

Scenarier for udbygning af el- og kraftvarmekapacitet

Teknisk baggrundsrapport til Energistrategi 2025

Juni 2005

Indhold

Denne rapport beskriver de forudsætninger, som antages at ligge til grund for investorerne beslutninger om investeringer i ny elproduktionskapacitet. På baggrund af det opstillede forudsætningsgrundlag præsenteres sandsynlige forløb for udbygningen med ny el- og fjernvarmekapacitet i Danmark og Norden i perioden 2005-2030 for fire forskellige scenarier. Disse forløb reflekteres for hvert af scenarierne i forhold til den øvrige (sandsynlige) udvikling i energisektoren som rammebetingelserne afføder, ligesom betydningen af ændringer i rammebetingelser illustreres ved sammenligninger med basisfremskrivningen.

Indholdsfortegnelse

INDHOLD	3
INDHOLDSFORTEGNELSE	4
RESUME	6
TVÆRGÅENDE BETRAGTNINGER	6
METODE	10
SCENARIER	10
KAPITEL 1. METODE OG FORUDSÆTNINGER	14
1.1 FRA SAMFUNDSØKONOMI TIL INVESTERINGER PÅ MARKEDSVILKÅR	14
1.2 ENERGIPRISER	16
1.2.1 BRÆNDELSPRISER	16
1.2.2 PRISTILLÆG TIL ELPRODUCENTER	17
1.2.3 KRAFTVARME	18
1.3 REGULERKRAFT OG SYSTEMYDELSER	19
1.4 CO₂	20
1.5 ØVRIGE MILJØEFFEKTER	20
1.6 INVESTERINGSBESLUTNINGER: RENTE OG LEVETID	21
1.7 INVESTERINGER I NY ELPRODUKTIONSKAPACITET PÅ MARKEDSVILKÅR	22
1.7.1 BETRAGTEDE TEKNOLOGIER	24
KAPITEL 2: SCENARIER FOR INVESTERINGER	25
2.1 SCENARIO 1: HØJ OLIE- OG CO₂-PRIS	26
2.1.1 INTRODUKTION	26
2.1.2 NY KAPACITET	26
2.1.3 ELMARKEDET FREM MOD 2025	33
2.1.4 VARMEMARKEDET FREM MOD 2025	43
2.1.5 RESSOURCER	43
2.1.6 MILJØ	46
2.1.7 INFRASTRUKTUR M.V.	48
2.1.8 ØKONOMISKE BETRAGTNINGER	48
2.1.9 OPSUMMERING	49
2.2 SCENARIO 2: LAV OLIE- OG CO₂-PRIS	51
2.2.1 INTRODUKTION	51
2.2.2 NY KAPACITET	51
2.2.3 ELMARKEDET FREM MOD 2025	55
2.2.4 VARMEMARKEDET FREM MOD 2025	63
2.2.5 RESSOURCER	63
2.2.6 MILJØ	65
2.2.7 INFRASTRUKTUR M.V.	67

2.2.8 ØKONOMISKE BETRAGTNINGER	67
2.2.9 OPSUMMERING	67
2.3 SCENARIO 3: LAV OLIEPRIS – HØJ CO₂-PRIS.	69
2.3.1 INTRODUKTION	69
2.3.2 NY KAPACITET	69
2.3.3 ELMARKEDET FREM MOD 2025	74
2.3.4 VARMEMARKEDET FREM MOD 2025	78
2.3.5 RESSOURCER	78
2.3.6 MILJØ	80
2.3.7 INFRASTRUKTUR M.V.	82
2.3.8 ØKONOMISKE BETRAGTNINGER	82
2.3.9 OPSUMMERING	83
2.4 SCENARIO 4: HØJ OLIEPRIS – LAV CO₂-PRIS	84
2.4.3 ELMARKEDET FREM MOD 2025	89
2.4.4 VARMEMARKEDET FREM MOD 2025	93
2.2.5 RESSOURCER	94
2.2.6 MILJØ	95
2.4.7 INFRASTRUKTUR M.V.	97
2.4.8 ØKONOMISKE BETRAGTNINGER	97
2.4.9 OPSUMMERING	98
<u>KAPITEL 3: SAMMENFATNING AF SCENARIEANALYSERNE</u>	<u>99</u>
3.1. INVESTERING I NY KAPACITET	99
3.2 ELMARKEDET FREM MOD 2025	100
3.2.1 ELPRIS	100
3.2.2 FORSYNINGSSIKKERHED	100
3.2.3 FORDELING AF ELPRODUKTIONEN	102
3.3 MULIGHEDER FOR FORBEDRET MARKEDSFUNKTION	104
3.4 RESSOURCER	104
3.4.1 VE-EL I DANMARK	108
3.5 MILJØ	109
3.6 INFRASTRUKTUR M.V.	112
3.7 ØKONOMISKE BETRAGTNINGER	113
3.8 USIKKERHED	114
<u>BILAG: SCENARIERS ROBUSTHED VED (PLUDSELIGE) ÆNDRINGER I RAMMEBETINGELSER</u>	<u>116</u>

Resume

Scenariefremskrivningerne er som basisfremskrivningen udarbejdet efter ”fugle i hånden” princippet, dvs. med gældende regler og sikre beslutninger kombineret med markedsmæssige overvejelser og beregningerne er foretaget på modellen, Ramses6¹. Som det er tilfældet med basisfremskrivningen bygger scenariefremskrivningerne på et meget stort antal antagelser og er i sagens natur behæftet med væsentlig usikkerhed.

Mens basisforløbet² viste et udbygningsforløb med hovedvægt på gasfyret kapacitet suppleret med en række havvindmølleparker, ses der i en række af de alternative udviklingsspor en større diversificering mellem investeringerne.

De anvendte prisspænd for olie- og CO₂-pris giver således anledning til investeringsforløb med store individuelle forskelle. Scenarierne repræsenterer såvel forløb, hvor udbygningen med havvindmøller bliver meget begrænset som forløb med en markant forøgelse af vindmøllekapaciteten. På samme måde dækker scenarierne forløb, hvor der ensidigt fokuseres på fossile brændsler såvel som forløb, hvor størstedelen af den opførte termiske kapacitet baseres på biomasse.

Scenarierne viser dermed, at udviklingen af det Nordiske elsystem frem mod år 2025 i høj grad vil afhænge af udviklingen i de to væsentlige udefrakommende rammebetingelser: oliepris og CO₂-kvotepris.

I det følgende fremhæves en række af de væsentlige forhold som scenarieberegningerne har belyst. Efterfølgende gives en kort beskrivelse af metoden samt et kort resume af de enkelte scenarier:

Tværgående betragtninger

Udbygning med kapacitet på kommercielle vilkår

- *Indførelse af konkurrence i elproduktionen betyder i princippet, at nye elproduktionsanlæg opføres efter privatøkonomiske kriterier.*
- *Elprisen på Nordpools spotmarked er i dag for lav til, at det uanset rammebetingelser er privatøkonomisk rentabelt at opføre ny elproduktionskapacitet. Det må derfor ventes, at reserveeffekten i de nordiske lande falder, i takt med at ældre anlæg skrottes.*
- *Når reservekapaciteten falder stiger elprisen (spotprisen) på Nordpool. Denne stigning fortsætter i alle scenarier frem til ca. 2015-2017. Omkring eller lige før dette tidspunkt bliver det attraktivt at opføre ny kapacitet på markedsvilkår*
- *I scenarierne med høje elpriser vil investeringer i havvindmøller blive rentable noget tidligere (2011).*

¹ Beskrivelse af modellen findes i separat papir af 19. august 2004, SLP, Energistyrelsen.

² Beskrevet i ”Basisfremskrivning af el- og fjernvarmeproduktionen 2004-2025.” SLP, Energistyrelsen, juni 2005

- *I takt med, at elprisen stiger, vil der forekomme flere prisspidser.*
- *Når elprisen når op på det niveau, hvor det bliver rentabelt at investere, stabiliserer reserveeffekten sig – men på et væsentligt lavere niveau end i dag.*
- *De for investorerne økonomisk mest attraktive termiske produktionsanlæg varierer fra gasfyrede combined cycle anlæg i scenarierne med lave priser på fossile brændsler, over kulfyrede værker i scenariet med høje priser på fossile brændsler og lave CO₂-priser til biomassefyrede værker i scenariet med høje priser på såvel fossile brændsler som CO₂.*
- *Med et fortsat eltilskud på 10 øre/kWh bliver havvindmøller attraktive i alle scenarier. Tidspunktet for markedsindtrængningen og antallet af havvindmøller der (som følge af prispres fra samtidig produktion) kan give investorerne overskud varierer dog meget. Udbygningen med havvindmøller i Danmark i perioden 2011-2030 varierer således fra 800 MW til 4200 MW.*

Nye Teknologier

- *I scenarierne med høje priser på fossile brændsler bliver bølgekraftanlæggene i henhold til teknologiforventningerne kommercielle under forudsætning af samme afregningsforhold som for havvindmøller. De to teknologiers sammenlignelighed vil dog sandsynligvis gøre at investorer i stort omfang vil foretrække vindmøller. En tidsforskydning i produktionen kan gøre at enkelte bølgekraftanlæg bliver interessante.*
- *Brændselsceller kan blive et interessant alternativ til andre gasbaserede teknologier, særligt i decentrale kraftvarmeanheder.*
- *Med høje CO₂-kvotepreiser kan forskellige teknologier til udskillelse af CO₂ i kraftværksprocessen blive interessante; især hvis CO₂ kan sælges, eksempelvis til brug ved olieudvindelse.*
- *Koncepter til en øget integration med transportsektoren, eks. med samproduktion af el/varme og transportbrændstoffer, kan også blive interessante – særlig med høje oliepriser.*

Usikkerhed

- *Der er usikkerhed på investorbeslutninger om ny kapacitet. Usikkerhederne vedrører bl.a. forrentningskravet, mulighed for varmeafsætning, mulighed for gratis CO₂-kvoter, hyppighed af tørår/vådår samt værdisætning af brændselsfleksibilitet.*
- *Omfanget af tildeling af gratis CO₂-kvoter kan have væsentlig betydning for beslutninger om opførelse af ny kapacitet og skrotning af ældre kapacitet. Desuden kan de forvride konkurrenceforholdet mellem fossil og vedvarende energi og mellem investeringer i Danmark og i udlandet.*
- *For at undgå konkurrenceforvriddning og uheldige lokaliseringssincitamenter er der derfor behov for en international koordinering på dette område.*
- *Afgifter på brændsler anvendt til (kraft)varmeproduktion har ligesom varmafregningsprisen stor betydning ved placering af kraftvarmekapacitet.*
- *Størrelsen af betalingen for de såkaldte ”systemydelse” til elproducenterne har væsentlig betydning for konkurrenceforholdet mellem regulerbar og uregulerbar kapacitet.*

Forsyningssikkerheden

- *Den reducerede reservekapacitet som følge af investorernes forventede tilbageholdenhed med at opføre ny kapacitet medfører reduceret forsyningssikkerhed. Et af de vigtige spørgsmål er, om forsyningssikkerheden når ned under niveauet for, hvad der er acceptabelt. Dette spørgsmål kan ikke entydigt besvares.*
- *Beregningerne indikerer imidlertid, at antallet af situationer med afbrydelser af større eller mindre dele af elforsyningen i alle scenarier vil være målbart større omkring 2015 end i dag.*
- *Der er derfor behov for analyser af driften af et fremtidigt elsystem med færre reserver.*
- *Der er desuden behov for et system til løbende måling af forsyningssikkerheden.*
- *Der er forskellige muligheder til rådighed, som kan forbedre forsyningssikkerheden. F.eks. flere elforbindelser og mere fleksibelt elforbrug. Disse muligheder bør analyseres nærmere i kommende analyser.*

Forbedring af markedsfunktionen

- *En storebæltsforbindelse fremviser en positiv økonomisk driftsnytte.*
- *Storebæltsforbindelsen vil også mindske problemerne med effektmangel i systemet.*
- *Desuden vil forstærkede forbindelser mellem elområderne mindske risikoen for monopoldannelse og dermed kunne medvirke til en forbedret markedsfunktion.*
- *En forøget overførselskapacitet kan også forbedre infrastrukturens muligheder for håndtering af større vindmøllekapacitet, og dermed skabe rammerne for at markedet (investorerne) kan reagere (fornuftigt) på ændringer i brændselspriser og CO₂-kvotepriser.*
- *Prisforskellene fra time til time øges i scenarier med stor vindmølleeffekt. Dette øger rentabiliteten i fleksibelt elforbrug.*

Elsystemets udvikling

Norden inkl. Danmark

- *Det nordiske elsystem vil i hele perioden være domineret af kernekraft og vandkraft. Svensk kernekraft udfases dog sidst i perioden.*
- *Vindkraft vil bortset fra scenariet med lave olie- og CO₂-priser efterhånden levere et betydeligt bidrag.*
- *I scenarier med lave priser på fossile brændsler vil gaskraft levere betydelige bidrag.*
- *I scenariet med høje priser på fossile brændsler og CO₂ leverer biomasse efterhånden betydelige bidrag.*
- *I scenariet med høje priser på fossile brændsler og lave CO₂-priser falder kulforbruget lidt først i perioden, for derefter at stige efterhånden som den svenske kernekraft udfases.*
- *I de øvrige scenarier reduceres brugen af kul gradvist frem mod 2030.*

Danmark

- *Brændselssammensætningen i den danske el- og fjernvarmeproduktion varierer ikke væsentligt fra 2004 til 2012 scenarierne i mellem. Høje priser på fossile brændsler fører i perioden 2005-2008 til et større kulforbrug til gengæld for et lavere forbrug af naturgas.*
- *I perioden 2008-2012 begynder antagelsen om en jævnt stigende kvotepris i scenarierne med høj kvotepris at kunne aflæses på et faldende kulforbrug i Danmark relativt til scenarier med lavere kvotepris. Til gengæld falder eleksporten som følge af at mindre CO₂-intensiv elektricitet fra de øvrige nordiske lande bliver mere konkurrencedygtigt.*
- *Andelen af vedvarende energi i elforsyningen er frem til 2012 nogenlunde identisk uanset rammebetingelserne. Vindkraften udgør i 2004 omkring 18% af elforbruget ab værk i Danmark, stigende til 20% i 2012.*
- *Omlægningen af brændslerne tager fart fra omkring 2015, hvor det bliver økonomisk attraktivt at opføre ny termisk elkapacitet.*
- *I scenarier med lave priser på fossile brændsler sker der en omlægning fra kul til gas, i scenariet med høje priser på både fossile brændsler og CO₂ sker der en omlægning fra kul til biomasse, mens der i scenariet med høje priser på fossile brændsler og lave priser på CO₂ ikke sker nogen dramatisk omlægning af brændselsforbruget, dog dækker biomasse en stigende andel af brændselsforbruget til kraftvarmeproduktion (bl.a. som følge af afgiftsforhold).*
- *Udbygningen med havvindmøller bliver kommercielt interessant i perioden 2011-2021, afhængig af rammebetingelser.*
- *I perioden 2011 til 2030 bygges der mellem 800 MW og 4200 MW ny havmøllekapacitet. Såvel høje priser på fossile brændsler som høje CO₂-priser fremmer rentabiliteten og øger dermed udbygningstakten.*
- *Andelen af vedvarende energi i den danske elforsyning øges i scenariet med høje priser på både fossile brændsler og CO₂ til godt 80 procent i 2025 mod ca. 30 procent i dag. Kombinationen af høje brændselspriser og lave CO₂-priser giver en VE-andel på lidt over 50 procent i 2025, mens lave brændselspriser og høje CO₂-priser giver en VE andel på små 43 procent, hvilket stadig er højere end basisfremskrivningens godt 36 procent. I scenariet med lave brændselspriser såvel som CO₂-priser udgør VE nogenlunde konstant omkring 30 procent af elforsyningen.*
- *Andelen af varmbundet elproduktion og vindkraft udgør i dag mere end halvdelen af den danske elproduktion. Denne andel stiger over beregningsperioden og udgør i 2025 mellem 65 og 82 procent af elproduktionen. Høje kvotepriser synes at mindske kondensproduktionen.*

Miljøforhold

- *CO₂-udledningen i Norden var i basisfremskrivningen nogenlunde konstant.*
 - *I scenariet med lave brændselspriser og høje CO₂-priser er billedet nogenlunde det samme: Udledningen øges som følge af stigende elforbrug men reduceres som følge af idriftsættelse af nye gas- og vindkraftanlæg og sidst i perioden stiger CO₂-udledningen på grund af svensk kernekraftafvikling. Dog er niveauet lidt lavere end i basisfremskrivningen som følge af en større andel af vindkraft.*

- *For scenariet med lave brændselspriser og lave CO₂-priser er emissionerne derimod højere som følge af et større forbrug og færre vindmøller.*
 - *For scenariet med høje brændselspriser og lave CO₂-priser er emissionerne også højere end i basisfremskrivningen da forholdet i brændsels sammensætningen mellem kul og biomasse resulterer i en højere emission per MWh end for gasscenerierne.*
 - *I scenariet med høje brændselspriser og CO₂-priser falder CO₂-emissionen i Norden dramatisk og er i 2025 blot på 20 mio. ton mod ca. 55 mio. ton i 2005.*
- *SO₂- og NO_x-udledningen fra elsystemet i Danmark varierer ikke i samme grad scenerierne i mellem. Der synes ikke ud fra analyserne at kunne peges på store forskelle i udfordringerne i forhold til disse miljøforhold uanset udviklingen i rammebetingelserne.*

Metode

Usikkerheden for hhv. olieprisen og prisen på CO₂-kvoter er blevet vurderet i en global kontekst. Olieprisen forventes at holde sig mellem 20 \$/td. og 50 \$/td. i den betragtede periode. På tilsvarende vis forudsættes prisen for CO₂-kvoter at ligge i intervallet 50 til 300 kr. per ton CO₂ i 2025. De anvendte scenarieforudsætninger er givet ved et kryds mellem yderpunkterne i disse intervaller.

Med det opstillede forudsætningsgrundlag sammenlignes de markedsmæssige vilkår for at investere i store termiske værker med varierende brændsler (kul, gas og biomasse) med investeringer i vindmøller, der viser sig som den eneste VE-teknologi der kan forventes at blive investeret i på markedsvilkår.

Efterfølgende opstilles på dette grundlag de sandsynlige udviklingsspor for den nordiske elproduktionskapacitet i hvert af de fire scenariospor baseret på de beslutninger som investorer i Danmark og Norden kan forventes at ville tage med sceneriernes CO₂- og energipriser. Disse udbygningsplaner analyseres i RAMSES og det resulterende energisystem og de resulterende elpriser skal ses som alternative udviklingsspor til basissceneriet såfremt energipriser og CO₂-kvotepriser udvikler sig anderledes end det er forudsat i dette. De endeligt fastlagte investeringsforløb indeholder kun investeringer som viser sig rentable. Dette udelukker dog ikke at andre investeringer i praksis kunne blive foretaget.

Scenarier

Høj oliepris/ høj CO₂-kvotepris

Med høje priser på fossile brændsler såvel som på CO₂-priser, tyder analyserne af de forskellige investeringsmuligheder på, at der vil blive opført biomassefyret kraftvarmekapacitet, at havvindmøller vil blive opført i det omfang de teknisk-økonomisk kan indpasses i elsystemet, mens der kun i begrænset omfang vil blive opført gasfyret kondenskapacitet.

Et sandsynligt udbygningsforløb, viser at der i perioden 2011-2030 i Danmark bliver opført ca. 3500 MW_{el} biomassefyret kraftvarmekapacitet og 4200 MW havvindmøller.

Udbygningsforløbet og rammebetingelserne resulterer i elpriser på Nordpool der fra et niveau omkring 26 øre/kWh i 2005 stiger til ca. 38 øre/kWh i 2017 og derefter falder og stabiliserer sig omkring 36 øre/kWh.

Høje brændselspriser og kvotepriser medfører en der er rentabilitet i relativ mange investeringer, hvilket gør at reservekapaciteten falder lidt langsommere end i basisfremskrivningen. Såfremt gamle værker holdes i reserve i hele deres tekniske levetid er der således tilsyneladende et større kapacitetsoverskud i systemet. Vindmøllerne bidrager dog ikke i samme grad til forsyningssikkerheden, og der er således relativt til basisfremskrivningen en mindre stigning af antallet af timer med utilstrækkelig elkapacitet i Danmark.

Dette vil til dels kunne afhjælpes ved forstærkede forbindelser mellem områderne. Samfundsøkonomien for en Storebæltsforbindelse ser lene vurderet på driftsnyttens rimelig ud i dette scenario, den mindsker problemer med områdeafgrænset prisdannelse, med deraf følgende risiko for udøvelse af monopolmagt og medvirker til en øget forsyningssikkerhed.

Den danske CO₂-udledning fra elsektoren vil i dette scenario være reduceret til mindre end 10 mio. tons i 2025, mens udledningen af NO_x og SO₂ vil falde mindre markant og vil nogenlunde som i basisfremskrivningen ligge på omkring 25.000 hhv. 20.000 tons i 2025.

Den store reduktion i CO₂-udledningen fra el- og varmesektoren vil gavne samfundsøkonomien i og med der skal købes færre kvoter i udlandet når det samlede regnskab gøres op. Der er heller ikke som i de øvrige scenarier forudsat en væsentlig uddeling af gratis kvoter til ny kapacitet.

Udbygningsplanen forudsætter bl.a. at der findes egnede lokaliteter til 4200 MW havvindmøller i Danmark. Elinfrastrukturen skal indenfor hvert område udbygges således at vindkraften kan indpasses. Dette vil nødvendiggøre investeringer i infrastruktur.

Desuden skal et årligt forbrug på 50 TWH biomasse (2025) dækkes. Scenariet nødvendiggør således en rimelig stor import af biomasse, hvorimod olie- og gasforbruget er væsentligt mindre end i basisfremskrivningen.

