samlede emission. Som eksempel har Kyndbyværket i 2008 kun en NO_x-emission på 65 ton sammenlignet med en NO_x-emission fra f.eks. Avedøreværket på 1801 ton.

For Randersværket og Østkraft er emissionsfaktoren i denne fremskrivning sat lig med emissionsgrænseværdien i bekendtgørelse om store fyringsanlæg. Dette skyldes, at de afledte emissionsfaktorer for det samlede anlæg for begge værker i både 2007 og 2008 var højere end den omregnede grænseværdi, og den emissionsfaktor der var anvendt i tidligere fremskrivninger.

For Sønderborg Kraftvarmeværk ligger den afledte emissionsfaktor for det samlede anlæg i 2008 på 205 g pr. GJ, hvilket er væsentligt over den emissionsfaktor, der anvendes i fremskrivningen. Det er især NO_x-emissionen fra gasturbineanlægget, der ligger meget højt, og dermed trækker den samlede emissionsfaktor for anlægget op. I 2007 var den afledte emissionsfaktor 208 g pr. GJ, så der er ikke tale om et enkelt afvigende år.

For Helsingør Kraftvarmeværk er emissionsfaktoren meget høj (190 g pr. GJ). Ved udarbejdelse af grønt regnskab for værket beregnes NO_x-emissionen med samme faktor, derfor er de afledte NO_x-emissionsfaktorer identiske med den NO_x-emissionsfaktor som Vattenfall oplyser, og som indgår i fremskrivningen. NO_x-emissionsfaktoren er mere end dobbelt så høj som for Hillerød Kraftvarmeværk, på trods af at begge anlæg er gasturbiner med efterfølgende afgaskedel til dampproduktion. Begge anlæg er idriftsat nogenlunde samtidig, Hillerød i 1991 og Helsingør i 1993.

DONG Energy meldte i slutningen af oktober 2009 ud, at Asnæsværkets blok 5 og Studstrupværkets blok 4 vil blive taget ud af produktion d. 1. april 2010. Grunden til beslutningen er en manglende efterspørgsel på elektricitet, og det må derfor antages, at beslutningen ikke vil medføre stigende brændselsforbrug på andre værker. NO_x-emissionen fra Asnæsværkets blok 5 er i dette projekt fremskrevet til ca. 1400 ton i 2010 og ca. 1000 ton i 2015. Der er for Studstrupværkets blok 4 tale om NO_x-emissioner i samme størrelsesorden. Både Asnæsværkets blok 5 og Studstrupværkets blok 4 er siden genstartet omkring årsskiftet 2010/2011 pga. øget efterspørgsel på elektricitet bl.a. på grund af manglende vandkraft i Norge.

Samlet set må der forventes en betydelig reduktion af NO_x-emissionen fra 2010, såfremt den faldende efterspørgsel på elektricitet fortsætter. Der vil, såfremt blokkene kun er i drift i en tredjedel af 2010, kunne forventes et fald i NO_x-emissionen på ca. 1600-1700 ton.

8 Konklusion

Denne rapport har forsøgt at kortlægge risici for en stigning i NO_x-emissionen, der måtte være i forbindelse med ophævelse af kvotebekendtgørelsen.

I rapporten er der både fokuseret på de hidtidigt omfattede værker, men der er også givet en vurdering af, hvorvidt nye brændsler og teknologier vil kunne påvirke NO_x-emissionen. Der er foretaget en fremskrivning for de hidtidigt omfattede værker for årene 2010, 2015, 2020 og 2025. Der er indhentet oplysninger om rensningsteknologi og emissionsfaktorer fra de centrale operatører, suppleret med afledte emissionsfaktorer fra DMU's emissionsdatabase for anlæg med lavere NO_x-emissioner.

Fremskrivningen viser at NO_x-emissionen forventes at falde gradvist over fremskrivningsperioden. Hovedresultaterne af fremskrivningen er vist i nedenstående tabel sammen med de historiske emissioner for de omfattede værker i 2007 og 2008.

Tabel 8.1. Hovedresultaterne af fremskrivningen sammen med de historiske emissioner for de omfattede værker i 2007 og 2008.