Den markante udbygning med biomassefyrede kraftvarmeværker er følsom overfor ændringer i rammebetingelserne. En lavere CO₂-pris kan føre til en udbygning med kulkraftværker som scenariet med høje oliepriser kombineret med lave CO₂-priser illustrerer (Scenario 4). Det samme billede vil tegne sig såfremt kulprisen stiger mindre end forudsat relativt til olieprisen og/eller såfremt biomasseprisen stiger som følge af den øgede efterspørgsel. En mindre afgiftsfordel til biomassen ved kraftvarmeproduktion vil ligeledes gøre brændslet mindre attraktivt. På den anden side vil en beslutning om også at tildele gratis CO₂-kvoter til biomassefyrede værker stille dem bedre i konkurrencen.

Lav oliepris/ lav CO₂-kvotepris

Med lave priser på fossile brændsler kombineret med lave CO₂-priser, tyder analyserne af de forskellige investeringsmuligheder på, at der vil blive opført gasfyret kraftvarmekapacitet

og kondenskapacitet og at havvindmøller kun vil blive opført i et begrænset omfang mod slutningen af perioden.

Et sandsynligt udbygningsforløb, viser at der i perioden 2011-2030 i Danmark bliver opført ca. 4400 MW_{el} gasfyrte kraftvarmekapacitet og 1000 MW havvindmøller.

Udbygningsforløbet og rammebetingelserne resulterer i elpriser på Nordpool der fra et niveau omkring 17 øre/kWh i 2005 stiger til 22-23 øre/kWh i 2017 og derefter stabiliserer sig.

Udbygningsplanen adskiller sig fra basisfremskrivningen i det at der opføres færre havvindmøller, mens der opføres lidt mere kondenskapacitet.

Mulige systemkomplikationer er i rimelig grad behandlet ved gennemgangen af basisfremskrivningen. De lave elpriser, der følger af rammebetingelserne kan gøre at investeringerne bliver foretaget sent og at forsyningssikkerheden dermed forringes. Beregningerne af sandsynligheden for effektmangel indikerer dog ikke en yderligere forringelse af forsyningssikkerheden i forhold til basisfremskrivningen.

Miljøbelastningen er noget anderledes end i basis. De lavere energipriser fører til et højere forbrug, hvilket giver sig udslag i en større CO₂-emission. En del af den ekstra elproduktion indpasses som kraftvarmeproduktion (naturgas), hvilket reducerer olieforbruget i spidslastkedler og samtidig reducerer SO₂-emissionen. Til gengæld øges NO_x-emissionen som følge af et større brændselsforbrug på decentrale enheder med en relativ dårlig deNO_x-teknologi. (Dette kunne sandsynligvis undgås med skærpede miljøkrav).

Det samlede brændselsforbrug er i perioden 2015-2025 gennemsnitligt 11 TWh/år højere end i basisfremskrivningen. Dette skyldes særligt et højere kul- og naturgasforbrug. Presset på naturgasinfrastrukturen kan blive markant såfremt det skitserede investeringsforløb realiseres, og dette kan i sig selv føre til stigende gaspriser, hvilket kan bevirke en større diversitet i brændselsforbruget.

Lav oliepris/ høj CO₂-kvotepris

Med lave priser på fossile brændsler kombineret med høje CO₂-priser, tyder analyserne af de forskellige investeringsmuligheder på, at der vil blive opført gasfyrte kraftvarmekapacitet og kondenskapacitet og at havvindmøller vil blive konkurrencedygtige omkring 2015 og der dermed vil ske en vis udbygning i det omfang de teknisk-økonomisk kan indpasses i elsystemet.

Et sandsynligt udbygningsforløb, viser at der i perioden 2011-2030 i Danmark bliver opført ca. 4000 MW_{el} gasfyrte kraftvarmekapacitet og 3000 MW havvindmøller.

Udbygningsforløbet og rammebetingelserne resulterer i elpriser på Nordpool der fra et niveau omkring 17 øre/kWh i 2005 stiger til ca. 30 øre/kWh i 2016 og derefter stabiliserer sig omkring 28-30 øre/kWh.

Udbygningsplanen adskiller sig fra basisfremskrivningen i det at der opføres flere havvindmøller, til gengæld for en lidt lavere termisk kapacitet. Dog tager udbygningen med vindmøller først rigtig fart når CO₂-prisen har nået et højt niveau.

Miljøbelastningen er lidt anderledes end i basisfremskrivningen. Den større vindmøllekapacitet bidrager til at CO₂-udledningen reduceres mere end i basisfremskrivningen. Dette er mest markant tidligt i perioden idet de eksisterende kulkraftværker producerer mindre pga. højere marginalomkostninger end den gasfyrede kapacitet. En del af den kulfyrede kraftvarmeproduktion erstattes af oliefyrede

spidslastkedler, hvilket gør at svovludledningen samlet set øges. Udledningen af NO_x reduceres til gengæld lidt i forhold til basisfremskrivningen. Det skyldes især at der ikke foretages levetidsforlængelser af kulfyrede værker.

Det samlede brændselsforbrug er lidt lavere end i basisfremskrivningen som følge af den større mængde vindkraft. Det er primært kulforbruget der reduceres yderligere, mens naturgasforbruget til gengæld er en del større end i basisfremskrivningen. Der vil således i dette scenario kunne opstå et behov for en styrket infrastruktur til gastransmission.

Udbygningsplanen forudsætter yderligere at der findes egnede lokaliteter til 3000 MW havvindmøllekapacitet. Elinfrastrukturen skal indenfor hvert område udbygges således at vindkraften kan indpasses. Dette vil nødvendiggøre investeringer i infrastruktur.

Høj oliepris/ lav CO₂-kvotepris

Med høje priser på fossile brændsler kombineret med lave CO₂-priser, tyder analyserne af de forskellige investeringsmuligheder på, at der primært vil blive opført kulfyret kraftvarmekapacitet, dog vil der være god økonomi i et mindre antal biomasseværker i Danmark og Sverige som følge af afgiftsforhold. I Norge betyder antagelsen om en lavere naturgaspris, at der opføres naturgasfyret kondenskapacitet. Havvindmøller vil blive opført i det omfang de teknisk-økonomisk kan indpasses i elsystemet, hvilket resulterer i en lidt mindre massiv udbygning end i scenariet med høje CO₂-priser.

Et sandsynligt udbygningsforløb, viser at der i perioden 2011-2030 i Danmark bliver opført ca. 2900 MW_{el} kulfyret kraftvarmekapacitet, 1100 MW_{el} biomassefyret kraftvarmekapacitet og 3400 MW havvindmøller.

Udbygningsforløbet og rammebetingelserne resulterer i elpriser på Nordpool der fra et niveau omkring 26 øre/kWh i 2005 stiger til små 35 øre/kWh i 2017 og derefter stabiliserer sig omkring 33-34 øre/kWh.

De høje brændselspriser medfører, at der investeres i mange havvindmøller hvilket gør at reservekapaciteten falder lidt langsommere end i basisfremskrivningen. Såfremt gamle værker holdes i reserve i hele deres tekniske levetid er der således tilsyneladende et større kapacitetsoverskud i systemet.

Den danske CO₂-udledning fra elsektoren vil i dette scenario være godt 2 mio. tons højere end i basisfremskrivningen for perioden 2015-2025, mens udledningen af NO_x og SO₂ er nogenlunde som i basisfremskrivningen.

Udbygningsplanen forudsætter bl.a. at der findes egnede lokaliteter til 3400 MW havvindmøllekapacitet. Elinfrastrukturen skal indenfor hvert område udbygges således at vindkraften kan indpasses. Dette vil nødvendiggøre investeringer i infrastruktur.

De biomassefyrede kraftvarmeværker der opføres i scenariet er ret følsomme overfor ændringer i rammebetingelserne. Størst betydning har afgiftsforholdet og en mindre afgiftsfordel til biomassen ved kraftvarmeproduktion vil kunne føre til en udbygning alene med kulkraftværker. Det samme vil gælde såfremt der ses en lidt lavere kul- eller CO₂-pris. På den anden side vil en beslutning om også at tildele gratiskvoter til biomassefyrede værker stille dem lidt bedre i konkurrencen, om end betydningen pga. den lave kvotepris er begrænset.

Kapitel 1. Metode og forudsætninger

I dette kapitel gennemgås metoden og de anvendte forudsætninger bag fremskrivningerne. Der er lagt særlig vægt på forudsætninger der varierer scenarierne i mellem samt antagelser der giver anledning til diskussion for visse scenarier. Desuden gives der indledningsvis en beskrivelse af forskellene mellem en samfundsøkonomisk vurdering og privatøkonomien for en investor. I øvrigt henvises der til beskrivelsen af forudsætninger i ”Basisfremskrivning af el- og fjernvarmeproduktion 2004-2025”³.

1.1 Fra samfundsøkonomi til investeringer på markedsvilkår

Med henblik på at vurdere perspektiver for de fremtidige energiforsyningsmuligheder er der gennemført beregninger af forventede samfundsøkonomiske omkostninger i 2025 for en række forskellige teknologier til el- og varmeproduktion. Omkostningerne er beregnet for varierende antagelser om oliepris og værdien af CO₂-reduktioner. Disse beregninger er præsenteret i ”Energiteknologier – tekniske og økonomiske udviklingsperspektiver”⁴.

De samfundsøkonomiske omkostninger er et udtryk for, hvilke omkostninger samfundet påføres ved energiproduktion på en given teknologi, når der er taget højde for miljøomkostninger, tilbageførsel af evt. afgifter m.v.. I en energisektor på markedsvilkår er det dog ikke samfundsøkonomien, der bestemmer hvad der investeres i, men derimod privatøkonomien for den enkelte investor.

I det tilfælde, hvor alle markedets investorer foretager beslutninger ud fra et ønske om forrentning, der svarer til samfundets diskonteringsfaktor, vil der ved fuldkommen konkurrence, såfremt der ikke er andre skævvridende faktorer (jf. efterfølgende), blive foretaget de investeringer der er samfundsøkonomisk optimale.

I praksis ønsker de fleste markedsaktører dog en højere forrentning af deres investeringer, ligesom de ønsker at få afskrevet investeringen indenfor et kortere tidsrum end den tekniske levetid af investeringen. Den højere rente er udtryk for at energimarkedet er præget af høje transaktionsomkostninger, asymmetrisk information og usikkerhed for investorerne.

I energiprisen vil der for visse energiprodukter (primært gas, el og fjernvarme) indgå afskrivninger af meget langsigtede investeringer i distributionsnet. Disse investeringer er irreversible og er derfor fra en samfundsøkonomisk synsvinkel at betragte som ”sunk costs”: hvad enten den etablerede kapacitet udnyttes eller ej skal investeringerne afskrives.

I markedet kan afgifter, kvoter og andre mekanismer gøre, at den energipris, der møder beslutningstagerne, afspejler den fulde omkostning inklusive eksternaliteter. En del energiafgifter er dog af fiskal karakter, og ubalance mellem markedspris og samfundsomkostninger, kan gøre at det økonomiske potentiale for effektivisering ikke udnyttes.

³ Energistyrelsen, juni 2005

⁴ Energistyrelsen, 2005

Da det er investorenes beslutning, der afgør, hvilken kapacitet der vil blive bygget hvornår, er det relevant at beregne den pris, som det er nødvendigt at (kunne forvente at) få for den producerede elektricitet, før end investoren vil foretage en investering. Dette vil med andre ord være den langsigtede produktionsomkostning.

Analysen begrænses ved at anvende et fast forrentningskrav for alle investeringer. Et ønske om en større risikospredning og/eller en bedre risikodækning mod ændringer i rammevilkårene (som i scenarierne antages statiske) må være den primære indvending mod de udbygningsforløb der præsenteres efterfølgende. Det skal samtidig understreges at udbygningsforløbene kun er et af mange billeder på, hvordan det kunne gå med de antagne rammebetingelser. Specielt kan den geografiske fordeling af værker varieres i et utal af realistiske investeringsscenarier, hvilket specielt vil have betydning for forsyningssikkerheden i de enkelte områder og prisforskelle områderne i mellem.

Planmæssige forhold som adgang til kraftværkspladser og muligheder for placering af havvindmølleparker vil have stor betydning for hvor kapaciteten opføres. Desuden vil muligheden for at tjene på systemtjenester i praksis blive begrænset i tilfælde af overkapacitet i ét område.

Varmeprisen er også en væsentlig faktor for kraftvarmeværkernes økonomi. Denne er antaget identisk i alle områder indenfor hvert land. I praksis vil varmeprisen og dermed værkernes indtjeningsmulighed på varmesalg variere fra område til område og dette kan have væsentlig betydning for, hvor investorer vælger at placere ny kapacitet.

I tabel 1 opsummeres investorens forudsætninger, og disse sammenholdes med de samfundsøkonomiske forudsætninger⁵.

	Investorbetragtning	Samfundsøkonomi
Rente	10 % p.a. (inkl. risiko)	6 % p.a.
Økonomisk levetid	Et ønske om tilbagebetaling på kortere tid (der regnes med maks. 20-årig afskrivning)	Den tekniske levetid
Energipris	Markedspris, inkl. afgifter og ”sunk costs”	Markedspris, ekskl. afgifter og ”sunk costs”
Miljø	CO ₂ ((udledning – tildelte kvoter)*kvotepris) , Svovlafgift, NO _x -krav	CO ₂ (kvotepris), NO _x og SO ₂
Andre omkostninger/indtægter	Afgifter (på brændsel til varmeproduktion) Evt. tilskud Salg af systemtjenester	
El/varme	Varmen afsættes til fjernvarmeselskabet. Prisen er fastsat i aftaler/på	Alle omkostninger fordeles i forholdet 2,5/1 mellem el og varmeproduktion ¹

⁵ Anvendt i ”Energiteknologier – tekniske og økonomiske udviklingsperspektiver”, Energistyrelsen 2005.

	grundlag af alternativer.	
Andre hensyn	Risikospredning	Forsyningssikkerhed

Tabel 1: Samfundsøkonomi vs. investorøkonomi

1. Denne fordeling er en af flere mulige – se ”Energiteknologier – tekniske og økonomiske udviklingsperspektiver”, Energistyrelsen juni 2005.

De følgende afsnit giver en nærmere beskrivelse af en række af de punkter, hvorpå beslutningsgrundlaget for investoren adskiller sig fra de samfundsøkonomiske vurderinger, nærmere.

1.2 Energipriser

1.2.1 Brændselspriser

Brændselspriserne varierer scenarierne imellem. Der tages udgangspunkt i variationer i olieprisen, som de andre brændsler relateres til.

I de indledende beregninger af balanceomkostninger regnes der ikke som i Ramses med brændselsmix på eks. kulkraftværker. Dette vurderes ikke at have afgørende betydning ved en overordnet sammenligning af værktyperne.

Priserne på de fossile brændsler bindes op på olieprisen således at gasprisen varieres procentuelt tilsvarende med olieprisen, kul varieres procentuelt med halvdelen af olieprisens variation, mens biomasse antages at være uafhængig af olieprisen.

Disse antagelser rummer en række usikkerhedsmomenter, hvoraf de væsentligste beskrives i det følgende.

Gas: IEA forudsiger i ”World Energy Outlook 2004”, at gasprisen afkobles fra olieprisen, bl.a. som følge af en øget andel af LNG. Modsat forudses transportomkostningerne at stige som følge af et øget forbrug og importbehov. Disse to faktorer vurderes i basisforløbet nogenlunde at opveje hinanden, således at slutprisen for olie og gas vil følge hinanden.

Det faktum, at naturgas er det af de fossile brændsler med det laveste CO₂ indhold, gør at der på kvotemarkedet er lavere udgifter forbundet med kvotekøb sammenlignet med olie og kul. Denne markedsfordel kan gasudbydere tænkes at forsøge at få deres del af, hvilket så kan betyde en relativ stigning i forhold til olie.⁶

Ved opførsel af nye kraftværker vil gas ofte konkurrere med kul. Dette sandsynliggør, at gasprisen på langt sigt – og ved markante prisændringer for olie - i større omfang vil kunne tænkes at følge kulprisen. Det synes således ikke usandsynligt, at gasprisen i tilfælde af en høj oliepris afkobles fra denne, særlig hvis CO₂-prisen samtidig er lav.

Biomasse: Prisen på biomasse forudsættes at være uafhængig af prisen på fossile brændsler. Den varieres således ikke scenarierne i mellem. Ved en markant udbygning med biomassekapacitet kunne der opstå en situation med markedsknaphed, hvorved marginalomkostningerne kunne stige som følge af, at de lettest tilgængelige ressourcer

⁶ Dette beskrives bl.a. i ”Emissions Trading and its possible impact on investment decisions in the power sector”, Julie Reinaud, IEA.

bliver opbrugt, eller producenterne kan tænkes at forsøge at opnå en ekstra profit. Også CO₂-fordelen kunne tænkes i et vist omfang at ville kapitalisere sig i biomasseprisen. På den anden side vil der være stordriftsfordele forbundet med en øget udnyttelse af biomasse.

Kul: Kulressourcerne er rigelige indenfor den betragtede tidshorisont og desuden spredt udover store dele af verden, herunder områder der betragtes som politisk stabile. Dette gør, at kulprisen ikke i samme grad som de øvrige fossile brændsler antages at blive påvirket af geopolitiske forhold m.m..

En afgørende parameter for kulprisen er transportomkostningerne. På kort sigt bestemmes disse af kapacitetsforhold (udbud og efterspørgsel), hvilket er en af årsagerne til de relativt høje priser i 2004-2005.

Forskelle på prissætning i de nordiske lande: Prisen på gas antages for basisfremskrivningen at være 10 procent lavere i Norge. I Sverige tillægges 10 procent for at tage højde for begrænsninger i transmissionskapacitet, og deraf følgende behov for udbygning. I scenarier med lav oliepris antages forskellene at være 11 procent, og med høje oliepriser 7 procent. Der er tale om et groft skøn af hvor stor en del af omkostningerne der vil være uafhængig af forbrug.

For de øvrige fossile brændsler antages prisen ikke at variere landene imellem. Også biomasseprisen antages således at være identisk i de nordiske lande. Dette vil i praksis kun gælde internationalt handlede biomassevarer, eks. træpiller, og selv for disse kan der være forskelle i transportomkostninger, hvilket i praksis kan tale for lidt lavere priser i de øvrige lande relativt til Danmark.

For anvendte priser for forskellige typer af biobrændsler, affald, uran samt de i RAMSES anvendte brændselssammensætninger henvises der til beskrivelsen af basisfremskrivningen.⁷

1.2.2 Pristillæg til elproducenter

For de elproduktionsteknologier der kan forvente at afsætte el med et tillæg til markedsprisen, vil dette tillæg indgå i beslutningsgrundlaget.

Der regnes indledningsvis udelukkende med pristillæg til vindmøller:

- Afregningsprisen for nye landmøller er markedspris plus 10 øre/kWh⁸. Nye havmøller etableres efter udbud, hvor pristillæg forhandles. Beregningsteknisk antages for alle møller, at de byder ind på markedet med et tilskud på 10 øre/kWh. Der antages at gælde samme forhold i de øvrige nordiske lande (her som følge af VE-beviser).

Således regnes der ikke med tillæg for store biomasseværker. (Værker under biomassepålægget vil modtage tilskud, men disse værker indgår i basisfremskrivningen, og er således ikke relevante for en evt. yderligere udbygning).

⁷ Basisfremskrivning af el- og fjernvarmeproduktion 2004-2025, SLP, Energistyrelsen, juni 2005

⁸ Ikke-elværksejede møller modtager desuden et "balanceringstillæg" på 2,3 øre/kWh.

En række eksisterende elproducenter modtager andre tillæg. Dette indgår i Ramsesmodellen (se beskrivelsen af basisfremskrivningens forudsætninger).⁹

1.2.3 Kraftvarme

Der anslås en markedspris for varmesalget. Dette gøres bl.a. ud fra brændselspriserne (se nedenfor). Denne indtægt fratrækkes de samlede omkostninger for kraftvarmeanlægget. Restbeløbet bestemmer da produktionsomkostningen for elektriciteten.

Dette står i modsætning til de samfundsøkonomiske beregninger i ”Energiteknologier – tekniske og økonomiske udviklingsperspektiver” (Energistyrelsen, juni 2005), hvor omkostningerne som udgangspunkt er fordelt i forholdet 2,5/1 mellem el og varme.

Salg af varme

Der antages samme varmepris i centrale kraftvarmeområder i Danmark. Den er beregnet som $\frac{1}{2} * 0,15/0,4 * (\text{Kulpris}) + \frac{1}{2} / 0,9 * (\text{Fueloliepris}) + 3$. Kulprisen og fuelolieprisen er regnet inkl. afgift. Denne beregningsformel svarer nogenlunde til varmeprisen ved delt kraftvarmefordel, hvor et kulfyret kraftvarmeværk leverer til et område, hvis varmforsyningsalternativ er fueloliebaseret fjernvarme. Der er tillagt 3 kr/GJ til dækning af kraftvarmeproducentens øvrige omkostninger ved varmelevering. Denne varmepris anvendes for alle anlæg, der leverer varme til centrale kraftvarmeområder i Danmark.

Varmeprisen anvendes også i scenarier, hvor størstedelen af varmen produceres på biomasse. Herved kommer biomassens afgiftsfritagelse principielt elproducenten til gode. Rimeligheden i dette kan diskuteres, men dette forhold er med de anvendte forudsætninger en væsentlig årsag til, at biomassen i det hele taget vinder indpas i centrale kraftvarmeværker. Sat lidt på spidsen ville varmeforbrugerne således stå i en situation, hvor de skulle vælge mellem den anvendte principielt urimelige fordeling af omkostninger og en ny fordeling, der ville føre til højere elpris, større miljøpåvirkning og (i bedste fald) uændret varmepris.

Fordeling af brændsel på el og varme i forbindelse med afgiftsbetaling for kraftvarmeproduktion.

For Danmark er anvendt de gældende afgiftsmæssige virkningsgrader (125% for decentral kraftvarme og individuelle virkningsgrader for større kraftvarmeværker).

Der er for alle anlæg, hvor afgiftsvirkningsgraden ikke er kendt, jf. ovenfor, anvendt følgende formel for den afgiftsmæssige varmefordelingsgrad:

- Kedler: Varmefordelingsgraden.
- Udtagsanlæg: $2 / (1/0,9 + C_v / \eta_e)$, svarende til delt kraftvarmefordel.
- Modtryksanlæg: $2 / (1/0,9 + 0,15 / (\eta_e * (1 + 0,15 / C_m)))$, svarende til delt kraftvarmefordel med en teoretisk C_v -værdi på 0,15.

Varmeprisen har stor indflydelse på indtjeningen på det enkelte anlæg men mindre indflydelse på lastfordelingsrækkefølgen og endnu mindre betydning for produktionen på de enkelte anlæg og dermed brændselsforbrug, emissioner m.m..

⁹ Basisfremskrivning af el- og fjernvarmeproduktion 2004-2025, Energistyrelsen, juni 2005

Da der ikke er afgifter på biomasse, opnår biomasseværker en væsentlig højere indtægt fra varmesalget (=salgspris-afgiftsbetaling) idet salgsprisen inklusiv afgifter antages at være identisk uanset brændsel.

For beskrivelse af afgiftssatser på andre energiprodukter samt i de øvrige nordiske lande henvises der til beskrivelsen af basisfremskrivningen.¹⁰

1.3 Regulerkraft og systemydelse

Udover el- og varmesalg vil anlæggene have mulighed for at hente indtjening på salg af regulerkraft og systemydelse

Regulerkraft-indtægt opnås ved at byde effekt ind til op- eller nedregulering. Dette kan præsteres af de fleste anlæg, herunder decentrale værker på markedsvilkår. Dog ikke af kernekraft og kun i sjældne tilfælde af vindkraft. Vindkraft vil dog evt. kunne indbyde nedregulering. Varmepumper, elpatroner m.m. vil også kunne indbyde regulerkraft. Systemydelser indbefatter det at stille kapacitet til rådighed af hensyn til forsyningssikkerheden samt garanti for levering af el af en given kvalitet, herunder frekvens og spænding.

Det er vanskeligt at give et velargumenteret skøn over indtægten fra regulerkraft og systemydelser i fremtiden. Der regnes i analysen med: 0,05 mio. kr. pr. MW pr. år. Dette beløb tilfalder al fossil elkapacitet og regulerbar vandkraft, der sælger el på markedsvilkår. Ikke kernekraft og ikke vindkraft.

Dette betyder f.eks. at et 400 MW gaskraftværk tjener 20 mio. kr. årligt ud over det, der indtjenes ved salg til børsprisen. Til sammenligning indtjener værket under basisforudsætningerne ca. 500 mio. kr. ved almindeligt elsalg.

For vindmøller antages en udgift på 0,05 mio. kr. pr. MW pr. år, idet vindmøllerne typisk skal købe regulerkraft. Omregnet pr. kWh svarer dette til 2½ øre med dagens vindmøllepark. Dette svarer nogenlunde til erfaringsgrundlaget, samt det reguleringstillæg på 2,3 øre/kWh, som ydes til ikke elværksejede møller. Antagelsen betyder, at havvind slipper lidt billigere pr. kWh på grund af den højere benyttelsestid.

For kernekraft antages nul, da disse på den ene side producerer stabilt men på den anden side ikke kan regulere.

Der varierer ikke på regulerkraftindtægten mellem scenarierne. I et elsystem med megen uregulerbar produktion, er det dog ikke usandsynligt, at systemtjenesterne vil have større værdi end i et elsystem der hovedsageligt består af regulerbar produktion.

¹⁰ Basisfremskrivning af el- og fjernvarmeproduktion 2004-2025, Energistyrelsen, juni 2005

1.4 CO₂

En producent skal anskaffe CO₂-kvoter til den samlede udledning. En del af kvoterne er dog tildelt uden omkostning. I perioden 2005-2007 tildeles nye produktionsenheder i Danmark eksempelvis 1710 kvoter per MW fossil elkapacitet per år.

For alle scenarieforbøb antages det herefter beregningsmæssigt at en ny produktionsenhed tildeles 427,5 kvoter/år. Dette er ¼ af tildelingen i 2005-2007. Heri ligger en antagelse om, at kvotetildelingen til nye producenter harmoniseres på et lavere niveau end i dag. Hvorvidt dette er realistisk vides tidligst efter fremlæggelsen af allokeringssplanen for 2008-2012, og måske først senere.

Det antages, at Norge indfører CO₂-kvoter senest i 2008, således at alle nordiske fossile kraftværker er underlagt samme miljøomkostninger på marginalen fra 2008. Alle nordiske lande antages at tildele gratiskvoter til ny kapacitet i samme omfang.

Disse kvoter indgår i beslutningsgrundlaget for investeringer foretaget senere end 2010 (indtil da er der ikke udført økonomiske vurderinger – ny kapacitet kommer fra allerede planlagte investeringer).

De tildelte gratiskvoter adskiller for de langsigtede omkostninger CO₂-betragtningen for investoren fra den samfundsøkonomiske beregning. Gratiskvoterne er principielt at betragte som et etableringstilskud til producenten.

For scenarier med høj CO₂-kvotepris udgør tilskuddet til et naturgasfyret 400 MW værk 51 mio. kr. årligt, hvilket skal ses i forhold til et årligt indtjeningskrav på knap 200 mio.. Gratiskvoterne alene reducerer således indtjeningskravet med 25 procent, hvilket vil gøre at der investeres i fossil kapacitet ved en lavere elpris end i en situation uden gratiskvoter. For Basisscenariet er "tilskuddet" halvt så stort og for scenarier med lav CO₂-kvotepris udgør "tilskuddet" kun omkring 8 mio. kr. årligt.

Der indregnes ikke CO₂-udgifter på varmesiden, i modsætning til den samfundsøkonomiske beregning, hvor emissionen fordeles med forholdet 2,5/1 mellem el og varme. Denne fordeling er i tråd med udmeldinger om at varmekunderne ikke påføres udgifter som følge af kvotedirektivet.

Usikkerhed omkring udviklingen i prisen på CO₂-kvoter kan have stor betydning for investorbemlutninger, da en ændring i kvoteprisen kan gøre, at et værk ikke får den indtjening, der var forventet (enten som følge af lavere elpris eller lavere driftstid).

1.5 Øvrige miljøeffekter

Der betales i dag en afgift på 20 kr/kg svovl. Denne afgift deflateres med inflationen frem til 2010 iht. skattestoppet. Der betales ikke afgift for udledning af NO_x.

Dette adskiller sig fra de samfundsøkonomiske beregninger, hvor NO_x og SO₂ indregnes efter de vurderede skadesomkostninger.

Som ved de samfundsøkonomiske beregninger indregnes der ikke øvrige miljøomkostninger som eksempelvis skadesvirkninger af flyveaske eller visuelle skadesomkostninger fra vindmøller.

1.6 Investeringsbeslutninger: Rente og levetid

Der regnes som udgangspunkt med at investoren har et forrentningskrav på 10 % p.a. og at investeringen ønskes afskrevet over 20 år.

Den anvendte rentesats adskiller sig fra den samfundsøkonomiske kalkulationsrente på 6 procent.¹¹

Desuden antages det, at investorerne ikke vil acceptere en økonomisk levetid på mere end 20 år. Denne antagelse kan forklares ved risikoen for, at markedsvilkårene ændres eller der sker en teknologiuudvikling der på længere sigt udhuler mulighederne for indtjening. I de samfundsøkonomiske vurderinger anvendes typisk den tekniske levetid, som for termiske værker er noget længere.

En investors forrentningskrav tager udgangspunkt i den risikofrie forrentning ved en alternativ investering. Dertil kommer et ønske om risikodækning.

IEA beskriver i “World Energy Investment Outlook” (2003) og “Power Generation Investment in Electricity Markets” (2003) den ændrede situation, som investorerne står overfor på et liberaliseret marked, og de risici de må tage i betragtning ved vurderingen af om en given investering bør foretages.

Et af budskaberne er, at forrentningskravet ofte varierer afhængig af sandsynligheden for at investeringen bliver profitabel (ved analyse af forskellige usikkerhedsparametre). Et marked med stor usikkerhed fodrer investeringslette løsninger (gas) – men en ensidig investering vil øge sårbarheden overfor ændringer i anvendte forudsætninger (eksempelvis en stigende gaspris). Dette taler for et investorønske om diversitet i investeringsporteføljen.

I en situation med usikkerhed omkring fremtidige CO₂-priser vil teknologier med lille CO₂-udslip i sagens natur være mindst følsomme overfor ændringer i prisen. For et kulkraftværk vil en markant stigning i CO₂-prisen kunne betyde, at det bliver udkonkurreret på marginalomkostningen. Risikoen for en stigende pris på kvotemarkedet øges med investeringer i produktionsenheder med høj CO₂-effekt da den samlede kvotemængde er konstant (aftagende). På samme måde vil investeringer i teknologi der anvender brændsel til en lav pris medføre øget efterspørgsel og dermed en risiko for stigende priser (effekten kan modvirkes af stordriftsfordele).

Anlæg med mulighed for at skifte mellem brændsler minimerer disse risici og der kan således opstå ønske om at investere i multibrændselskedler på trods af, at det umiddelbart medfører større investeringsomkostninger.

¹¹ ”Forudsætninger for samfundsøkonomiske analyser på energiområdet”, Energistyrelsen, maj 2005

Vindmøllernes indtjening er i 2. led afhængig af udviklingen i brændsels- og CO₂-priser i form af deres effekt på elprisen. Risikoen for, at teknologien bliver udkonkurreret på marginalomkostninger, er dog ikke til stede. Det garanterede pristillæg til vindmøllestrømmen reducerer også risikoen, idet det giver sikkerhed for, at en del af investeringen tjenes hjem uanset udviklingen i elprisen.

Gratisvoter og aftaler om betaling for systemtjenester vil på tilsvarende vis reducere kraftværksinvesteringernes følsomhed overfor ændringer i elindtjeningen, da denne da ikke udgør hele indtjeningsgrundlaget.

En garanteret fast afsætningspris eller et fast pristillæg mindsker risikoen ved investeringen. I "Investeringer i et liberaliseret elmarked" (Risø, 2004) udarbejdet under EFP-projektet "Forsyningssikkerhed og økonomisk efficiens i det fremtidige elsystem" beskrives det, at selv nuværdiberegninger med en rente der medtager risikodækning kun afdækker en del af det faktiske investeringsbillede. En afgørende mangel ved denne metode er, at den ikke tager hensyn til optioner i form af muligheden for at udskyde en investering. Samtidig tages der ikke hensyn til strategisk markedsadfærd, eksempelvis et ønske om at investere før en anden markedsaktør investerer og derved udhuler profitmuligheden.

I World Energy Investment Outlook opgøres nøgletallet Return on investment (ROI) der defineres som driftsindtægter divideret med den investerede kapital (der findes varierende definitioner). Den gennemsnitlige ROI for elsektoren er opgjort til 9 procent for perioden 1993-2002. Dette kan omregnes til en forrentning på 11,75 procent for en 20-årig investering. ROI er den realiserede forrentning og kan ikke oversættes til et forrentningskrav; der kan sagtens have været et ønske om en større forrentning end den realiserede eller omvendt. Endvidere er en del af investeringerne i analysen foretaget på et marked med større sikkerhed for afsætning end tilfældet er i dag og i fremtiden.

I "Emission Trading and Its Possible impacts on investment decisions in the power sector" (Julia Renard, IEA) angives det at en ROI på 8 procent stemmer overens med en række projektfianserede kraftværker i Europa.

Sammenfattende vil forrentningskravet i praksis variere teknologierne imellem som følge af forskelle i risici. I analyseøjemed synes et forrentningskrav på 10 procent og en tilbagebetalingstid på 20 år dog at give et tilstrækkelig retvisende billede. Dette skøn suppleres med beskrivelser af sandsynlige investorovervejelser vedr. risikospredning, sikring mod ændrede markedsvilkår m.v.. Desuden udføres følsomhedsanalyser for varierende forrentningskrav.

1.7 Investeringer i ny elproduktionskapacitet på markedsvilkår

Da teknologier primært konkurrerer på elmarkedet (idet varmemarkedet er reguleret) vil investorerne vælge investeringerne ud fra deres langsigtede produktionsomkostning relativt til den forventede salgspris.

Den langsigtede elproduktionsomkostning (Long Run Marginal Cost) bestemmes som:

Investeringsomkostning
+ Faste omkostninger
+ Brændselsindkøb
+ Variable omkostninger til d&v
- Varmesalg
- Indtjening/udgift fra/til regulerkraft

= elproduktionsomkostning LRMC

Investeringsomkostningen bestemmes af det antagne forrentningskrav på 10 procent.

Den langsigtede produktionsomkostning er et udtryk for, hvilken pris det er nødvendigt at få for den producerede elektricitet, før end investeringen bliver rentabel.

For at gøre de enkelte teknologier sammenlignelige korrigeres der for evt. tilskud, således at man får den markedspris for elektricitet, som vil initiere investeringen eller med andre ord gøre investeringen givtig for investor.

I denne delanalyse er det udelukkende tilskuddet til vindmølleelektricitet, der er i spil.

Yderligere tages der højde for, at nogle teknologier (eks. kondensværker) har mulighed for et indrette produktionen efter markedsprisen, således at de producerer mest, når prisen er høj, mens andre teknologier (eks. vindmøller og i nogen grad varmebunden produktion) ikke kan styres efter markedsprisen og risikerer at opnå en lavere gennemsnitspris end den gennemsnitlige spotpris set over hele året.

Der regnes som udgangspunkt med, at såvel kondens- som kraftvarmeværker opnår en pris, der i gennemsnit ligger 1 øre/kWh over den gennemsnitlige spotpris, mens vindmøller opnår en pris der ligger 2 øre/kWh under den gennemsnitlige spotpris.¹²

For kondensværkerne regnes der i den overordnede sammenligning med en driftstid på 5000 fuldlasttimer, mens der for kraftvarmeværkerne antages 6000 fuldlasttimer, hvoraf der 2/3 af tiden regnes med samproduktion af el og varme.¹³

Der er såvel for den gennemsnitlige elafregningspris som for driftstid og forholdet mellem kondensdrift og kraftvarmedrift tale om skøn. De faktiske forhold varierer scenarierne

¹² Modelkørsler viser at vindmøllernes elafregningspris i mange scenarier vil være mere end 2 øre/kWh mindre end gennemsnitsprisen (i basisfremskrivningen ca. 3 øre og i højprisscenarier endnu mere). I et elsystem med mange vindmøller vil disse i stort omfang have en sammenfaldende produktion og dermed vil nye vindmøller presse prisen i blæsende perioder, også for de eksisterende møller. I RAMSES regnes der kun med to profiler for vindhastigheder, en for landmøller og en for havmøller, hvilket betyder at alle havmøller i det nordiske system modelmæssigt producerer på samme tidspunkt. I praksis vil vindprofilerne variere fra område til område og vindmøllerne vil således potentielt kunne opnå en lidt bedre indtjening end i modellen samt give et lidt større bidrag til forsyningssikkerheden.

¹³ Driftstiden for et termisk værk vil afhænge af værkets marginale produktionsomkostning samt prisprofilen på spotmarkedet. Et værk med høje marginalomkostninger vil have færre fuldlasttimer end et værk med lave marginalomkostninger.

imellem som følge af forskelle i prisprofil, ligesom de varierer fra værk til værk bl.a. som følge af forskellige varmegrundlag. Dette afdækkes efterfølgende ved RAMSES-analyser.

Ved at korrigere for tilskud og produktionsprofil kan alle teknologier sammenlignes ud fra en betragtning af hvilken gennemsnitlig spotpris, der vil gøre det attraktivt at foretage en investering. En sådan sammenligning kan anvendes til analyser af hvilke investeringer der sandsynligvis vil blive foretaget under givne rammebetingelser.

I de senere præsenterede sammenligninger af teknologierne opereres der således med en **balanceomkostning** der er et udtryk for, hvilken gennemsnitlig elmarkedspris der vil være tilstrækkelig til at initiere investeringer. Balanceomkostningen er givet som:

Balanceomkostning = LRMC + korrektion for produktionsprofil – fast pristillæg

De beregnede balanceomkostninger anvendes til vurderingerne af hvilke teknologier investorerne vil vælge. For vindmøller (og anden uregulerbar elproduktion) må der yderligere tages højde for at den negative korrektion for produktionsprofilen stiger med antallet af vindmøller.

1.7.1 Betragtede teknologier

De selskabsøkonomiske analyser er i det følgende begrænset til den del af teknologierne, der viste sig at have de laveste samfundsøkonomiske omkostninger¹⁴. Der ses alene på produktionsformer, der opererer på markedsvilkår, og dermed udelades en række teknologier, der også i fremtiden må forventes at yde et væsentligt bidrag til el- og varmeproduktionen, herunder biogas og affald. Disse produktionsformer er dog ikke af denne grund udeladt fra fremskrivningerne, men blot behandlet ud fra andet forudsætningsgrundlag (bl.a. ressourcevurderinger).¹⁵

Den decentrale (kraft)varmeproduktion vurderes selvstændigt, da beslutningsgrundlaget afviger meget fra centrale enheder og potentialet for en udvidelse af kapaciteten er begrænset. Det er antaget at udtjente værker erstattes med tilsvarende. Denne antagelse vil i praksis afhænge af bl.a. brændselspriser, afgifter, tilskud og varmeplanlovgivning.

På grundlag af de samfundsøkonomiske vurderinger regnes det for sandsynligt, at størstedelen af investeringerne vil blive foretaget i store centrale udtags-kraftvarmeværker samt i vindmøller.

Af teknologier til kraftvarmeproduktion betragtes kulværker med og uden CO₂-deponering, naturgas CC-anlæg samt biomassefyrede værker. Af rene elproducerende teknologier betragtes kondensværker (eller kondensdrift på KV-værk) med de ovennævnte brændsler samt bølgekraftanlæg, landvindmøller og havvindmøller.

¹⁴ Energiteknologier – tekniske og økonomiske udviklingsperspektiver, Energistyrelsen 2005.

¹⁵ Basisfremskrivning af el- og fjernvarmeproduktion 2004-2025, Energistyrelsen, juni 2005

Kapitel 2: Scenarier for investeringer

Der knytter sig betydelig usikkerhed til olieprisen og CO₂-kvoteprisen, som er af stor betydning for energiforsyningen. Desuden er det ikke muligt for Danmark alene at påvirke disse faktorer gennem politikker. Det er derfor alternative forudsætninger for disse to parametre, der er udgangspunktet for scenarierne.

Der er klart at der er en række andre forhold, som har betydning for udviklingen på energiområdet fx teknologiudviklingen. Sådanne andre faktorer vil i begrænset omfang blive beskrevet inden for rammene af de enkelte scenarier.

Usikkerheden for hhv. olieprisen og prisen på CO₂-kvoter er blevet vurderet i en global kontekst. Olieprisen forventes at holde sig mellem 20 \$/td. og 50 \$/td. i den betragtede periode. På tilsvarende vis forudsættes prisen for CO₂-kvoter at ligge i intervallet 50 til 300 kr. per ton CO₂ i 2025.

Basisfremskrivningen er baseret på IEAs forventninger til energiprisernes udvikling, mens de øvrige scenarier er valgt således, at de repræsenterer yderpunkterne i de spænd for fremtidige energipriser og CO₂-priser, som er vurderet sandsynlige. Scenarierne har dermed til formål at udspænde det mulige udfaldsrum for den fremtidige energisektor men repræsenterer ikke nødvendigvis lige sandsynlige udviklinger.

Ud fra en forventning om at aktørerne på energimarkedene for enhver prisudvikling vil handle økonomisk rationelt, dvs. foretage investeringer der kan forventes at give det ønskede afkast, jf. ovenstående gennemgang, opstilles der sandsynlige investeringsforløb for ny el- og fjernvarmeproduktionskapacitet.

I tilfælde af at den overordnede sammenligning ikke med ønskelig tydelighed afklarer rentabiliteten værkerne i mellem, udføres supplerende analyser i RAMSES.

Investeringerne skal i sidste ende ved modelkørsler i RAMSES vise en "rimelig" indtjening, det vil sige, at investeringerne skal være rentable ud fra de i kapitel 1 beskrevne forudsætninger om forrentningskrav. I modellen indgår også det fremskrevne energiforbrug, som bl.a. er en funktion af elprisen. Da elprisen på sigt er afhængig af investeringerne, er det tale om en iterativ proces.

I tilfælde, hvor det ikke umiddelbart kan afgøres hvilken type kapacitet, der sandsynligvis vil blive investeret i, benyttes RAMSES til sammenligning af indtjeningen.

De endeligt fastlagte investeringsforløb indeholder kun investeringer som viser sig rentable. Dette udelukker dog ikke, at andre investeringer i praksis kunne blive foretaget. Sådanne forhold beskrives i et vist omfang kvalitativt.

2.1 Scenario 1: Høj olie- og CO2-pris

2.1.1 Introduktion

Rammebetingelserne i dette scenario kunne eksempelvis være afledt af en høj global økonomisk vækst og fortsat udvikling af den internationale samhandel kombineret med en international konsensus på klimaområdet om ambitiøse mål for nedbringelse af CO₂-udledningen.