NO _x -emission, t	2007	2008	2010	2015	2020	2025
Kul			11 099	7888	5350	4293
Træ			1568	1647	3717	4162
Affald			1009	980	976	996
Halm			922	667	407	371
Fuelolie			291	292	242	341
Gasolie			7	8	12	21
Naturgas			1864	1687	1122	392
Raffinaderigas			286	286	286	286
Biogas			6	7	0	0
Total	26 885	17 281	17 052	13 461	12 113	10 863

NO_x-emissionen fra de omfattede anlæg varierer meget fra år til år, som en følge af udenrigshandel med elektricitet. Der er dog et signifikant fald i emissionerne gennem fremskrivningsperioden. Den faldende emission skyldes et faldende brændselsforbrug på de omfattede værker. Der sker også i perioden et brændselsskift, hvor mængden af kul bliver reduceret - til gengæld stiger forbruget af træ.

Den fremskrevne NO_x-emission for de omfattede værker er på niveau med den fremskrivning, der blev foretaget i 2008. Effekten af de ændringer der er foretaget i energifremskrivningen siden, slår ikke igennem på NO_x-emissionen, da der hovedsageligt er tale om skift fra fossile brændstoffer til biomasse, som har stor indvirkning på CO₂-emissionen, men som ikke i samme grad påvirker emissionen af NO_x. Udviklingen i brændselsforbrug er vist i nedenstående tabel.

Tabel 8.2. Udviklingen i brændselsforbrug, TJ.

	Brændselskode	2010	2015	2020	2025
Kul	102	166.368	120.632	84.530	81.814
Træ	111	21.697	27.528	56.631	65.023
Affald	114	13.030	12.684	13.882	13.969
Halm	117	11.671	9731	4922	4732
Fuelolie	203	3893	3410	2344	2366
Gasolie	204	100	117	186	318
Naturgas	301	28.998	25.671	17.480	14.419
Raffinaderigas	308	1856	1856	1856	1856
Biogas	309	27	32	0	0
Total		247.641	201.662	181.831	184.497

Et nyt EU-direktiv om industrielle emissioner afløser direktiver om affaldsforbrændingsanlæg og store fyringsanlæg. I udkastet til direktiv ligger der forslag til nye grænseværdier. Disse er vurderet i forhold til de eksisterende grænseværdier. For de værker der har højere emissionsfaktorer, er der anvendt grænseværdier fra direktivet i fremskrivningen for 2025. Der er tale om konservative beregninger, da emissionsmiddelværdier altid må ligge under grænseværdien, når denne altid skal være overholdt.

I forbindelse med fremtidige ændringer i teknologi og anvendte brændsler er den forventede effekt på NO_x-emissionerne analyseret. Der er fokuseret på følgende områder:

- Brændselsomlægning på Avedøreværket og Skærbækværket.
- Kulstoflagring (Carbon Capture & Storage, CCS).
- Anvendelse af husdyrgødning til energiformål.
- Forgasning.
- Medforbrænding af affald.
- Øget affaldsforbrænding, herunder import af affald.
- Fossilfrit Danmark.

I forbindelse med brændselsomlægning på Avedøreværkets blok 2 har DONG Energy oplyst, at de forventer en øget emission omkring brændselskiftet på 200-600 ton pr. år. Dette vil derfor øge den fremskrevne emission med denne mængde.

Med hensyn til CCS har Vattenfall oplyst, at planerne om implementering af CCS på Nordjyllandsværket er udskudt på ubestemt tid. CCS vurderes derfor ikke at kunne nå at påvirke NO_x-emissionen indenfor den tidshorisont der er vurderet i dette projekt.

Litteraturen viser, at nogle af de nye brændsler har højere emissionsfaktorer end de brændsler, de må antages at substituere. Generelt vil de pågældende aktiviteter falde ind under de samme lovbekendtgørelser, og emissionsgrænseværdierne vil dermed være uændrede. Som eksempel kan nævnes, at forbrænding af husdyrgødning vil falde ind under Affaldsforbrændingsbekendtgørelsen. Det skønnes derfor på kort sigt ikke at få nogen indflydelse på NO_x-emissionen.

DONG Energy og Vattenfall har oplyst, at den medforbrænding af affald der påtænkes på de centrale kraftværker vil være af en form, så det ikke har indflydelse på hverken valget af rensningsteknologi eller den opnåede rensningsgrad.

En væsentlig medforbrænding af affald på centrale kraftværker kan dog resultere i overskudkapacitet på affaldsforbrændingsanlæggene, hvorfor det kan blive aktuelt at importere affald til forbrænding. Da emissionsgrænseværdierne ikke ændres, vurderes det at dette vil have meget lille indflydelse på den samlede emission af NO_x.