Høj vækst og større international klimaindsats

Beskrivelse	Baggrund
høj oliepris – vil i hele perioden være på omkring 50 dollar/tønde	- høj global vækst - lille udnyttelse af ukonventionelle ressourcer pga. høj CO ₂ -pris
høj CO ₂ -kvotepris – stiger fra 50 kr/ton i 2008 til 300 kr/ton i 2018	- international konsensus om ambitiøse mål - høj økonomisk vækst medfører ”sælgers marked” i handel med kvoter

Hvis olieproduktionskapaciteten vedbliver at holde efter den konstant stigende efterspørgsel er det sandsynligt at det giver en høj oliepris (50 \$/td.). Ukonventionelle olieresourcer som eksempelvis canadisk tjæresand, hvis udnyttelse medfører store CO₂-udledninger, hæmmes af den høje pris på CO₂-kvoter.

De øvrige energipriser i scenariet bestemmes ud fra de beskrevne antagelser om sammenhænge i prisudvikling:

Energiprodukt	Råoliepris, CIF	Kulpris, CIF	Naturgaspris, CIF	Halmpris an kraftværk,	Træflispris an kraftværk,	Træpillepris an kraftværk,
2002-kr./GJ	53,15	16,16	44,13	31,70	31,00	40,60

Tabel 2: Brændselspriser, høj oliepris

For naturgas regnes der med et transporttillæg på 2,9 kr/GJ til centrale værker og for kul tillægges håndteringsomkostninger på 0,5 kr/GJ. For decentrale værker regnes naturgassen at være 1,25 gange dyrere end for centrale værker ud fra en antagelse om uændrede transportomkostninger i forhold til basisfremskrivningen.

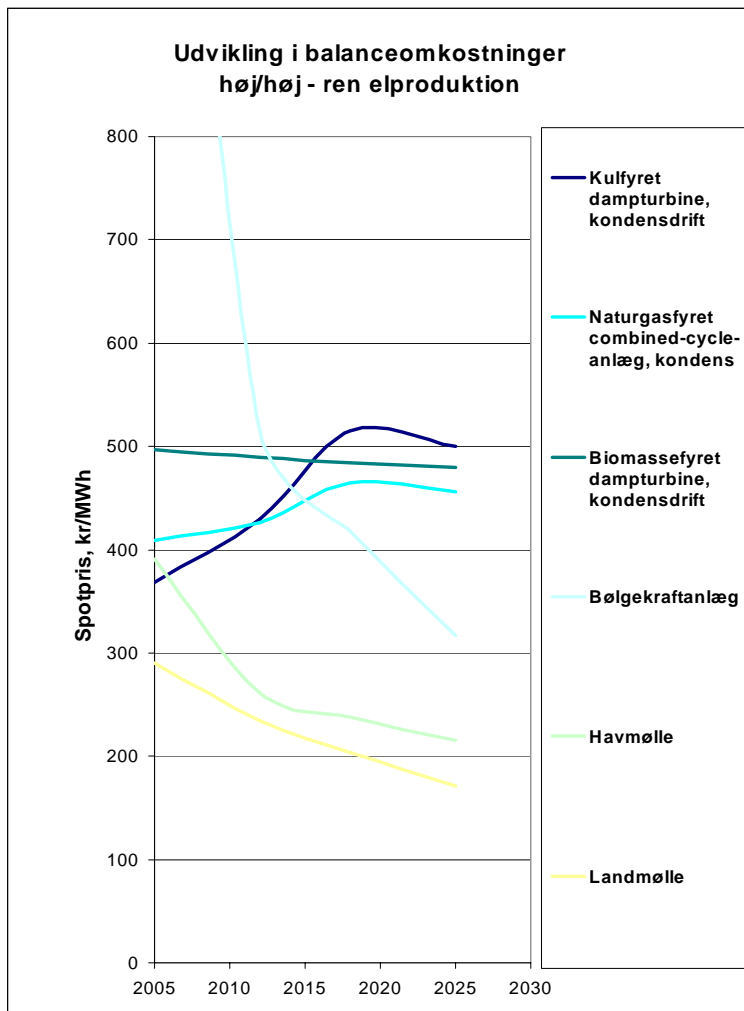
2.1.2 Ny kapacitet

For tiden frem til 2010 anvendes samme forudsætninger i alle scenarier. Disse findes i beskrivelsen af basisfremskrivningen¹⁶. Herefter foretages der udelukkende kommercielt rentable investeringer (jf. kapitel 1).

¹⁶ Her findes også en beskrivelse af antagelser om havari og revision samt om transmissionsforbindelser. Basisfremskrivning af el- og fjernvarmeproduktion 2004-2025, Energistyrelsen, juni 2005

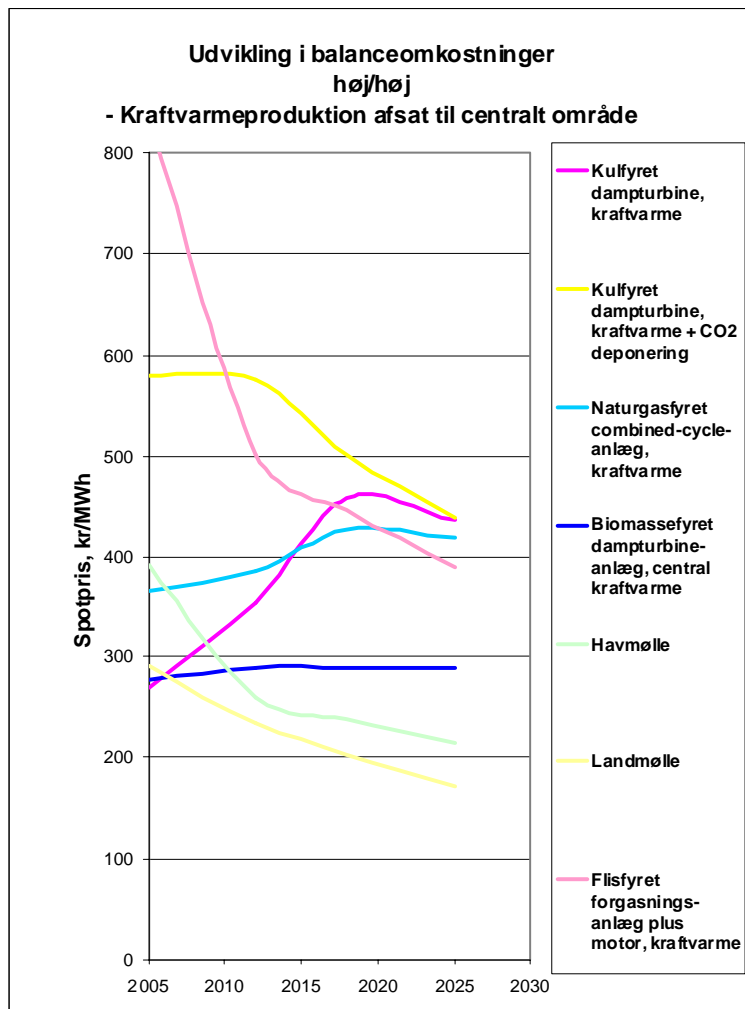
2.1.2.1 Langsigtede marginalomkostninger

I figur 1 sammenlignes de langsigtede balanceomkostninger (jf. afsnit 1.7) for teknologier der udelukkende producerer elektricitet.



Figur 1: Balanceomkostninger, elproduktion, høj oliepris – høj kvotepris

De høje priser på fossile brændsler og CO₂-kvoter gør, at vindmøller er den elproducerende teknologi, der balancerer for investorerne ved den laveste spotpris. Af termiske værker får naturgasfyrede værker, i takt med at kvotepriserne stiger, lavere omkostninger end de kulfyrede værker. I Norge, hvor gasprisen er lavere, balancerer gasværkernes indtjening ved en elpris på ca. 40 øre/kWh.



Figur 2: Balanceomkostninger, elproduktion på kraftvarmeværk, høj oliepris – høj kvotepris

Ved kraftvarmeproduktion viser biomassefyrede værker sig at være dem, der har den laveste balancepris for el (figur 2). Dette skyldes bl.a., at brændselsforbruget til varmeproduktion er afgiftsfritaget.

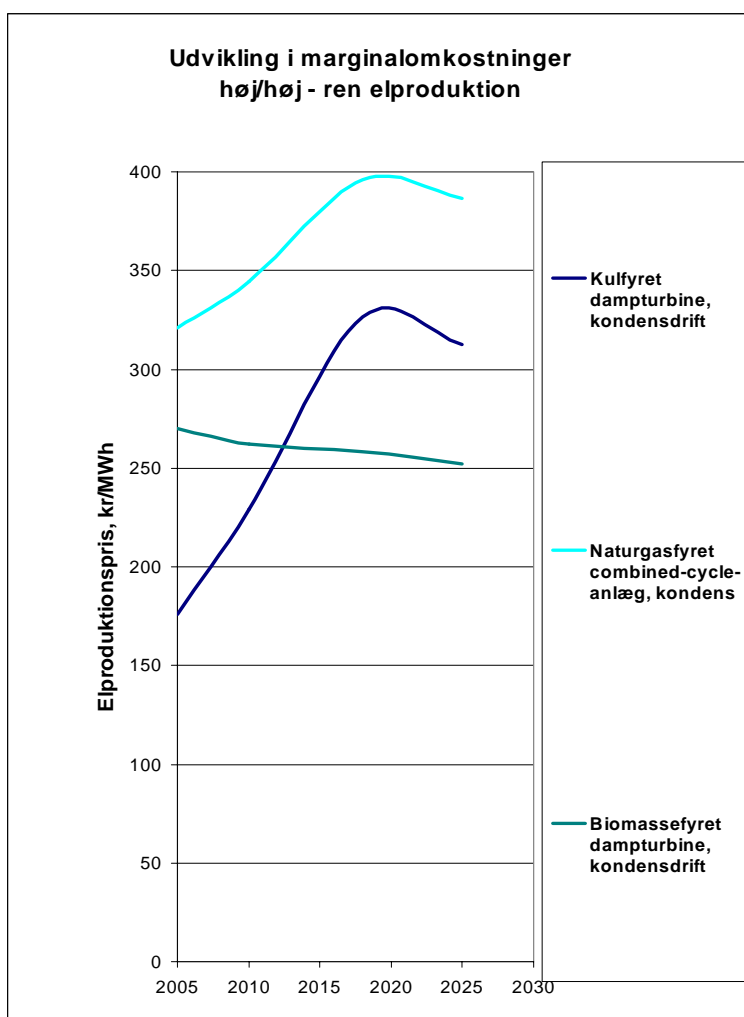
Elprisen vil på sigt afspejle de langsigtede marginalomkostninger ved at opføre ny kapacitet. I dette scenario er springet i omkostningerne (indtjeningskravet) fra den fluktuerende elproduktionskapacitet fra vindmøller til den regulerbare kapacitet fra termiske værker stort. En heraf følgende høj andel af vindkraft vil bevirke, at den gennemsnitlige elpris for vindmøllestrømmen vil blive presset mere end 20 kr./MWh under den gennemsnitlige spotpris. Den termiske kapacitet vil samtidig kunne opnå en højere gennemsnitlig elafregningspris end de antagne 10 kr./MWh over gennemsnitsprisen, da de kan udnytte vindstille perioder med høje elpriser. Til gengæld kan benyttelsestiden blive mindre end 5000 timer/år.

Antagelsen om tildeling af gratiskvoter til ny kapacitet medfører i dette scenario, at den langsigtede produktionsomkostning for et gaskraftværk eller et kulfyret værk er 26 kr./MWh lavere end den ville være såfremt alle kvoter skulle anskaffes på markedsvilkår (ved 5000 driftstimer). Denne omkostning indgår i beslutningsgrundlaget for hvorvidt der skal

produceres ved en given elpris, idet det her er (korttids-)marginalomkostningen der er afgørende.

Antagelsen om betaling for reguleringssevnen (se afsnit.1.5) indvirker analogt.

(Korttids-)marginalomkostningen ved elproduktion på mulige nye produktionsenheder sammenlignes i figur 3. Det er i denne sammenhæng udelukkende relevant at betragte regulerbar produktion.



Figur 3: (Korttids-)Marginalomkostninger, elproduktion ved kondensdrift, høj oliepris – høj kvotepris

For naturgasfyrede værker bemærkes det, at marginalomkostningen i år 2025 er højere end den beregnede langsigtede balancepris. Værket er også det af de betragtede der har de højeste marginalomkostninger. Dette taler for en relativ lille benyttelsestid, med en relativ høj afregningspris.

Marginalomkostningerne for naturgasfyrede anlæg af ældre dato vil være endnu højere, hvilket kan føre til overvejelser om skrotning.

Billedet med relativt lavere marginalomkostninger for kul- og biomassefyrede værker må også antages at gælde eksisterende værker af ældre dato. Dette kan føre til overvejelser om

at forlænge levetiden for disse anlæg. En række kulfyrede værker, der i basisfremskrivningen blev vurderet som realistiske at levetidsforlænge, levetidsforlænges ligeledes i dette scenario. Dog ændres brændselssammensætningen i værker, der udelukkende fyrer med kul til halv biomasse halvt kul. Enkelte værker samfyrer allerede med biomasse, i disse tilfælde fortsættes med uændret brændselmix.

Elprisen antages i RAMSES-modellen til hver en tid være bestemt af den kortsigtede marginalomkostning, dvs. de variable omkostninger, for den dyreste produktionsenhed i drift.¹⁷ Elprisen må bortset fra perioder, hvor hele den nordiske efterspørgsel dækkes af vind, kraftvarme, atomkraft o.a. uregulerbar elproduktion, således fra 2016 og frem til hver en tid være over 25 øre/kWh. I modsat fald vil anlæggene ikke byde ind på markedet.

Når de kortsigtede marginalomkostninger, dvs. elprisen, er på niveau med de langsigtede marginalomkostninger (bestemt af alle omkostninger inklusiv investering og faste omkostninger) ved at opføre ny kapacitet, bliver det rentabelt at investere.

Da en vis andel af kondensproduktion vil være påkrævet i systemet, vurderes spotprisen i dette scenario, ud fra betragtningerne af indtjeningskravet for ny kapacitet, på sigt at skulle indstille sig på godt 35 øre. Den gode rentabilitet i vindmøller og en deraf følgende forventelig massiv udvikling vil gøre, at prisudsvingene bliver større end i basisfremskrivningen. En større andel af kul i begyndelsen af perioderne vil gøre, at kvoteprisen her slår relativt mere igennem end senere i perioden. Elprisen må således forventes at toppe omkring 2018 (hvor kvoteprisen antages at nå sit høje niveau) med en spotpris på knap 40 øre, hvorefter den falder lidt over resten af perioden. Dette gæt på elprisen anvendes til den første forbrugsfremskrivning (se nedenfor) hvorefter en udbygningsplan konstrueres. Den resulterende elpris anvendes til en ny forbrugsfremskrivning, hvorefter udbygningsplanen om nødvendig justeres og så fremdeles.

2.1.2.2 Forbrug

På basis af denne elpris, de øvrige energipriser i scenariet samt kvotepriserne laves der vha. EMMA-modellen en fremskrivning af energiforbruget frem mod 2030.

PJ	EMMA ekskl. Transport			Transport	Sum
	El	Øvrig	I alt		
<i>høj oliepris/høj kvotepris</i>	150	334	484	243	727
<i>Basis</i>	156	351	507	259	766

Tabel 3: Forbrugsfremskrivning – høj oliepris/høj kvotepris

Den endelige forbrugsfremskrivning for scenariet der her er angivet, er fremkommet efter iterationer med elprisen beregnet med RAMSES

Det ses af table 3, at de højere energipriser fører til at forbruget reduceres med ca. 5 procent inkl. transport og 4,5 procent eksklusiv transport.

Den begrænsede effekt skyldes, at avancer og især afgifter dæmper prisvirkningerne for energiforbrugerne. Elforbruget reduceres således kun med 3,8 procent. Prisgennemslaget er

¹⁷ Derved forudsættes det at markedsaktørerne agerer ærligt.

størst i erhvervene, der til gengæld har en meget lille priselasticitet. Selvom der også er store afgifter på transportens energiforbrug, slår de høje priselasticiteter igennem her. For personbiler er priselasticiteten i EMMA ca. -0,4. I erhvervene er den noget mindre – typisk -0,1 – -0,2.

Der er ikke taget højde for eventuelle ændringer i økonomisk vækst eller forbrugs- og erhvervssammensætning.

Det antages, at elforbruget i det øvrige Norden påvirkes på samme måde som i Danmark af de ændrede rammebetingelser. Således antages det f.eks., at elforbruget i Sverige bliver 150/156 gange forbruget i basisfremskrivningen. (I praksis kan påvirkningen meget vel variere landene i mellem som følge af sektorstrukturelle forskelle og forskelle i afgifter). Fjernvarmeforbruget i Sverige varieres på tilsvarende vis, mens det ikke ændres i Norge og Finland (hvor det er antaget konstant i basisfremskrivningen).

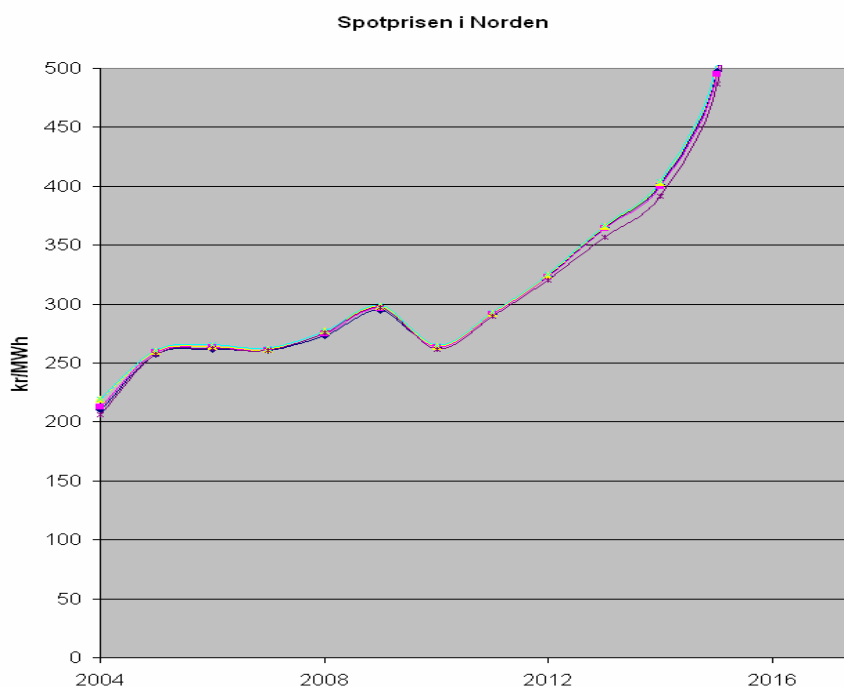
Forbrugsprognoserne for el og fjernvarme benyttes som input til RAMSES og giver samtidig en idé om behovet for ny kapacitet.

2.1.2.3 Investeringsforløb

Det synes ud fra de økonomiske betragtninger oplagt, at investorer i vid udstrækning vil investere i vindmøller, således at en så stor del af den påkrævede kapacitet, der teknisk-økonomisk lader sig indpasse i systemet, opføres som vindmøller. Varmegrundlaget vil kunne forventes at blive dækket med biomassefyrede kraftvarmeverker. For ren kondensproduktion er de gasfyrede værker, primært som følge af antagelser om tildeling af gratis kvoter, de billigste. Disse må overvejende antages at blive opført i Norge, hvor gasprisen er (forudsat) lavere end i de øvrige lande. Disse anlæg vil primært have funktion af spidslastanlæg med en relativ lille benyttelsestid og en høj afregningspris.

Såfremt der ikke opføres ny kapacitet vil der opstå knaphed på kapacitet i takt med at udtjente værker tages ud af drift. Den stigende kvotepris vil ligeledes føre til stigende elpriser.

Prisudviklingen uden ny kapacitet, udover de værker der indgår indtil 2010, er vist på figur 4.



Figur 4: Spotprisen i Norden uden ny kapacitet

Sammenholdes dette med de beregnede balancepriser, der gør ny kapacitet rentabel, er det muligt at vurdere, hvornår der vil blive investeret. I 2011-2012 synes det at blive rentabelt at investere i havvindmøller og i biomassefyret kraftvarmekapacitet, såfremt der er varmegrundlag, og i 2013-2014 synes gasfyrede kondensværker at kunne blive rentable i Norge. Investeringer i de først rentable teknologier kan udsætte tidspunktet, hvor den næste teknologi bliver rentabel.

Da enhver ny produktionsenhed påvirker elprisen og således nødvendiggør nye rentabilitetsberegninger må investeringsplanen opstilles i en iterativ proces. Investeringer foretages, rentabiliteten vurderes, investeringen ændres evt., hvorefter de efterfølgende investeringer vurderes.

Dette fører til et sandsynligt investeringsbillede for høj/høj scenariet (UPS1), der præsenteres i tabel 4.

UPS1 - Udbygningsplan for høj/høj					
	Eltra	Elkraft	Norge	Sverige	Finland
2011		M			
2012	M		M	M	
2013		M	M	M	M
2014	M		M + G	M	
2015		M	M	M	M + Bio
2016	M + Bio (Odense)	R(Kalundborg) Bio (KBH)	M	2M + 2 Bio + R	M + Bio
2017		M	M + G	M + 2 Bio	Bio
2018	M + R(Randers§) +	Bio (KBH)	M	M + R	M + Bio

	Bio(TVIS§)				
2019	Bio (Århus)	M	M	M	R
2020	M + R(Århus)*		M	M + bio	Bio
2021		M	M	2 Bio	M
2022	2M		M	M + 3 Bio	
2023	R(Esbjerg)+ Bio(Herning§)	M		M	
2024	M	Bio (KBH)	M	M + 5 Bio	M + R + 2Bio
2025		M	M	M + R	Bio + R
2026	M + Bio (Odense)		M	M + 4 Bio	Bio
2027		M		M	M
2028	M		M		Bio
2029		M	M	M	R
2030	M		M	M	M + R

Tabel 4: Udbygningsplan (UP) for ny kapacitet. G = Gasfyret combined cycle, 400 MW_{el}. M = havmøllepark, 200 MW. Bio= biomasse, 350 MW_{varme}. R = renoveret, nyere kulfyret værk (½bio/½kul). Norge antages at udbygge med kondens, resten med kraftvarme. (§) Anlæggene i Randers (105 MW_{varme}), Herning (111 MW_{varme}) og TVIS (300MW_{varme}) dimensioneres efter varmeforbruget. *Der fortsættes med kul/halm samfyring på blok 4 i Århus.

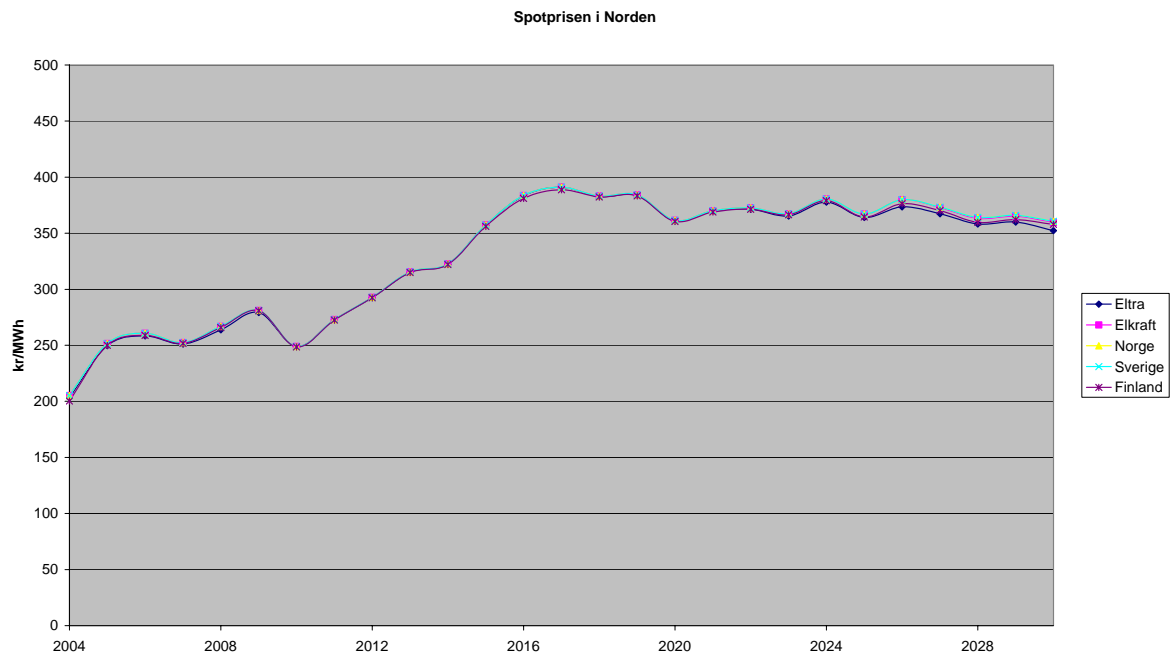
Varmeydelsen for bioværkerne opdimensioneres i forhold til gasfyrede værker. Det resulterer i en elkapacitet der kun er lidt mindre end for et naturgasfyret værk. Dette retfærdiggøres af den relativt lave marginalomkostning ved elproduktion på biomasse.

UPS1 indebærer udbygning med 8 nye biomasse kraftvarmeværker i Danmark, 19 i Sverige og 10 i Finland frem til 2030. I Norge opføres 2 gasfyrede kondensværker. Desuden udbygges med 21 havmølleparker i Danmark, 17 i Norge, 18 i Sverige og 8 i Finland. Den opførte kapacitet opføres ud fra privatøkonomiske betragtninger og fungerer dels som erstatningskapacitet for skrottede/udkonkurrerede værker, dels for at dække stigende elforbrug.

2.1.3 Elmarkedet frem mod 2025

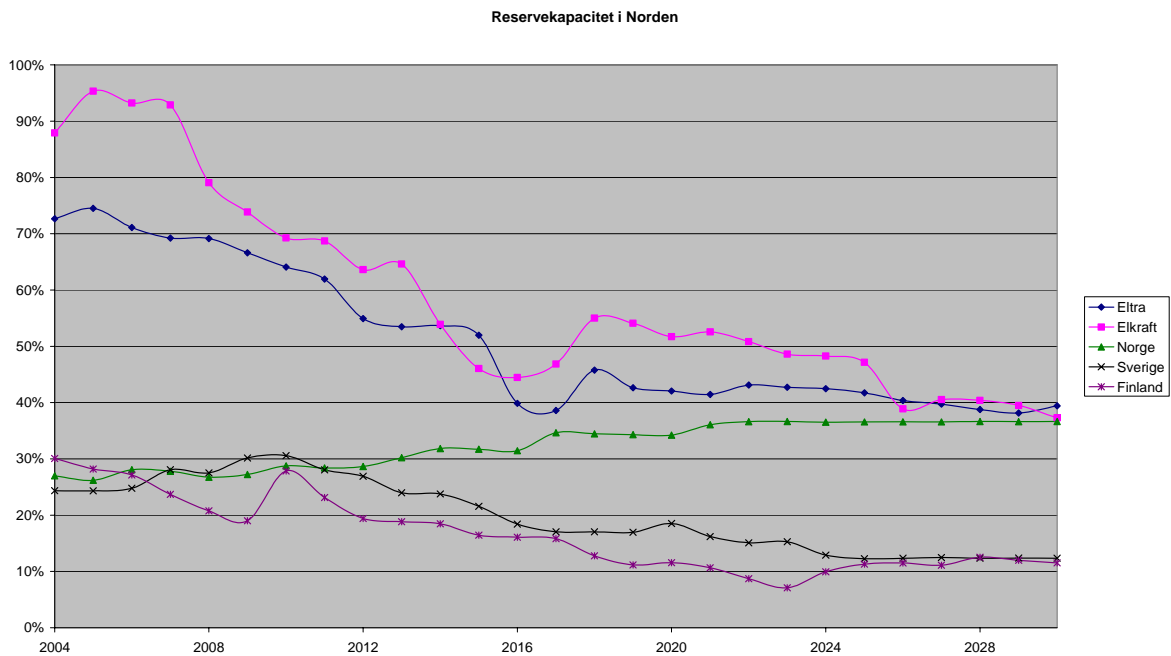
Elprisen på Nordpools spotmarked er i begyndelsen af den betragtede periode for lav til, at det er privatøkonomisk rentabelt at opføre ny elproduktionskapacitet. Det må derfor ventes, at reserveeffekten i de nordiske lande falder, i takt med at ældre anlæg skrottes. Når reservekapaciteten falder, stiger elprisen (spotprisen) på Nordpool. Denne stigning fortsætter frem til ca. 2013-14. Omkring eller lige før dette tidspunkt - ved en elpris på knap 30-35 øre/kWh - bliver det i denne fremskrivning attraktivt at opføre ny kapacitet på markedsvilkår.

CO₂-kvoteprisen er forudsat at fortsætte med at stige frem til 2017, hvilket indvirker på elprisen. Denne topper således omkring 2017 med 39 øre/kWh, hvorefter den stabiliserer sig omkring 36-37 øre/kWh, hvilket er tilstrækkeligt til at sikre indtjeningen for de opførte værker (figur 5).



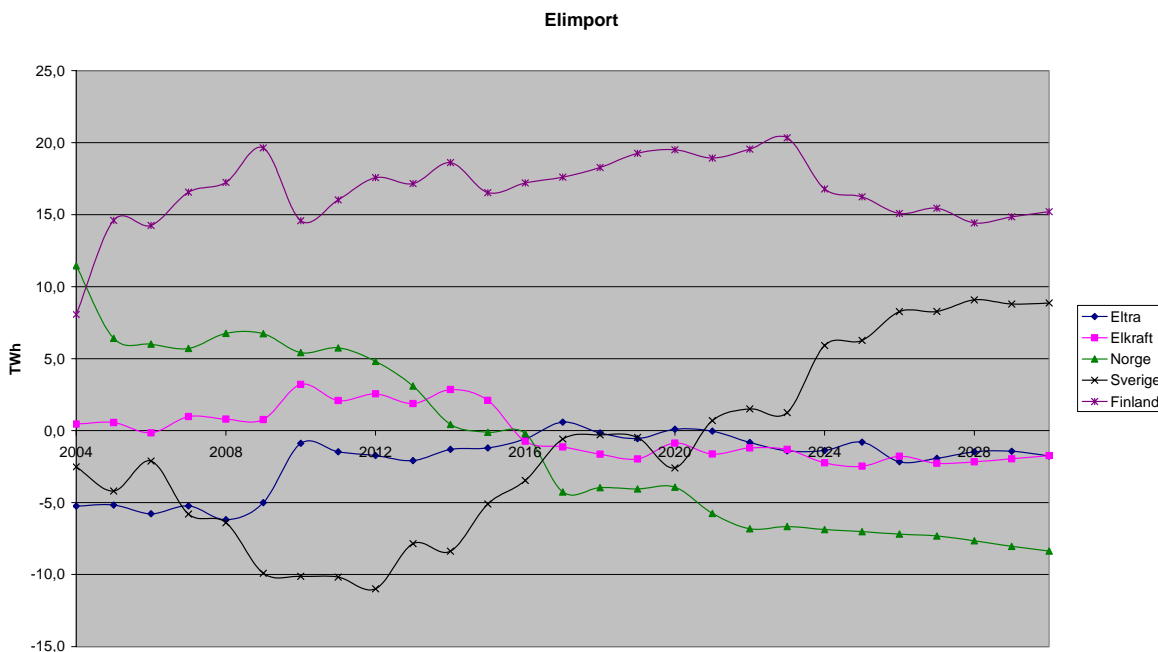
Figur 5: Spotprisen i Norden – høj oliepris/høj kvotepris

Når elprisen er oppe på et niveau, hvor det bliver rentabelt at investere, vil reserveeffekten stabilisere sig – men på et væsentligt lavere niveau end i dag. Den gode rentabilitet i vindmøller og det markante brændselskift gør, at der investeres i mere ny kapacitet end i basisscenariet, hvilket giver sig udslag i en højere reservemargen (figur 6).



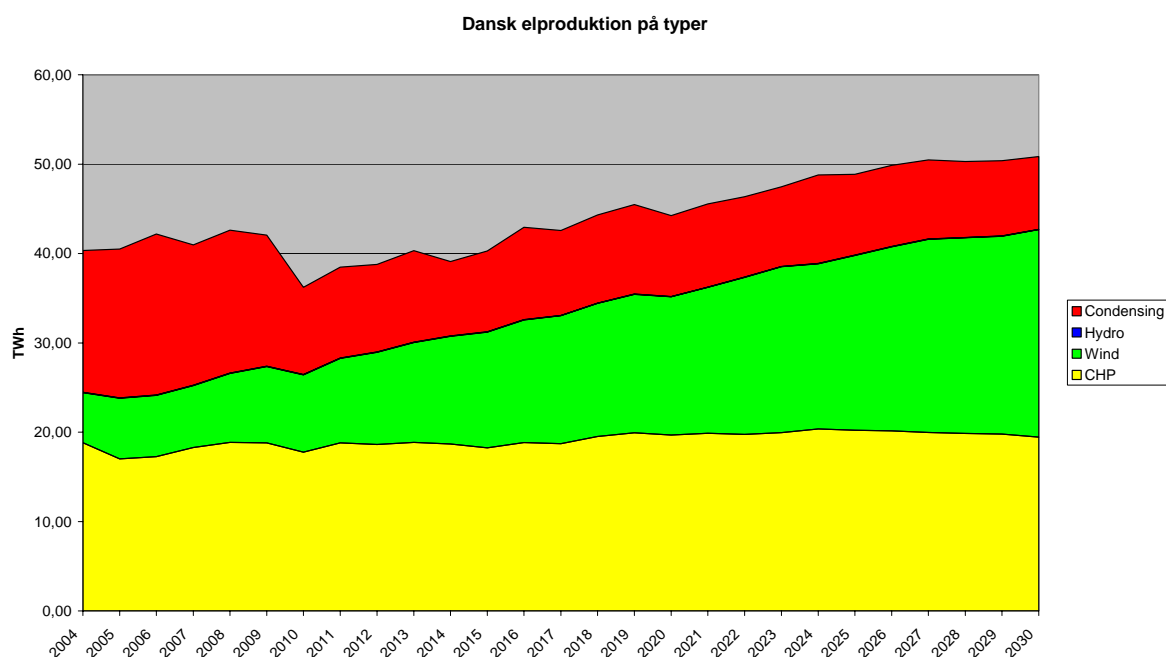
Figur 6: Reservekapacitet i Norden – høj oliepris/høj kvotepris

I praksis er det dog sandsynligt, at en del af de dyreste værker vil blive taget ud af drift før end de er teknisk udtjente. Denne effekt vurderes dog ikke at blive markant, da alle større værker fremviser et positivt dækningsbidrag i hele perioden. En større del af kapaciteten er vindmølleeffekt, og sammenfaldet af produktionen fra disse enheder gør, at bidraget til forsyningsikkerheden er aftagende.



Figur 7: Eludveksling – høj oliepris/høj kvotepris

Danmark bliver elimportør omkring 2010, hvor bl.a. det finske kernekraftværk bidrager med effekt til elsystemet. Omkring 2016 og frem bliver Danmark igen eksportør, primært som følge af den svenske kernekraftudfasning (figur 7). Det er igen væsentligt at bemærke, at den skitserede udbygnings”plan” kun er et af mange mulige forløb.



Figur 8: Dansk elproduktion fordelt på hovedtyper – høj oliepris/høj kvotepris

I figur 8 ses fordelingen af den danske elproduktion på kraftvarme, kondens og vind. Kraftvarmeandelen er nogenlunde konstant, da de nyetablerede biomasseværker har nogenlunde samme elvirkningsgrad som de værker de erstatter. Vindkraftandelen stiger markant, og er i slutningen af perioden den største bidragsyder til den samlede elproduktion.

Ændring i produktion i forhold til basis [TWh]				
	Kraftvarme	Vind	Kondens	Elimport
2015	-2,24	3,06	-5,78	3,7
2016	-2,17	3,06	-5,21	3,1
2017	-3,17	3,82	-3,56	1,7
2018	-2,89	3,82	-2,14	-0,1
2019	-3,25	4,58	-4,08	1,4
2020	-2,79	4,58	-4,80	1,6
2021	-2,55	4,58	-4,13	0,6
2022	-2,65	6,11	-4,08	-1,0
2023	-2,53	6,88	-2,81	-3,3
2024	-3,03	6,11	-4,47	-0,3
2025	-3,21	6,88	-3,71	-1,6

Tabel 5: Elproduktion – høj oliepris/høj kvotepris relativ til basisfremskrivningen

I tabel 5 ses ændringen i produktionen fra kraftvarme, vind og kondens i Danmark set i forhold til basisfremskrivningen. Det ses at den samlede elproduktion i Danmark reduceres som følge af et mindre forbrug (og i nogle år en mindre eleksport). Den større elproduktion fra vindmøller fortrænger en del kraftvarmeproduktion (i perioder med kritisk eloverløb). Kraftvarmeproduktionen reduceres også som følge af et mindre varmeforbrug end i basisfremskrivningen.

Vindmøllestrømmen er mod slutningen af perioden i en række timer prissættende i Vestdanmark og i lidt mindre grad i Østdanmark. I 2025 er der således i Vestdanmark 180 timer, hvor elprisen er 0 øre/kWh. I Østdanmark forekommer der tilsvarende 9 timer med nulpris.¹⁸ I disse timer produceres der således mere strøm fra vindmøller end den samlede efterspørgsel i området inklusive eksportkapacitet. Vindmøllernes variable omkostninger dækkes af tilskud, hvorfor de vil byde hinanden ned.

Den overskydende strøm i disse timer går til spilde¹⁹ men kunne udnyttes ved at forøge overførselskapaciteten til naboområderne eller ved fleksible elforbrug, eksempelvis til fjernvarmeproduktion.

2.1.3.1 Analyse af forsyningsikkerheden

Som for basisfremskrivningen er det væsentligt at forsøge at få afklaring på det centrale spørgsmål:

Vil et fremtidigt elsystem, hvor udbygningen med ny kapacitet finder sted alene ud fra hensynet til elproducenternes indtjening, levere en acceptabel forsyningsikkerhed?

Elsystemet i scenario 1 adskiller sig fra basisfremskrivningen, dels idet der skal en meget høj elpris til at initiere investeringer, dels idet at der bliver investeret i biomasseværker til kraftvarmeproduktion, hvilket for kraftvarmeverker resulterer i mindre eleffekt per installeret MWvarme (dette afhjælpes delvist ved en opdimensionering), men særligt adskiller elsystemet sig fra basisscenariet ved den meget høje andel af vindkraft.

Da bevægelsen mod et vindkraftdomineret elsystem sker gradvist, er det fundet hensigtsmæssigt at fokusere analyserne på perioden 2015-2025. I 2015 er reservekapaciteten faldet væsentligt, og udbygningen med vindmøller forventes at tage ekstra fart som følge af en højere elpris og dermed bedre indtjeningsmuligheder. Frem mod 2025 falder den beregnede reservekapacitet kun lidt, men bidraget fra vindkraft er stigende, og dette kan som følge af vindkraftens fluktuerende karakter have betydning for forsyningsikkerheden.

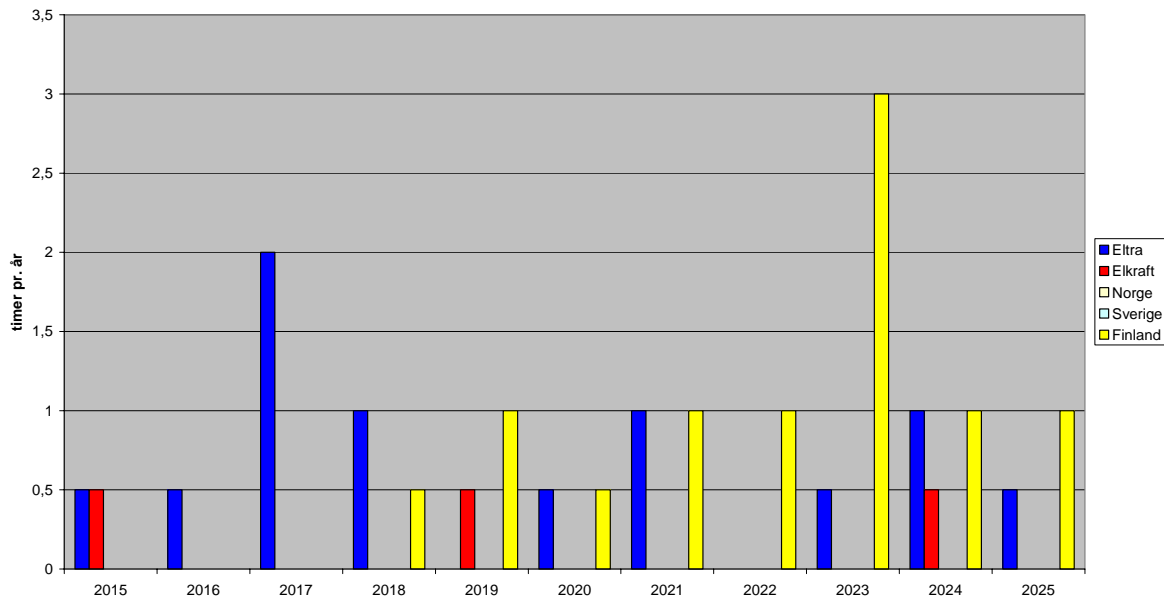
Der er på Ramses6 foretaget beregninger af LOLP (Loss-Of-Load-Probability), som er et mål for (1 – forsyningsikkerheden). Da Ramses6 kun regner på produktionsanlæggene og udlandsforbindelserne (og ikke på de interne net), er LOLP dog kun en indikator for en del af forsyningsikkerheden. Beregningerne er foretaget med stokastiske havarier og sæsonafhængige stokastiske revisioner²⁰ på perioden 2015-2025 med 1 times tidsskridt.

¹⁸ Beregnet med 3 timers tidsskridt. Ved beregning med 1 times tidsskridt kan antallet blive større.

¹⁹ Teknisk set vil en række møller blive koblet ud for at fastholde balancen i systemet.

²⁰ Dvs. med ”terningkast” i hvert tidsskridt for at afgøre, om de enkelte anlæg er til rådighed. Anlæg antages at kunne havarere med samme sandsynlighed hele året. Sandsynligheden for at et anlæg er ude til revision antages derimod sæsonafhængig.

Hyppigheden af effektmangel i normalår



Figur 9: Hyppighed af effektmangel i normalår, høj oliepris/høj kvotepris

I figur 9 ses det beregnede antal timer med utilstrækkelig elproduktionskapacitet i perioden 2015-2025. Beregningen indeholder statistisk usikkerhed på grund af forudsætningen om stokastiske havarier. Dvs. hvis beregningen blev gentaget, ville man ikke nødvendigvis få samme antal timer med effektmangel i samme områder. Hvert år er beregnet to gange, dvs. med 2 gange 8760 ”terningekast”.