Nogle af værkernes emissionsfaktorer ligger markant højere end de øvrige værker. De fleste af de blokke der ligger højt i emissionsfaktorer forventes dog at blive udfaset inden for få år.

DONG Energy meldte i slutningen af oktober ud, at Asnæsværkets blok 5 og Studstrupværkets blok 4 vil blive taget ud af produktion d. 1. april 2010. Grunden til beslutningen er en manglende efterspørgsel på elektricitet, og det må derfor antages, at beslutningen ikke vil medføre stigende brændselsforbrug på andre værker. NO_x-emissionen fra Asnæsværkets blok 5 er i dette projekt fremskrevet til ca. 1400 ton i 2010 og ca. 1000 ton i 2015. Der er for Studstrupværkets blok 4 tale om NO_x-emissioner i samme størrelsesorden.

Samlet set må der forventes en betydelig reduktion af NO_x-emissionen fra 2010, såfremt den faldende efterspørgsel på elektricitet fortsætter. Der vil, såfremt blokkene kun er i drift i en tredjedel af 2010, kunne forventes et fald i NO_x-emissionen på ca. 1600-1700 ton.

Analysen viser, at NO_x-emissionen fra elsektoren fortsat vil falde frem mod 2025 med de vedtagne reguleringer (IE-direktiv og NO_x-afgift på 5 kr/kg fra 2010), og dermed ses ingen risici som følge af ophævelsen af kvotebekendtgørelsen. Faldet på 37 % fra 2008 - 2025 skal ses i sammenhæng med, at elproduktionen fremover vil fortrænge mere NO_x-forurenende anlæg især uden for kvotesystemet (i husholdninger (oliefyr erstattes med f.eks. varmepumper), transport (benzinbiler erstattes med f.eks. elbiler) og i industrien (gasbrændere erstattes med elvarmepumper o.l.). Så selvom elsektoren frem mod 2025 kommer til at forsyne en større andel af Danmarks energiforbrug med energi og samtidig reducere bl.a. NO_x der, vil NO_x-emissionen i elsektoren alligevel falde.

9 Referencer

Affald Danmark, 2008: Vurdering af mængden af forbrændingseget affald i Danmark, januar 2008.

Dansk Energi, 2009: Power to the People, Danmarks energiforbrug CO₂ neutralt i 2050. Tilgængelig via:
http://www.danskeenergi.dk/indblik/power_to_the_people.aspx

DONG Energy, 2009: Personlig kommunikation.

Energistyrelsen, 2009a: Årlig energistatistik. Grunddata, 2008. Tilgængelig via
http://www.ens.dk/daDK/Info/TalOgKort/Statistik_og_noegletal/Maanedsstatistik/Documents/Grunddata08.xls

Energistyrelsen, 2009b: Basisfremskrivning 2009. RAMSES-fremskrivning af el- og fjernvarmeproduktionen, 19. april 2009.

FVM, 2005: Rapport fra arbejdsgruppen om afbrænding af fraktioner af husdyrgødning. Fødevarerministeriet 1. juni 2005. Tilgængelig via
<http://www.fvm.dk/Admin/Public/DWSDownload.aspx?File=Files%2fFiler%2fLanbrug%2frac%2520090605%2520endelig%2520til%2520net.pdf>

FVM, 2006: Rapport fra arbejdsgruppen om generel afbrænding af husdyrgødning til energiformål. Fødevarerministeriet Februar 2006. Tilgængelig via
http://www.fvm.dk/Admin/Public/DWSDownload.aspx?File=files%2ffiler%2flandbrug%2fmilj%2fracport+om+afbr%c3%a6nding+af+husdyrg%c3%b8dning_feb_06.pdf

IDA, 2009: IDAs Klimaplan 2050. Tilgængelig via
<http://ida.dk/NEWS/DAGSORDENER/KLIMA/KLIMAPLAN2050/Sider/Klimaplan2050.aspx>

Illerup, J.B., Birr-Pedersen, K., Mikkelsen, M.H., Winther, M., Gyldenkerne, S., Bruun, H.G. & Fenhann, J. 2002: Projection Models 2010. Danish emissions of SO₂, NO_x, NMVOC and NH₃. Danmarks Miljøundersøgelser, Aarhus Universitet. 192 s. – DMU faglig rapport Nr. 414. Tilgængelig via
http://www2.dmu.dk/1_viden/2_Publikationer/3_fagrappporter/rapporter/FR414.pdf

Illerup, J.B., Nielsen, O-K., Winther, M., Mikkelsen, M.H., Nielsen, M., Fauser, P. & Gyldenkerne, S. 2008: Projection of SO₂, NO_x, NMVOC, NH₃ and particle emissions - 2005 to 2030. Danmarks Miljøundersøgelser, Aarhus Universitet. 121 s. – DMU faglig rapport Nr. 655. Tilgængelig via <http://www.dmu.dk/Pub/FR655>.