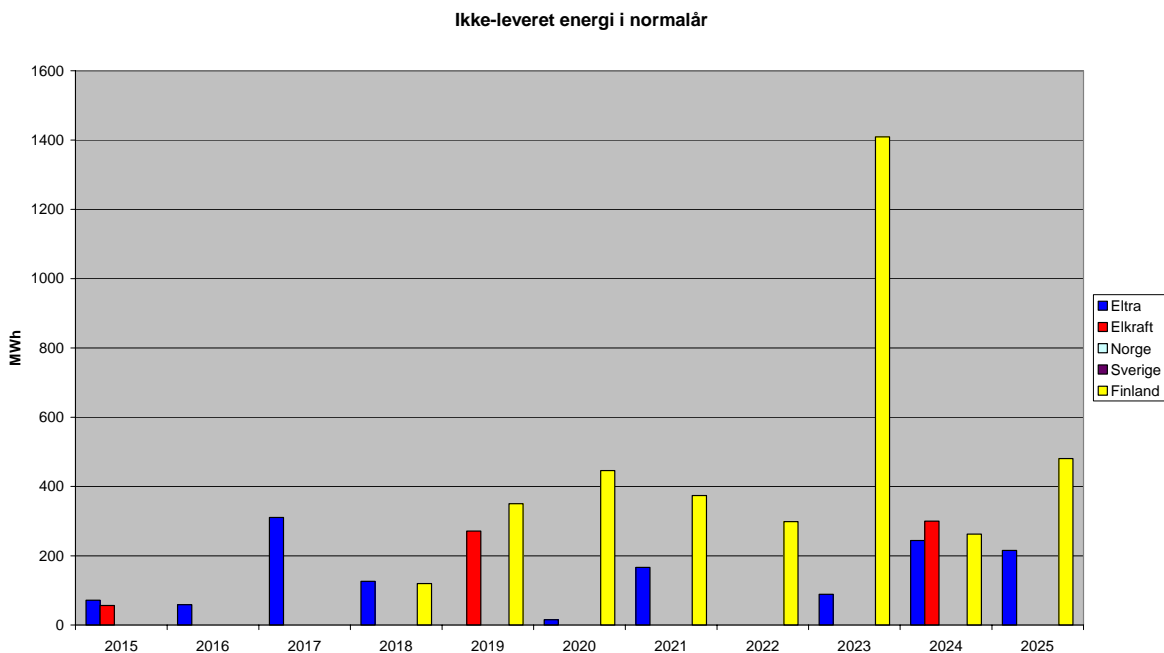
I forhold til basisfremskrivningen bliver investeringer, særligt i vindmøller, tidligere rentable, hvilket synes at udskyde forekomsten af effektmangel. Fra 2015-2025 forekommer der gennemsnitligt 0,7 timer årligt hvor der ikke er tilstrækkelig elkapacitet til at forsyne efterspørgslen i Vestdanmark. Fleksible mekanismer som prisfølsomt elforbrug vil her være helt afgørende for driften af systemet.

I Østdanmark optræder der kun sporadisk hændelser med effektmangel.

I Finland er hyppigheden af effektmangel på niveau med i Vestdanmark, formentlig som følge af afhængigheden af to store enheder: kernekraftreaktor og import fra Rusland, samt det, at begrænsede udlandsforbindelser gør at elprisen og dermed producenteres indtjeningsmuligheder bliver lavere i Finland end i de øvrige nordiske lande såfremt en større reservekapacitet opretholdes. Der er således ikke umiddelbart økonomi i flere investeringer (yderligere a-kraft er ikke vurderet).

I Norge og Sverige optræder der ikke effektmangel, analogt med analysen af basisfremskrivning. Vandkraftens fordeling på mange turbiner, der er antaget uafhængige mht. havari, og for Sverige også forsyningsveje til naboer er udslagsgivende for dette.

Beregningerne af sandsynligheden for effektmangel peger, usikkerheden taget i betragtning, på at forsyningssikkerheden vil være nogenlunde som for basisfremskrivningen. Større prisforskelle kan desuden være med til at udbrede fleksibelt elforbrug (forbrug med en større priselasticitet bliver aktiveret), hvilket vil forbedre forsyningssikkerheden.



Figur 10: Minimalskøn for ikke-leveret energi i normalår, høj oliepris/høj kvotepris

Som for basisfremskrivningen gøres der yderligere overvejelser om afbrydelsernes volumen og omkostninger. I figur 10 ses den beregnede ikke-leverede energi, dvs. forskellen mellem elforbruget og den effekt, der er til rådighed, summeret over alle tidsskridt.

Den ikke-leverede energi i figur 10 er et minimalskøn. Hvis eksempelvis effektmangelen i 2017 i Eltra medfører afbrud af hele elforsyningen i området, bliver den ikke-leverede energimængde langt større end de ca. 300 MWh - nemlig omkring 8000 MWh.

Såfremt den ikke-leverede energimængde værdisættes til 50.000 kr./MWh, vil en ikke-leveret energi på 300 MWh (Eltra i 2017) koste samfundet af størrelsesordenen 15 mio. kr. Dette beløb kan ikke begrunde væsentlige investeringer i forbedring af forsynings-sikkerheden. Hvis på den anden side effektmangelen medfører afbrud af hele elforsyningen i området, bliver samfundets tab omkring 400 mio. kr..

Konsekvenserne af en afbrydelse af forsyningen afhænger altså også i dette scenario af, i hvilket omfang afbrydelsen kan få et kontrolleret forløb.

Sammenfattende synes systemtilstrækkeligheden at være lidt dårligere end for basisfremskrivningen. Bedre udlandsforbindelser kan være med til at afhjælpe dette, hvilket undersøges efterfølgende.

Scenariet understøtter basisfremskrivningen i vurderingen af, at det ikke er oplagt, at forsynings-sikkerheden vil være acceptabel efter 2015. Der er derfor behov for at arbejde videre med spørgsmålet om hvorvidt og hvordan driften af et fremtidigt ”slankt” elsystem kan håndteres særligt med fokus for mulighederne for at indpasse vindkraft, evt. i samspil med fleksible elforbrug.

2.1.3.2 Muligheder for forbedret markedsfunktion

Øget overførselskapacitet mellem områderne i det nordiske elsystem

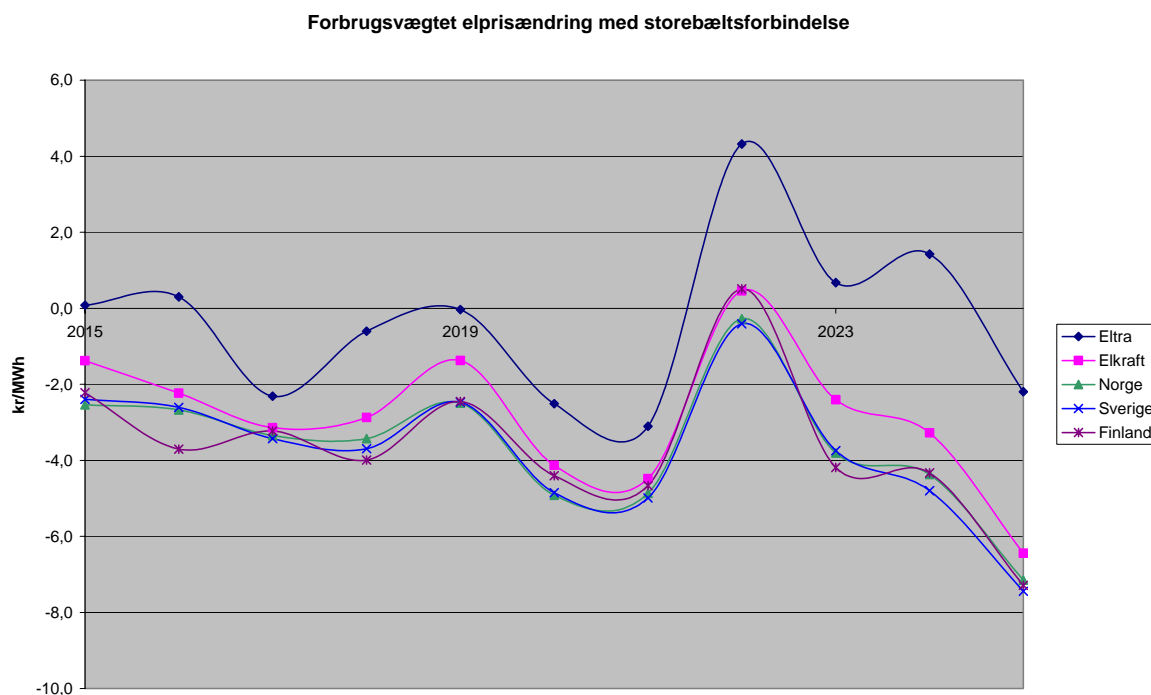
Den større andel af vindkraft øger risikoen for, at begrænsninger i overførselskapaciteten sætter konkurrencen på tværs af områderne i det Nordiske elsystem ud af funktion. Dette kan udnyttes af monopolister i de enkelte områder (en risiko der ikke er indeholdt i modellen, hvor alle markedsaktører forudsættes at handle ”ærligt”). Samtidig viste analysen af tilstrækkeligheden i elproduktionskapacitet, at denne kan være dårligere end for basisfremskrivningen. Det synes således oplagt at se nærmere på betydningen af en Skagerakforbindelse og en Storebæltsforbindelse i dette scenario.

Der er gennemført en beregning med en elektrisk Storebæltsforbindelse (SBF) på 600 MW for årene 2015-2025. Forbindelsen antages etableret på et vilkårligt tidspunkt inden 2015, og valget af denne betragtningsperiode begrundes med, at elproduktionssystemet her adskiller sig væsentligt fra basisfremskrivningen.

Beregningerne er gennemført med stokastiske havarier, hvilket medfører en statistisk usikkerhed. Til gengæld kan betydningen for forsyningsikkerheden undersøges med denne fremgangsmåde.

Storebæltsforbindelse:

Storebæltsforbindelsens betydning for elprisen er vist i figur 11. Tendensen er en faldende elpris i alle områder bortset fra i Vestdanmark, hvor prisen henimod slutningen af den betragtede periode endda synes at stige lidt, hvilket formodes at skyldes, at vindmøllestrømmen kan ”slippe ud” af området, hvorved timer med 0-pris undgås.



Figur 11: Ændringer i elprisen ved storebæltsforbindelse, høj oliepris/høj kvotepris

I basisfremskrivningen ses der også en stigning i den vstdanske elpris i årene 2015-2020.²¹ Forklaringen på denne forskel kan være, at betydningen af, at der i perioder kan slippe ekstra elektricitet fra kernekraft (og biomasse) ind i Vestdanmark, er større i høj-høj scenariet, idet prisforskellen er større. Desuden er udbudskurven generelt stejlere end for basisfremskrivningen som følge af de større marginalomkostninger til brændsel og kvoter, hvorved effekten af at undgå tidspunkter med områdeprisdannelse bliver større.

De økonomiske konsekvenser for elforbrugerne i Norden beregnes ud fra den forbrugsvægtede elpris og forbruget. Der ses i denne beregning bort fra ændringer i PSO-omkostninger, som følger af en større afsat mængde vindmølleelektricitet. De ekstra PSO-omkostninger er i hele den betragtede periode mindre end 10 mio. kr./år.

En elektrisk Storebæltsforbindelse effekt på konsumentbetalingen						
	Eltra	Elkraft	Norge	Sverige	Finland	I alt
År	mio.kr.	mio.kr.	mio.kr.	mio.kr.	mio.kr.	mio.kr.
2015	2	-23	-334	-366	-213	-934
2016	7	-37	-354	-399	-358	-1141
2017	-58	-53	-446	-528	-315	-1400
2018	-15	-49	-458	-571	-394	-1487
2019	-1	-24	-335	-383	-244	-986
2020	-65	-72	-662	-754	-441	-1995
2021	-81	-79	-655	-776	-469	-2061
2022	114	8	-37	-63	51	74
2023	18	-43	-513	-582	-423	-1543
2024	38	-59	-591	-748	-440	-1800
2025	-60	-118	-969	-1162	-744	-3052
Middel	-9	-50	-487	-576	-363	-1484

Tabel 6: Ændringer i konsumentbetaling som følge af storebæltsforbindelse, høj oliepris/høj kvotepris

Den samlede økonomiske gevinst for de nordiske elforbrugere ses af tabel 6. Mens forskellene mellem årene meget vel kan skyldes den statistiske usikkerhed ved beregningen med stokastiske havarier²², tegner der sig et tydeligt billede af at forbrugerne i Vestdanmark vil få en merudgift som følge af den højere elpris, mens elforbrugerne i de øvrige områder opnår en økonomisk gevinst.

En elektrisk Storebæltsforbindelse effekt på producentindtægten						
	Eltra	Elkraft	Norge	Sverige	Finland	I alt
År	mio.kr.	mio.kr.	mio.kr.	mio.kr.	mio.kr.	mio.kr.
2015	41	-24	-330	-398	-161	-872
2016	63	-20	-399	-441	-268	-1065
2017	-11	-44	-509	-553	-262	-1380
2018	38	-22	-501	-574	-331	-1390
2019	72	-21	-373	-431	-268	-1022
2020	-50	-70	-720	-702	-322	-1864
2021	-15	-52	-683	-828	-425	-2003
2022	159	34	-39	-64	80	170
2023	106	-25	-606	-583	-325	-1434

²¹ Basisfremskrivning af el- og fjernvarmeproduktion 2004-2025, Energistyrelsen, juni 2005

²² En usikkerhed der vil minimeres med antallet af kørsler.

2024	210	-45	-686	-731	-354	-1607
2025	82	-111	-1077	-1051	-690	-2847
Middel	63	-36	-539	-578	-302	-1392

Tabel 7: Ændringer i producentindtægt som følge af storebæltsforbindelse, høj oliepris/høj kvotepris

For producenterne er billedet noget anderledes. Her opnår de vstdanske producenter en gevinst. Særligt vindmøllejerne begunstiges ved scenariet, da antallet af timer med overløb af vindmølleelektricitet undgås. De østdanske, norske, svenske og finske producenter mister samlet set indtjening. Dette kan føre til færre investeringer i elproduktionskapacitet. Igen skal der tages forbehold for den statistiske usikkerhed.

Samlet driftsnytte af en elektrisk Storebæltsforbindelse						
	Eltra	Elkraft	Norge	Sverige	Finland	I alt
År	mio.kr.	mio.kr.	mio.kr.	mio.kr.	mio.kr.	mio.kr.
2015	39	-1	4	-32	52	62
2016	55	17	-45	-42	91	76
2017	47	9	-64	-26	53	20
2018	54	27	-43	-4	63	96
2019	73	3	-39	-48	-25	-35
2020	15	2	-58	53	120	131
2021	67	27	-28	-53	44	57
2022	45	26	-3	0	29	96
2023	88	18	-94	-1	98	109
2024	172	14	-95	16	86	193
2025	142	7	-109	110	54	205
Middel	72	13	-52	-2	60	92

Tabel 8: Direkte driftsnytte af storebæltsforbindelse, høj oliepris/høj kvotepris

Den samlede driftsnytte ved Storebæltsforbindelsen fremgår af tabel 8. Der skal findes økonomiske fordele på 90-100 mio. kr. per år for at tjene forbindelsen hjem. Ses der på Danmark isoleret synes forbindelsen at kunne balancere samfundsøkonomisk alene på grundlag af den direkte driftsnytte, der er væsentlig større end for basisfremskrivningen. Dertil kommer værdien af en forbedret forsyningssikkerhed. Antallet af timer med utilstrækkelig effekt i Vestdanmark reduceres således gennemsnitligt med 0,5 time/år i den betragtede periode. I Østdanmark er forbedringen mindre markant (0,1 time/år).

Den relativt dårlige økonomi for Sverige og specielt Norge i forhold til beregningerne for de øvrige scenarier kan skyldes at vandkraft i dette scenario ”mister” flere spidslasttimer.

Miljøeffekten er begrænset. For beskrivelse miljøforhold og af effekt på provenu og konkurrence henvises der til basisfremskrivningen.²³

En forbedret markedsfunktion, en forbedring af forsyningssikkerheden samt en stor økonomisk driftsnytte synes umiddelbart at tale for en etablering af Storebæltsforbindelsen i dette scenario.

²³ Basisfremskrivning af el- og fjernvarmeproduktion 2004-2025, Energistyrelsen, juni 2005

Andre forbindelser, som f.eks. en forstærket Skagerakforbindelse kunne også formodes at have en højere værdi i dette scenario relativt til basisfremskrivningen. Der er ikke udført beregninger af dette på det seneste modelgrundlag.

Fleksibel kapacitet og lagring

Variationen fra timerne med den laveste elpris til de med den højeste elpris er øget i forhold til basisfremskrivningen. Dette øger rentabiliteten i fleksibelt elforbrug, og sandsynligheden for at en større del af potentialet realiseres.

Mulighederne er nærmere analyseret i ”Energiteknologier – tekniske og økonomiske udviklingsperspektiver”.²⁴

2.1.4 Varmemarkedet frem mod 2025

De høje olie- og CO₂-kvotepriser sætter også deres præg på varmesektoren.

For den centrale fjernvarmeproduktion sker der et markant skift fra fossile brændsler til biomasse.

Den store vindmølleandel fortrænger til gengæld en del af kraftvarmeproduktionen, pga. perioder med kritisk eloverløb. Denne effekt vil mindskes ved investeringer i øget overførselskapacitet mellem områderne.

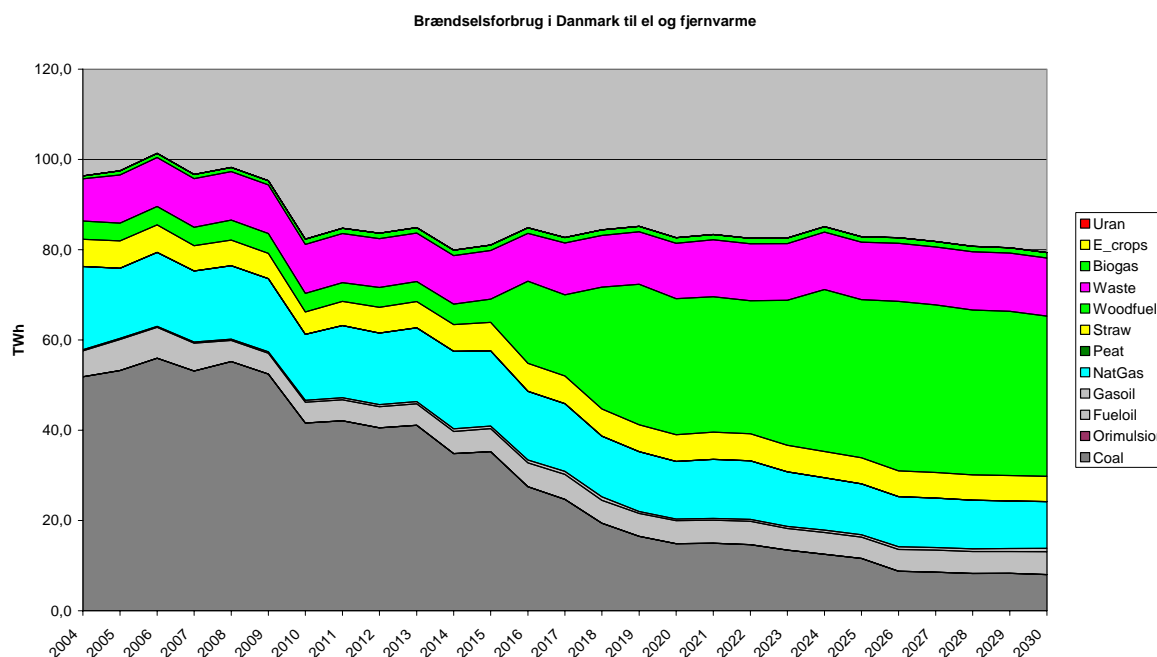
For de decentrale områder er udtjente værker som udgangspunkt forudsat erstattet med tilsvarende. Individuel varmforsyning og valget mellem dette og fjernvarme er nærmere beskrevet i ”Perspektiver for den danske varmforsyning frem mod 2025”.²⁵

2.1.5 Ressourcer

De lavere energipriser giver sig udslag i et højere energiforbrug end i basisfremskrivningen. Ressourceforbruget til den højere el- og varmeproduktion i Danmark er vist på figur 12.

²⁴ Energistyrelsen, juni 2005

²⁵ Energistyrelsen, juni 2005



Figur 12: Brændselsforbrug til el- og varmeproduktion i Danmark, høj oliepris/høj kvotepris

Brændselsforbruget reduceres væsentligt som følge af den større elproduktion fra vindmøller og i mindre grad som følge af en mindre eleksport. Det samlede brændselsforbrug er i perioden 2015-2025 gennemsnitligt 10 TWh/år lavere end i basisfremskrivningen. Kul- og naturgasforbruget reduceres væsentligt som følge af relativ dårligere konkurrenceforhold.

Træbrændsel kan i praksis fordele sig på flere typer biobrændsler. Forbruget af biomasse til el- og fjernvarmeproduktion er i 2025 øget med 31 TWh (113PJ) sammenlignet med 2004. Heri er ikke medregnet en mulig overgang til biomassekedler for (kraft)varmeanlæg med en kapacitet på mindre end 25 MW. Dertil kommer forbruget af biomasse til andre formål. Bl.a. synes det sandsynligt, at anvendelsen af biomasse til individuel opvarmning vil blive øget i dette scenario som følge af forbedrede konkurrenceforhold relativt til alternativerne.²⁶ Biobrændstoffer til transportformål er tæt på at være økonomisk konkurrencedygtige under scenariets rammebetingelser. En lidt større teknologisk udvikling end forudsat kan således gøre, at også transportsektoren vil lægge beslag på biomasse.

Det uudnyttede biomassepotentiale i Danmark vurderes at være omkring 66 PJ, hovedsageligt fordelt på råvarer til forgasning, samt halm²⁷.

En vækst i forbruget som i dette scenario vil således nødvendiggøre en rimelig stor import af biomasse. I dag er importen cirka 7 PJ, men potentialet fra bl.a. polske og russiske skove er stort. En stor vækst i efterspørgslen kan føre til stigende priser, især hvis biomasseforbruget øges i samme omfang i hele Europa/Verden. En del af biomassens indtægter på markedsvilkår skyldes dog afgiftsfordele ifm. varmeproduktion, og der kan således ikke direkte drages paralleler til andre lande. En øget udnyttelse af biomassen i polske og

²⁶ Perspektiver for den danske varmeforsyning frem mod 2025, Energistyrelsen, juni 2005

²⁷ Sammenfattende baggrundsrapport for Energistrategi 2025, Energistyrelsen, juni 2005

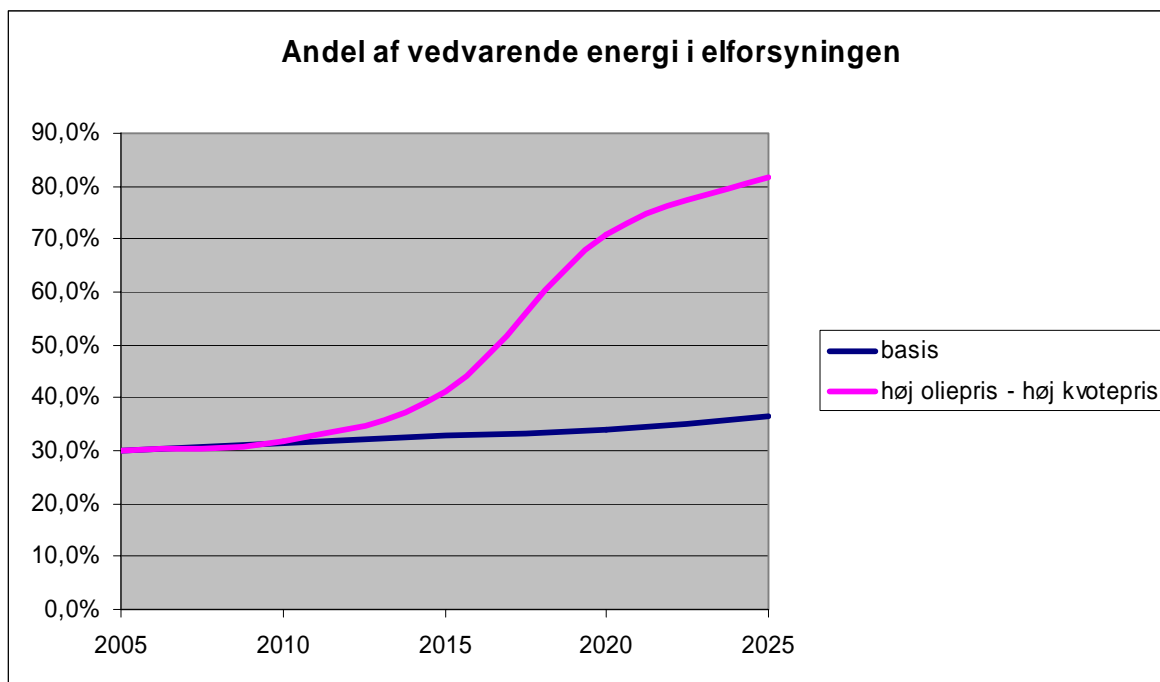
russiske skove vil muligvis sænke produktionsomkostningerne som følge af stordriftsfordele.

Det kan dog ikke udelukkes, at høje priser på fossile brændsler og en deraf følgende global efterspørgsel på biomasse bevirker at prisen på træpiller, der er den lettest håndterbare handelsvare af biobrændsler, vil stige. En højere træpillepris end forudsat kan føre til, at en del af forbruget erstattes med kul.

Et andet potentielt problem ved en så markant anvendelse af biomasse er logistikken omkring indskibning af brændsel. Energitætheden i træpiller er lavere end i de konkurrerende brændsler, og et kraftværk, der fyrer med biomasse, vil derfor alt andet lige lægge beslag på mere havnetid end et kraftværk fyret med kul. Der kan således være behov for tiltag som eksempelvis udbygning af havnekapaciteten omkring kraftværkspladserne.

2.1.5.2 VE-el i Danmark

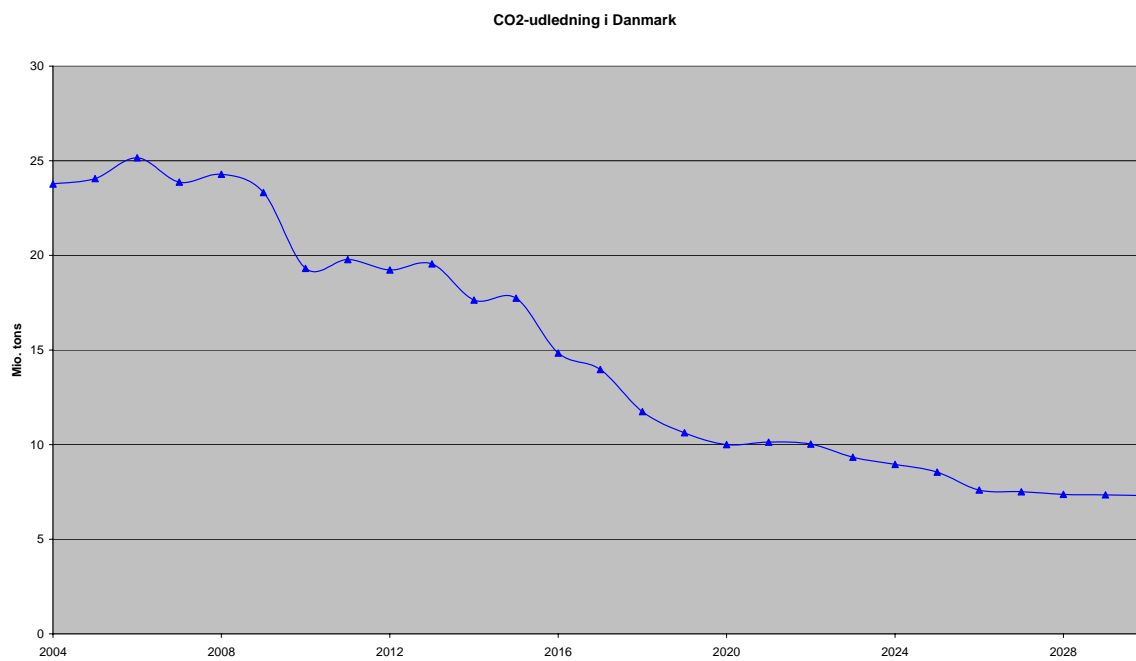
Andelen af den danske elproduktion, som er baseret på vedvarende energi, ses i figur 13. VE-el består af vindkraft, biomasse, bionedbrydeligt affald (80% af affaldets energimængde er antaget bionedbrydeligt), solceller og vandkraft. Fra 2015 og frem ses der en klar stigning af andelen af vedvarende energi i den danske elproduktion, og i 2025 er mere end 80 procent af elektriciteten baseret på vedvarende energi.



Figur 13: VE-andel i den danske elforsyning, høj oliepris/høj kvotepris

2.1.6 Miljø

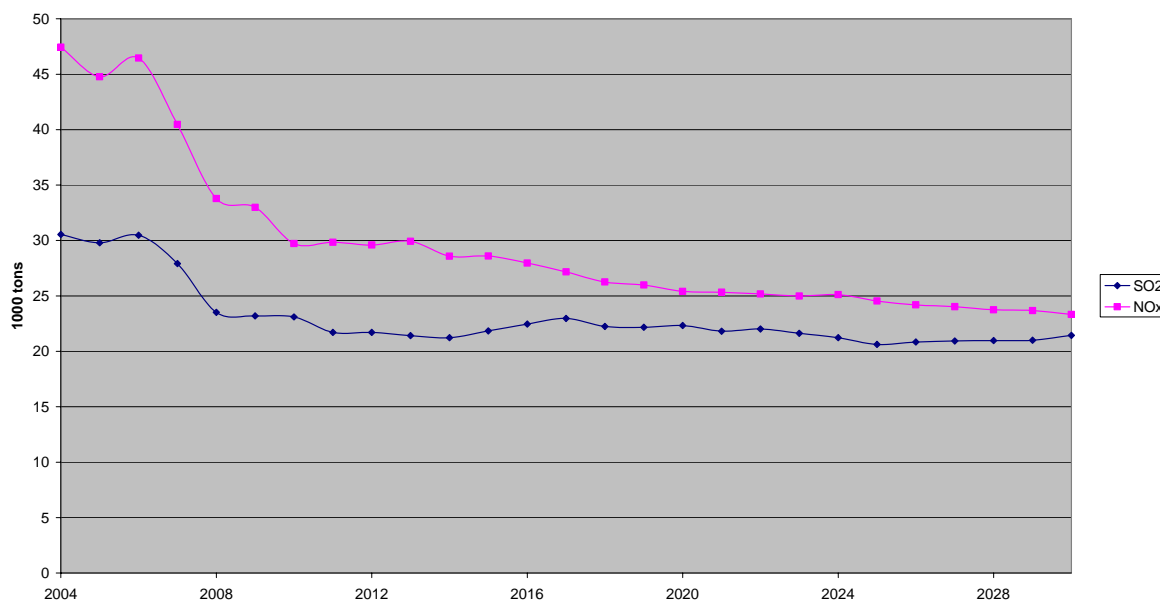
Brændselskiftet til biomasse og den store vindmøllekapacitet gør at CO₂-emissionen falder betragteligt (figur 14).



Figur 14: CO₂-emission fra dansk el- og varmeproduktion, høj oliepris/høj kvotepris

I 2025 er den samlede CO₂-udledning fra el- og varmesektoren i Danmark således kun 8 mio. tons. Det er væsentligt at bemærke at dette alene er et udtryk for virkningen af kvoteprisen. Der er ikke taget stilling til hensigtsmæssig fordeling af kvoter.

SO₂- og NO_x-udledning i Danmark



Figur 15: SO₂ og NO_x-emission fra dansk el- og varmeproduktion, høj oliepris/høj kvotepris

Emissionerne af NO_x og SO₂ falder ikke i samme grad (figur 15). Udledningen af SO₂ er stort set som i basisfremskrivningen og for NO_x er den kun lidt mindre end i basisfremskrivningen. Den positive effekt af et mindre brændselsforbrug modvirkes af højere emissionsfaktorer fra biomasseværkerne sammenlignet med naturgasværkerne i basisfremskrivningen.

Ændring i emissioner i forhold til basis			
	SO ₂ [1000 t]	NO _x [1000 t]	CO ₂ [mio t.]
2015	-1,03	-4,98	-5,42
2016	-1,89	-4,04	-7,82
2017	-0,85	-3,45	-7,12
2018	-0,82	-3,38	-8,59
2019	-0,39	-2,64	-9,46
2020	0,10	-2,61	-9,34
2021	0,17	-2,03	-8,73
2022	0,54	-1,89	-8,52
2023	0,16	-1,14	-8,46
2024	0,24	-1,44	-9,95
2025	0,31	-1,20	-9,36

Tabel 9: Emissioner relativ til basisfremskrivningen ved høj oliepris/høj kvotepris

I tabel 9 ses de relative ændringer i emissionerne i forhold til basisfremskrivningen.

2.1.7 Infrastruktur m.v.

Også planmæssigt stiller scenariet krav, der adskiller sig fra basisfremskrivningen. Udbygningsplanen forudsætter bl.a. at der findes egnede lokaliteter til 4200 MW havvindmøller. Elinfrastrukturen skal desuden indenfor hvert område udbygges, således at vindkraften kan indpasses.

Potentialet for udbygning med møller på havet er senest vurderet i ”Havmølle-handlingsplan for de danske farvande”, juni 1997. Ved udbygning på vanddybder op til 15 m vurderes det i denne plan, at der realistisk set kan udbygges med godt 12.000 MW. Nyere vurderinger tyder på, at der er et behov for justering af det samlede potentiale i forhold til de havområder, der indgik i handlingsplanen. På den ene side betyder en revurdering af sejlads- og naturbeskyttelsesinteresser, at der må ses bort fra områder der er medtaget i planen. På den anden side er det med de nye store vindmøller realistisk, at der kan være et udbygningspotentiale i områder med vanddybder på mere end 15 m.

En forstærkning af forbindelserne til naboområderne og mellem Øst- og Vestdanmark synes at have en væsentlig positiv indvirken på forsyningssikkerheden. Der er gennemført analyser på en Storebæltsforbindelse. Udover at mindske problemer med effektmangel i systemet, giver den en betydelig økonomisk gevinst for de danske elforbrugere samt for producenter i Vestdanmark (vindmølleejere) der mere end opvejer et tab for de østdanske producenter.

2.1.8 Økonomiske betragtninger

Biomasseværker og vindmøller er relativt investeringstunge teknologier. Udbygningsplanen forudsætter derfor væsentligt mere investeringskapital end basisfremskrivningen, hvor hovedvægten af investeringerne er i gaskapacitet. De løbende udgifter til brændsel vil til gengæld være væsentlig mindre, end hvis der under disse forudsætninger var investeret i gaskraftværker. Dette ændrer dog ikke ved, at der er behov for en stor mængde risikovillig kapital.

Den lille benyttelsestid og den gennemsnitligt høje pris på de norske kondensværker kunne tale for investeringsmæssigt billigere løsninger som gasturbiner el.lign. til gengæld for lidt højere marginale omkostninger. I tilfældet, hvor forbindelser til Norge forstærkes (Skagerak) falder indtjeningen for de Norske producenter i en sådan grad, at det synes sandsynligt, at der i dette område vil blive investeret mindre end i den præsenterede udbygningsplan. Til gengæld forbedres rentabiliteten for producenterne i Danmark.

Også i Danmark kunne gasturbiner (evt med bioforgasning) el.lign. tænkes benyttet i sammenhæng med en neddimensionering af biomassekraftvarmeværkerne.

De større samlede tilskud til vindkraft vil være en samfundsøkonomisk omkostning. I modsat retning tæller det, at der ikke skal uddeles gratis kvoter til ny kapacitet. Med et lavere CO₂-udslip fra el- og varmesektoren vil Danmark i sidste ende skulle købe færre kvoter udenlands (eller kunne sælge kvoter).

2.1.9 Opsummering

Med høje priser på fossile brændsler såvel som på CO₂-priser, tyder analyserne af de forskellige investeringsmuligheder på, at der vil blive opført biomassefyret kraftvarmekapacitet, at havvindmøller vil blive opført i det omfang de teknisk-økonomisk kan indpasses i elsystemet, mens der kun i begrænset omfang vil blive opført gasfyret kondenskapacitet.

Et sandsynligt udbygningsforløb viser, at der i perioden 2011-2030 i Danmark bliver opført ca. 2300 MW_{el} biomassefyret kraftvarmekapacitet og 4200 MW havvindmøller.

Udbygningsforløbet og rammebetingelserne resulterer i elpriser på Nordpool der fra et niveau omkring 26 øre/kWh i 2005 stiger til ca. 39 øre/kWh i 2017 og derefter falder og stabiliserer sig omkring 36 øre/kWh.

Høje brændselspriser og kvotepriser medfører en mange investeringer i kapacitet, hvilket gør at reservekapaciteten falder lidt langsommere end i basisfremskrivningen. Såfremt gamle værker holdes i reserve i hele deres tekniske levetid, er der således tilsyneladende et større kapacitetsoverskud i systemet. Vindmøllerne bidrager dog ikke i samme grad til forsyningssikkerheden, og der er således relativt til basisfremskrivningen færre timer med utilstrækkelig elkapacitet i Danmark.

Vindmøllernes bidrag til forsyningssikkerheden vil kunne forbedres ved en større spredning mellem de Nordiske elområder eller ved forstærkede forbindelser mellem områderne.

Samfundsøkonomien for en Storebæltsforbindelse ser rimelig ud i dette scenario, den mindsker problemer med områdefærdig prisdannelse, med deraf følgende risiko for udøvelse af monopolmagt og medvirker til en øget forsyningssikkerhed.

Den danske CO₂-udledning fra elsektoren vil i dette scenario være reduceret til 8 mio. tons i 2025, mens udledningen af NO_x og SO₂ vil falde mindre markant og vil nogenlunde som i basisfremskrivningen ligge på omkring 25.000 henholdsvis 21.000 tons i 2025.

Den store reduktion i CO₂-udledningen fra el- og varmesektoren vil gavne samfundsøkonomien i og med, at der skal købes færre kvoter i udlandet når det samlede regnskab gøres op. Der er heller ikke som i de øvrige scenarier forudsat en væsentlig uddeling af gratis kvoter til ny kapacitet.

Udbygningsplanen forudsætter bl.a., at der findes egnede lokaliteter til havvindmølleparker med en samlet kapacitet på 4200 MW. Elinfrastrukturen skal indenfor hvert område udbygges således at vindkraften kan indpasses. Dette vil nødvendiggøre investeringer i infrastruktur.

Desuden skal et årligt forbrug på over 40 TWh biomasse (2025) dækkes. Scenariet nødvendiggør således en rimelig stor import af biomasse, hvorimod olie- og gasforbruget er væsentlig mindre end i basisfremskrivningen.

Udbygningen med biomassefyrede kraftvarmeværker er forholdsvis fleksibel i forhold til udviklingen i brændsels- og kvotepriser, idet værkerne må antages at kunne skifte til alternative brændsler, f.eks. kul.

Det markante forbrug af biomasse er til gengæld ret følsomt overfor ændringer i rammebetingelserne. En lavere CO₂-pris kan føre til et øget kulforbrug som scenariet med høje oliepriser kombineret med lave CO₂-priser illustrerer (Scenario 4). Det samme billede vil tegne sig, såfremt kulprisen stiger mindre end forudsat relativt til olieprisen og/eller såfremt biomasseprisen stiger som følge af øget efterspørgsel. En mindre afgiftsfordel til biomassen ved kraftvarmeproduktion vil ligeledes gøre brændslet mindre attraktivt. På den anden side vil en beslutning om også at tildele gratiskvoter til biomassefyrede værker, eller ikke at uddele gratiskvoter til fossilt fyrede værker, stille biomassen bedre i konkurrencen.

2.2 Scenario 2: Lav olie- og CO₂-pris

2.2.1 Introduktion

En afmatning i den globale økonomi kunne udgøre rammebetingelserne for dette scenario. De nuværende høje oliepriser tænkes at afføde kraftig aktivitet indenfor olieefterforskning og udbygning i en række regioner, og hvis afmatningen indtræffer, flyder oliemarkedet derfor over med olie. OPEC samarbejdet kunne tænkes at være svagt, og storproducenter som Saudi Arabien ønsker at fastholde høj markedsandel. Den globale økonomiske afmatning sætter ind samtidig med, at nye klimamål for perioden efter 2012 skal besluttes, hvilket kan tænkes at føre til en svækket global opbakning til ambitiøse målsætninger reduktion af CO₂-udslippet.

Global afmatning og begrænset klimaindsats

Beskrivelse	Baggrund
Lav oliepris – falder til 20 \$/td.	<ul style="list-style-type: none">- lav global vækst- svagt OPEC-samarbejde, storproducenter med lave omkostninger vil fastholde markedsandel
Lav CO ₂ -kvotepris – forbliver på 50 kr/ton.	<ul style="list-style-type: none">- mindre ambitiøse klimamål- lav økonomisk vækst medfører ”købers marked” i handel med kvoter

De øvrige energipriser i scenariet bestemmes ud fra de beskrevne antagelser om sammenhænge i prisudvikling:

Energiprodukt	Råoliepris, CIF	Kulpris, CIF	Naturgaspris, CIF	Halmpris an kraftværk,	Træflispris an kraftværk,	Træpillepris an kraftværk,
2002-kr./GJ	21,26	9,43	17,65	31,70	31,00	40,60

Tabel 10: Brændselspriser, lav oliepris

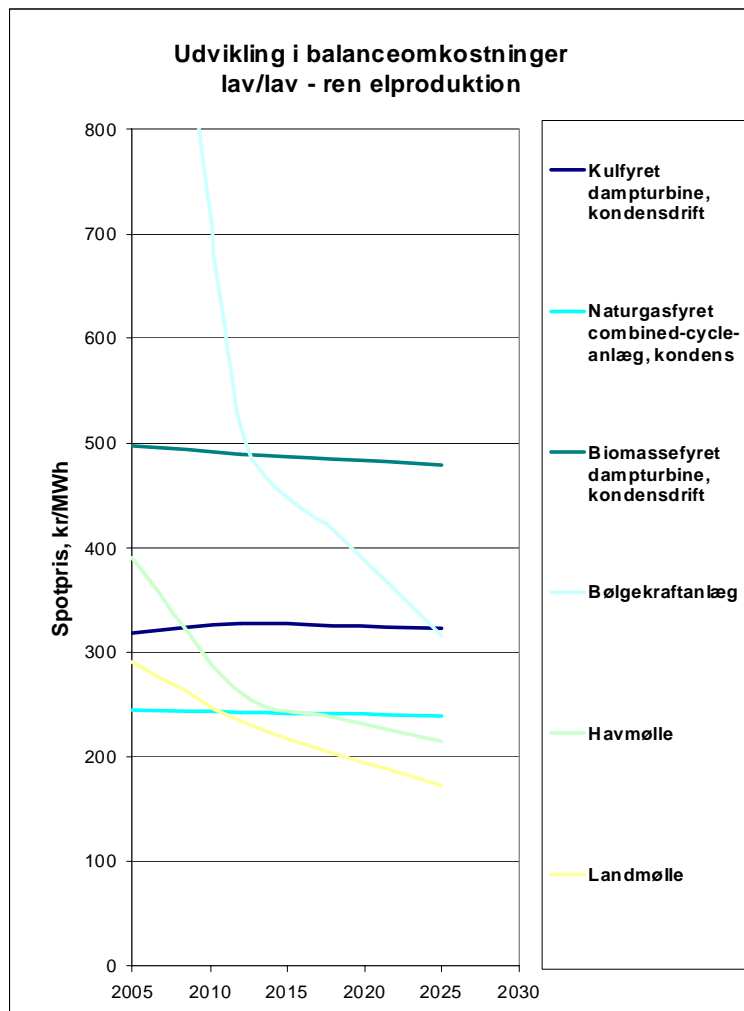
For naturgas regnes der med et transporttillæg på 2,9 kr/GJ til centrale værker og for kul tillægges håndteringsomkostninger på 0,5 kr/GJ. For decentrale værker regnes naturgassen at være 1,52 gange dyrere end for centrale værker ud fra en antagelse om uændrede transportomkostninger i forhold til basisfremskrivningen.