IPCC, 2005: IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage. Prepared by Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Metz, B., O. Davidson, H. C. de Coninck, M. Loos, and L. A. Meyer (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 442 pp. Tilgængelig via http://www.ipcc.ch/pdf/special-reports/srccs/srccs_wholereport.pdf

Jackson J., Choudrie S., Thistlethwaite G., Passant N., Murrells T., Watterson J., Mobbs D., Cardenas L., Thomson A. & Leech A., 2009: UK Greenhouse Gas

Inventory 1990 to 2007: Annual Report for submission under the Framework Convention on Climate Change.

Jacobsen, H.H., 2007: Reguleringssegenskaber for trinopdelte forgasningsanlæg til kraftvarmeproduktion (Castoranlægget i Græsted). Projekt resumé. PSO projekt 5288.

Lundgren, J. & Pettersson, E., 2009: Combustion of horse manure for hest production. *Bioresource Technology* 100 (2009), 3121-3126.

MIM, 1991: Bek. 885 af 18/12/1991. Bekendtgørelse om begrænsning af udledning af svovldioxid og kvælstofoxider fra kraftværker. Miljøministeriet 1991.

MIM, 2003a: Bek. 808 2003. Bekendtgørelse 808 af 25/09/2003. Bekendtgørelse om begrænsning af visse luftforurenende emissioner fra store fyringsanlæg. Miljøministeriet 2003.

MIM, 2003b: Bek. 162 2003. Bekendtgørelse 162 af 11/03/2003. Bekendtgørelse om anlæg, der forbrænder affald. Miljøministeriet 2003.

MIM, 2005: Bek. 621 2005. Bekendtgørelse om begrænsning af emission af nitrogenoxider, uforbrændte carbonhydrider og carbonmonoxid mv. fra motorer og turbiner. Miljøministeriet 2005.

MST, 2006: Analyse af Danmarks muligheder for at reducere emissionerne af NO_x i 2010. Miljøstyrelsen, Miljøprojekt Nr. 1104 2006.

MST, 2009: En opdateret analyse af Danmarks muligheder for at reducere emissionerne af NO_x. Miljøstyrelsen, Miljøprojekt Nr. 1293 2009.

Møller, J., Fruergaard, T., Riber, C., Astrup, T. & Christensen, T.H., 2008: Miljøvurdering af affaldsforbrænding og alternativer.

Nielsen, M. & Nielsen, O-K., 2010: Emissionsfaktorer og emissionsopgørelse for decentral kraftvarme, 2006. Kortlægning af emissioner fra decentrale kraftvarmeverker. Delrapport 5. (Forventes publiceret primo 2010).

Rambøll og PlanEnergi, 2004: Undersøgelse af mulig efterbehandling af separeret faststoffraktion ved biogasproduktion. 21. september 2004. Tilgængelig via <http://www.risoe.dk/rispubl/NEI/nei-dk-4855.pdf>

Vattenfall, 2009: Personlig kommunikation.

Zhu, S. & Lee, S.W., 2004: Co-combustion performance of poultry wastes and natural gas in the advanced Swirling Fluidized Bed Combustor (SFBC). *Waste Management* 25 (2005) 511-518.

Bilag 1

Oversigt over kraftværker omfattet af kvotebekendtgørelsen af 18. december 1991.

Jylland/Fyn

Centrale:

Studstrupværket, Nordjyllandsværket, Enstedværket, Skærbækværket, Esbjergværket og Fynsværket.

Decentrale:

Herningværket, Måbjergværket og Horsensværket.

Sjælland

Centrale:

Amagerværket, Asnæsværket, Avedøreværket, H. C. Ørstedværket, Kyndbyværket, Svanemølleværket og Stignæsværket.

Decentrale:

DTU, Hillerød, Helsingør, Masnedø og Junkers.

De ”øvrige værker”:

Østkraft, Amagerforbrænding, Vestforbrænding, Silkeborg Kraftvarmeværk, Sønderborg Kraftvarmeværk, Shell, Hjørring Kraftvarmeværk, Viborg Kraftvarmeværk, Randers Kraftvarmeværk og Maricogen (tidl. Dansk Salt).

Bilag 2

Oversigt over anvendte brændsler for de anlægsbetegnelser der indgår i Energistyrelsens energifremskrivning er vist i tabellen nedenfor. Et "x" markerer, at der for det givne år og brændsel er et forbrug.

Anlægsbetegnelse	Brændsel	2010	2015	2020	2025
AMF_KV	Affald	x	x		
AMF_KV	Gasolie	x	x		
AMF_KV2	Affald			x	x
AMF_KV2	Gasolie			x	x
AMV1	Kul	x	x	x	x
AMV1	Træ	x	x	x	x
AMV2Halm	Halm	x			
AMV2Halm	Træ	x			
AMV3	Fuelolie	x	x	x	
AMV3	Kul	x	x	x	
AMV3renoveret	Kul				x
AMV3renoveret	Træ				x
ASV2	Fuelolie	x	x		
ASV2	Kul	x	x		
ASV5	Fuelolie	x	x		
ASV5	Kul	x	x		
ASV5renoveret	Kul			x	x
ASV5renoveret	Træ			x	x
AVV1	Fuelolie	x			x
AVV1	Kul	x			x
AVV1	Træ	x	x	x	x
AVV2	Halm	x	x	x	x
AVV2	Kul	x	x	x	x
AVV2	Naturgas	x	x	x	x
AVV2	Træ	x	x	x	x
DTU	Naturgas	x	x	x	x
ENV3	Halm	x	x		
ENV3	Kul	x	x		
ENV3renoveret	Kul			x	x
ENV3renoveret	Træ			x	x
FYV_B3	Fuelolie	x	x		
FYV_B3	Kul	x	x		
FYV_B7	Fuelolie	x	x	x	x
FYV_B7	Kul	x	x	x	x
FYV8	Halm	x	x	x	x
HCV7vand	Naturgas	x			
HCV8	Naturgas	x	x	x	
Helsingør1	Naturgas	x	x		
Helsingør2	Naturgas			x	x
Hillerød1	Naturgas	x	x		
Hillerød2	Naturgas			x	x
Hjørring1	Naturgas	x	x	x	
Hjørring2	Naturgas				x
HorsensKV	Affald	x	x		

<i>Continued</i>						
HorsensKV	Naturgas	x	x			
HorsensKV2	Affald				x	x
HorsensKV2	Naturgas				x	x
KYV22	Fuelolie		x			
KYV41	Fuelolie	x	x	x		
KYV51-52	Fuelolie		x	x		x
Maricogen	Naturgas	x	x	x		x
MAV12	Halm	x	x	x		
MAV13	Halm					x
MAV31	Fuelolie		x	x		x
MAV32	Fuelolie			x		x
MKS_B4renoveret	Kul			x		x
MKS_B4renoveret	Træ			x		x
MKS3	Fuelolie	x	x			
MKS3	Kul	x	x			
MKS4	Fuelolie	x	x			
MKS4	Halm	x	x			
MKS4	Kul	x	x			
MKS5	Gasolie		x	x		x
Måbjergværket	Affald	x	x			
Måbjergværket	Halm	x	x			
Måbjergværket	Naturgas	x	x			
Måbjergværket	Træ	x	x			
NEV_B2	Fuelolie	x				
NEV_B2	Kul	x				
NEV_B3	Fuelolie	x	x	x		x
NEV_B3	Kul	x	x	x		x
NEVGT	Gasolie		x	x		x
RKE1	Biogas	x	x			
RKE1	Kul	x	x			
RKE1	Træ	x	x			
RKE2	Kul				x	x
RKE2	Træ				x	x
Shell	Raffinaderigas	x	x	x		x
Silkeborg2	Naturgas					x
SilkeborgKV	Naturgas	x	x	x		
SMV7damp	Naturgas	x	x	x		x
STV2	Fuelolie	x				
STV2	Kul	x				
SVS3	Naturgas	x	x	x		x
SønderborgKV	Affald	x	x	x		
SønderborgKV	Naturgas	x	x	x		
SønderborgKV2	Affald					x
SønderborgKV2	Naturgas					x
VF_KV1	Affald	x	x	x		x
VF_KV1	Gasolie	x	x	x		x
VF_KV2	Affald	x	x	x		x
VF_KV2	Gasolie	x	x	x		x
VF_KV3	Affald				x	x
VF_KV3	Gasolie				x	x
Viborg2	Naturgas				x	x
ViborgKV	Naturgas	x	x			
VKE_B3	Fuelolie	x	x	x		
VKE_B3	Kul	x	x	x		
VKE_B3renoveret	Kul					x

Continued

VKE_B3renoveret	Træ				x
VKH	Naturgas	x	x	x	
VKH	Træ	x	x	x	
VKH2	Kul				x
VKH2	Træ				x
ØKR6	Fuelolie	x	x	x	
ØKR6	Kul	x	x	x	
ØKR6	Træ	x	x	x	
ØKR7	Kul				x
ØKR7	Træ				x
ØKRdiesel	Fuelolie	x	x	x	x

Bilag 3

Oversigt over forventede slutår for de anlægsbetegnelser givet i Energistyrelsens fremskrivning ¹⁾.

Anlægsbetegnelse	Anlægsnavn	Slutår	Anlægsbetegnelse	Anlægsnavn	Slutår
AMF_KV	Amagerforbrænding	2016	MKS_B4renoveret	Studstrupværket	2030
AMF_KV2	Amagerforbrænding	2041	MKS3	Studstrupværket	2018
AMV1	Amagerværket	2027	MKS4	Studstrupværket	2010
AMV2Halm	Amagerværket	2010	MKS4	Studstrupværket	2019
AMV3	Amagerværket	2023	MKS5	Studstrupværket	2030
AMV3renoveret	Amagerværket	2043	Måbjergværket	Måbjergværket	2017
ASV2	Asnæsværket	2015	NEV_B2	Nordjyllandsværket	2011
ASV5	Asnæsværket	2016	NEV_B3	Nordjyllandsværket	2032
ASV5renoveret	Asnæsværket	2036	NEVGT	Nordjyllandsværket	2030
AVV1	Avedøreværket	2025	RKE1	Randersværket	2017
AVV2	Avedøreværket	2010	RKE2	Randersværket	2047
AVV2	Avedøreværket	2036	Silkeborg2	Silkeborg Kraftvarmeværk	2050
DTU	DTU	2030	SilkeborgKV	Silkeborg Kraftvarmeværk	2020
ENV3	Enstedværket	2015	SMV7damp	Svanemølleværket	2029
ENV3renoveret	Enstedværket	2035	STV2	Stignæsværket	2014
FYV_B3	Fynsværket	2015	SVS3	Skærbækværket	2032
FYV_B7	Fynsværket	2025	SønderborgKV	Sønderborg Kraftvarmeværk	2020
FYV8	Fynsværket	2033	SønderborgKV2	Sønderborg Kraftvarmeværk	2045
HCV7vand	H. C. Ørstedsværket	2011	VF_KV1	Vestforbrændingen	2025
HCV8	H. C. Ørstedsværket	2020	VF_KV2	Vestforbrændingen	2029
Helsingør1	Helsingør	2018	VF_KV3	Vestforbrændingen	2042
Helsingør2	Helsingør	2038	Viborg2	Viborg Kraftvarmeværk	2044
Hillerød1	Hillerød	2016	ViborgKV	Viborg Kraftvarmeværk	2019
Hillerød2	Hillerød	2041	VKE_B3	Esbjergværket	2022
Hjørring1	Hjørring Kraftvarmeværk	2020	VKE_B3renoveret	Esbjergværket	2042
Hjørring2	Hjørring Kraftvarmeværk	2050	VKH	Herningværket	2022
HorsensKV	Horsens kraftvarmeværk	2016	VKH2	Herningværket	2052
HorsensKV2	Horsens kraftvarmeværk	2036	ØKR6	Østkraft	2024
KYV22	Kyndbyværket	2015	ØKR7	Østkraft	2049
KYV41	Kyndbyværket	2022	ØKRdiesel	Østkraft	2037
KYV51-52	Kyndbyværket	2030			
MAV12	Masnedøværket	2011			
MAV12	Masnedøværket	2020			
MAV13	Masnedøværket	2040			
MAV31	Masnedøværket	2030			
MAV32	Masnedøværket	2041			

¹⁾ Maricogen og Shell indgår ikke i Energistyrelsens fremskrivning. Det er antaget at begge anlæg er i drift gennem hele fremskrivningsperioden.