2.2.2 Ny kapacitet

For tiden frem til 2010 anvendes samme forudsætninger i alle scenarier. Disse findes i beskrivelsen af basisfremskrivningen. Herefter foretages der udelukkende kommercielt rentable investeringer (jf. kapitel 1).

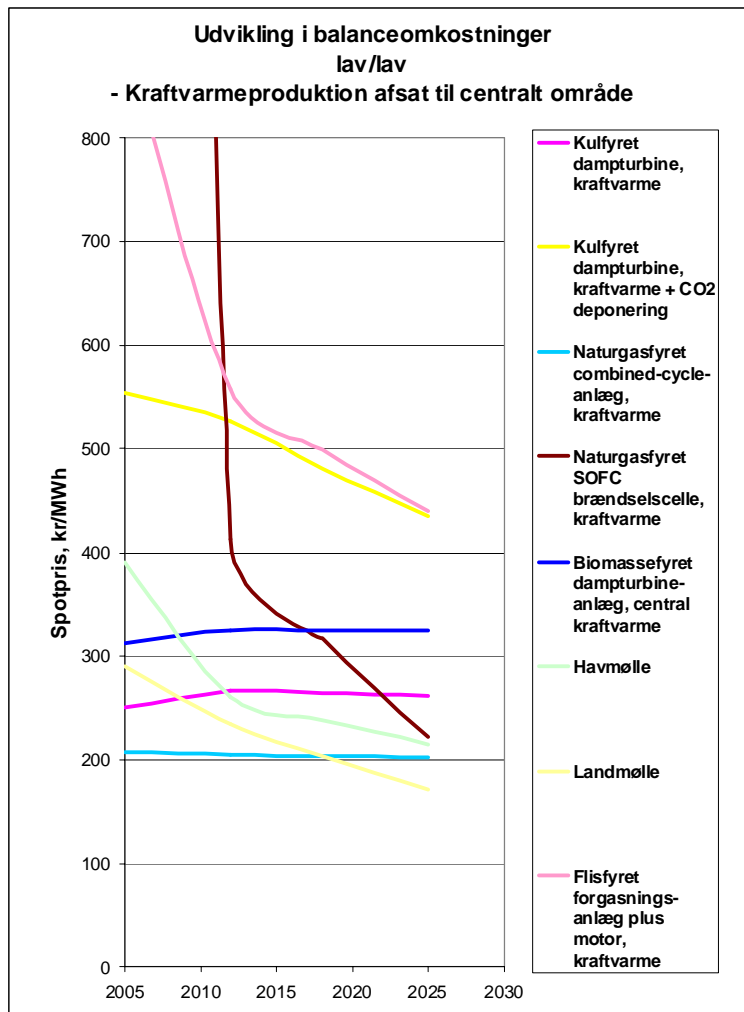
2.2.2.1 Langsigtede marginalomkostninger

I figur 16 sammenlignes de langsigtede balanceomkostninger for teknologier der udelukkende producerer elektricitet (jf. afsnit 1.7).



Figur 16: Balanceomkostninger, elproduktion, lav oliepris/lav kvotepris

De lave priser på fossile brændsler og på CO₂-udledning betyder, at et gasfyret combined-cycle anlæg er den teknologi der med ren elproduktion balancerer for investorerne ved den laveste spotpris. Landmøller bliver i løbet af perioden (omkring 2012) konkurrencedygtige, men potentialet er begrænset. Havmøller synes under disse rammebetingelser ikke at kunne vinde indpas før sidst i perioden.



Figur 17: Balanceomkostninger, elproduktion på kraftvarmeverk, lav oliepris/lav kvotepris

I det omfang der er mulighed for at afsætte varmen, vil samproduktion af el og varme på et gasfyret combined-cycle anlæg være den teknologi, der giver de laveste balanceomkostninger for elsalget, bortset fra landvindmøller (figur 17). Varmesalget forbedrer værkernes økonomi betydeligt, hvorfor det desuden er sandsynligt, at elkapaciteten i videst muligt omfang opføres i forbindelse med fjernvarmenet.

I Norge er fjernvarmemarkedet begrænset. Til gengæld forventes der en lavere gaspris, hvorfor det er sandsynligt, at der opføres kondenskapacitet.

2.2.2.2 Forbrug

Elprisen vil på sigt afspejle de langsigtede marginalomkostninger ved at opføre ny kapacitet. Elprisen vil således stige til omkring 22-23 øre i 2017 og stabilisere sig omkring dette niveau.

På basis af denne elpris, de øvrige energipriser i scenariet samt kvotepriserne laves der vha. EMMA-modellen en fremskrivning af energiforbruget frem mod 2030.

<i>PJ</i>	<i>EMMA ekskl. Transport</i>			<i>Transport</i>	<i>Sum</i>
	<i>El</i>	<i>Øvrig</i>	<i>I alt</i>		
<i>Lav oliepris/lav kvotepris</i>	159	359	517	265	782
<i>Basis</i>	156	351	507	259	766

Tabel 11: Forbrugsfremskrivning – lav oliepris/lav kvotepris

Den endelige forbrugsfremskrivning for scenariet der her er angivet, er fremkommet efter iterationer med elprisen beregnet med RAMSES.

Det antages, at elforbruget i det øvrige Norden påvirkes på samme måde som i Danmark af de ændrede rammebetingelser. Fjernvarmeforbruget i Sverige varieres på tilsvarende vis, mens det ikke ændres i Norge og Finland (jf. tidligere).

2.2.2.3 Investeringsforløb

De økonomiske betragtninger viser, at investeringsbetingelserne i forhold til basisfremskrivningen primært adskiller sig ved at havvindmøllerne først meget sent i perioden bliver konkurrencedygtige.

De beregnede omkostninger ved elproduktion på naturgasværker er så meget lavere end for de øvrige termiske værker, at det i dette scenario synes sandsynligt at der udelukkende vil blive opført gasfyret kapacitet. Dette underbygges af at investeringer i gaskraftværker kræver et relativt lille kapitalindskud, hvorfor risikoen forbundet med ændringer i energi- og CO₂-priser reduceres.

Desuden antages der levetidsforlængelse for de samme kulfyrede værker som i basisfremskrivningen, da marginalomkostningen ved elproduktion på disse vil være relativt lav.

I tilfælde af, at det for enkelte kraftvarmeområder ikke er muligt at anvende naturgas som følge af manglende transmissionsnet (og manglende økonomi i etableringen af et sådant), vil der sandsynligvis blive opført kulkraft.

Et ønske om risikospredning samt inddækning mod stigninger i CO₂-pris og gaspris kunne føre til enkelte investeringer i vindmøller. Sandsynligheden for, at der investeres i vindmøller, øges i slutningen af perioden, da omkostningerne for vindmøller antages at blive reduceret relativt mere end for gaskraftværker. Med lave energipriser og CO₂-priser og deraf manglende lyst til at investere er der dog risiko for, at teknologiudviklingen forsinkes, idet der ikke løbende opføres havvindmølleparker til udbygning af erfaringsgrundlaget. Det kan dog ikke udelukkes, at fortsat aktivitet i den øvrige del af verden sikrer teknologiudviklingen.

Et sandsynligt investeringsforløb for produktionskapacitet i det nordiske elsystem opstilles i en iterativ proces. Dette investeringsforløb betegnes for lav/lav scenariet i det følgende som UPS2 (tabel 12).

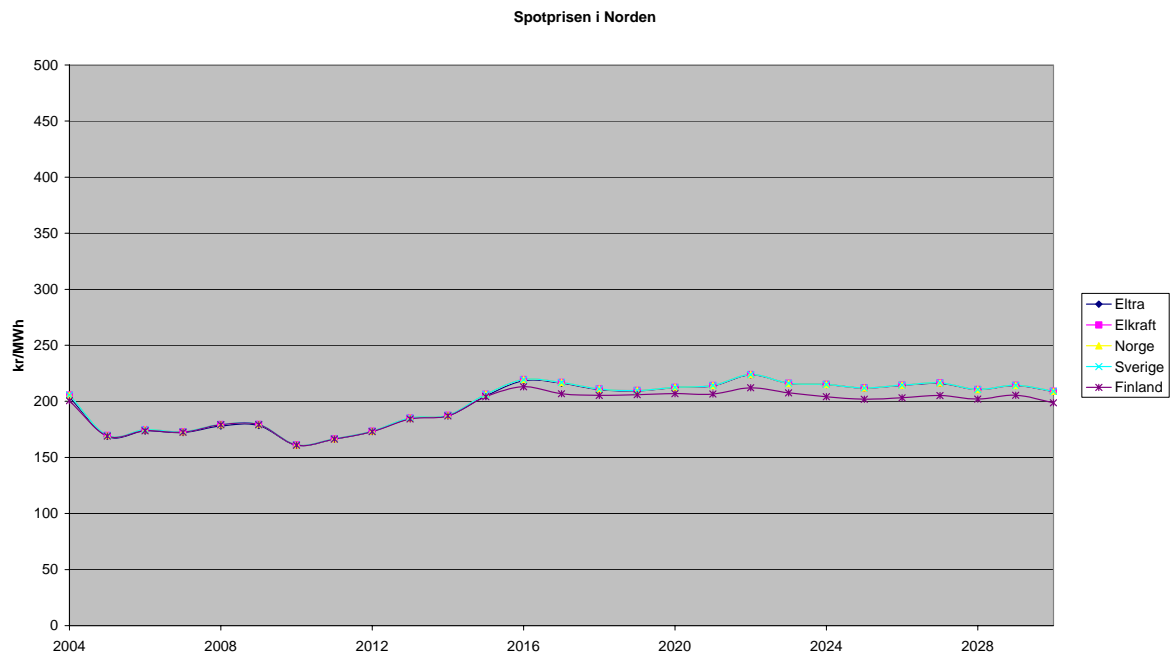
UPS2 - Udbygningsplan for lav/lav					
	Eltra	Elkraft	Norge	Sverige	Finland
2011					
2012					
2013					
2014			G		
2015					2G
2016	G(Odense)	G(KBH) + R(Kalundborg)	G	G + R	2G
2017			G	G	2G
2018	R(Randers§)			2G + R	G
2019	G(Århus)		M	G + M	R
2020	RÅrhus)				G
2021	M		G	G	G
2022				2G	G
2023	R(Esbjerg) + G(Herning§)	M		G	
2024		G(KBH)	G+M	4G + M	G + R
2025				G + R	R
2026	G(Ålborg)	G(KBH)		3G	G
2027	M				
2028				G	
2029			M		R
2030		M		M	G + R

Tabel 12: Udbygningsplan for scenario 2 (UPS2) for ny kapacitet. G = Gasfyret combined cycle, 400 MW, R = renoveret, nyere kulfyret værk. M = havmøllepark, 200 MW. Norge antages at udbygge med kondens, resten med kraftvarme. (§) Anlæggene i Randers og Herning antages at være på 136 hhv. 156 MW (dimensioneres efter varmekonsumet).

UPS2 indebærer udbygning med 7 nye gaskraftværker i Danmark, 5 i Norge, 18 i Sverige og 13 i Finland frem til 2030. Disse er dels erstatningskapacitet for skrottede værker, dels for at dække stigende elforbrug. Desuden udbygges der efter 2019 med 4 havmølleparker i Danmark, 3 i Norge og 3 i Sverige.

2.2.3 Elmarkedet frem mod 2025

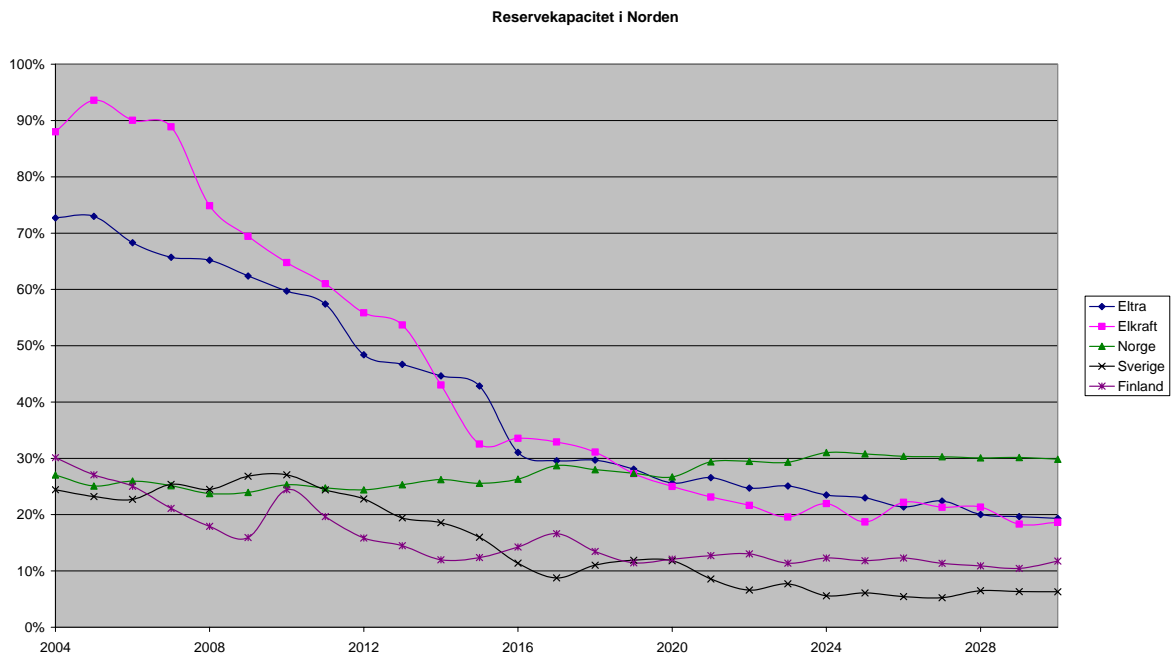
Elprisen på Nordpools spotmarked er i begyndelsen af den betragtede periode for lav til, at det er privatøkonomisk rentabelt at opføre ny elproduktionskapacitet. Det må derfor ventes, at reserveeffekten i de nordiske lande falder, i takt med at ældre anlæg skrottes. Når reservekapaciteten falder, stiger elprisen (spotprisen) på Nordpool. Denne stigning fortsætter frem til ca. 2017. Omkring eller lige før dette tidspunkt - ved en elpris på ca. 22 øre/kWh - bliver det i denne fremskrivning attraktivt at opføre ny kapacitet på markedsvilkår.



Figur 18: Spotprisen i Norden – lav oliepris/lav kvotepris

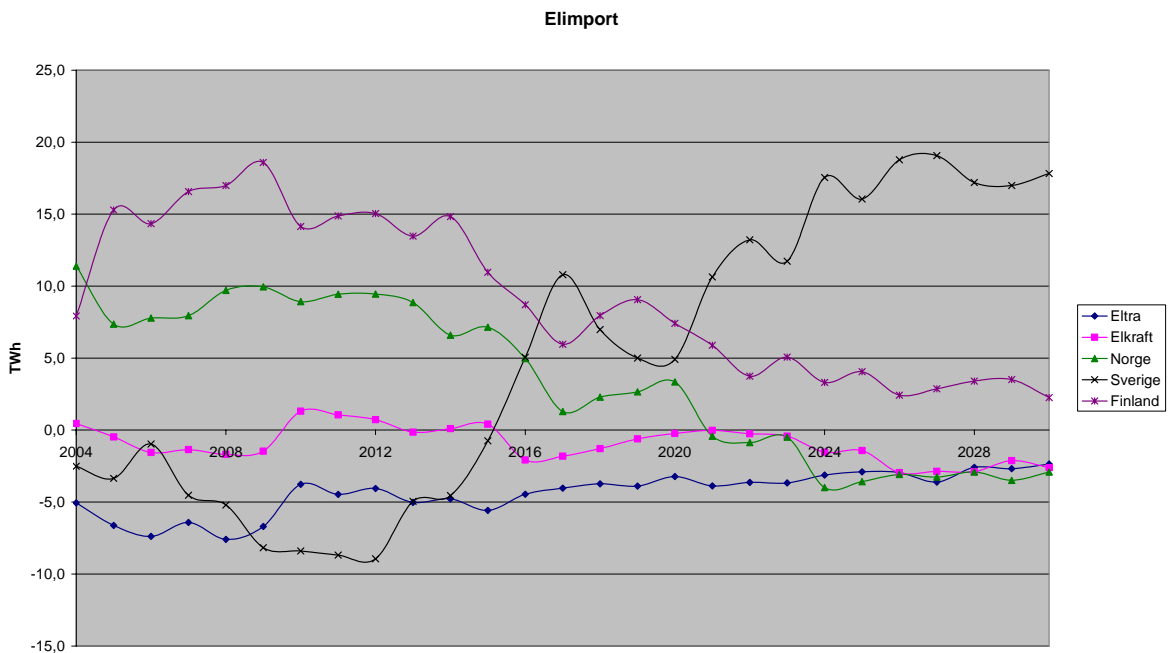
Elprisen vil som følge af lavere brændselspriser og CO₂-kvotepriser være lavere end i basisfremskrivningen. Formen af prisindsvinget vil være nogenlunde som for basis. Investeringer bliver først rentable lige omkring 2016, hvorefter elprisen ligger på et nogenlunde konstant niveau omkring 22 øre/kWh.

Når elprisen er oppe på et niveau, hvor det bliver rentabelt at investere, vil reserveeffekten stabilisere sig – men på et væsentligt lavere niveau end i dag. Dog kan lave elpriser, der følger af rammebetingelserne, gøre, at investeringerne bliver foretaget sent, og at forsyningsikkerheden dermed forringes.



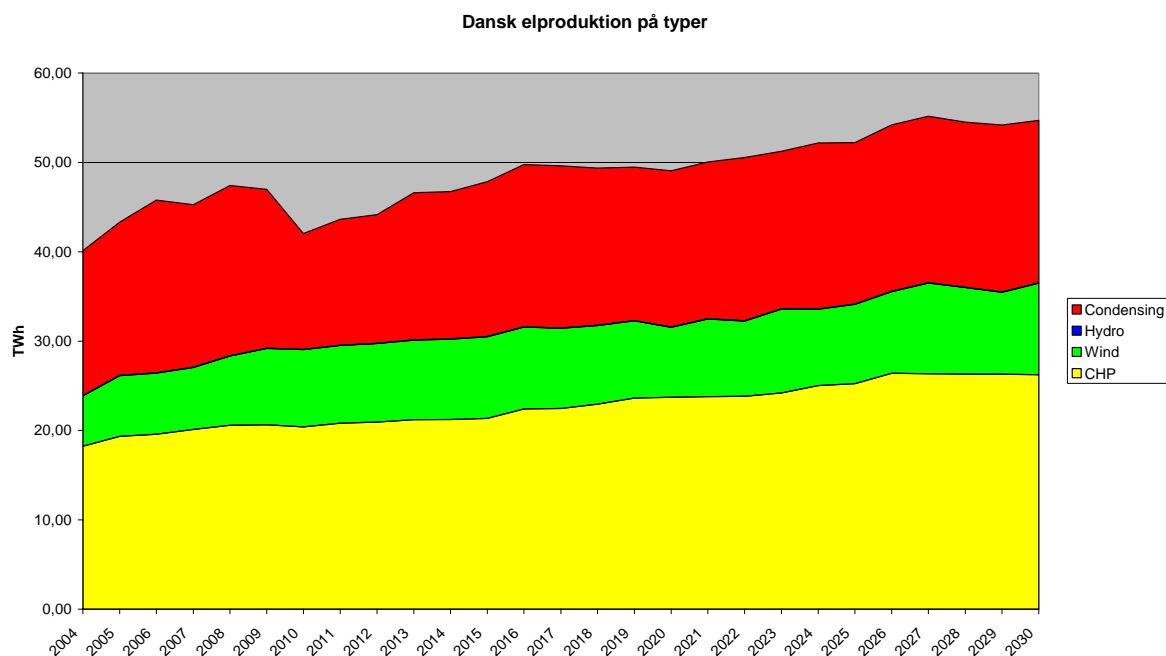
Figur 19: Reservekapacitet i Norden – lav oliepris/lav kvotepris

For Sverige bemærkes det, at reservekapaciteten bliver yderligt reduceret omkring 2020-2025 (figur 19). Dette skyldes udfasning af de sidste kernekraftværker, og at gasprisen antages at blive højere i Sverige som følge af et større behov for investeringer i infrastruktur. En del af det svenske effektbehov dækkes ved import fra bl.a. Danmark (figur 20).



Figur 20: Eludveksling – lav oliepris/lav kvotepris

Det er igen væsentligt at bemærke, at den skitserede udbygningsplan kun er et af mange mulige forløb.



Figur 21: Dansk elproduktion fordelt på hovedtyper – lav oliepris/lav kvotepris

Den samlede danske elproduktion er stigende, hvilket primært skyldes et stigende forbrug, men også dækker over en mindre stigning i eleksporten. Kraftvarmeandelen øges som følge af en større elvirkningsgrad i nye værker samt i mindre grad et let stigende varmegrundlag. (Figur 21)

Ændring i produktion i forhold til basis [TWh]				
	Kraftvarme	Vind	Kondens	Elimport
2015	0,85	-0,76	2,52	-2,3
2016	1,41	-1,53	2,65	-2,1
2017	0,57	-1,53	5,08	-3,6
2018	0,53	-2,29	5,61	-3,3
2019	0,46	-2,29	3,10	-0,6
2020	1,23	-3,06	3,63	-1,1
2021	1,35	-3,06	4,09	-1,6
2022	1,43	-3,06	5,20	-2,8
2023	1,70	-2,29	5,93	-4,6
2024	1,62	-3,82	4,21	-1,3
2025	1,81	-3,82	5,32	-2,7

Tablet 13: Elproduktion – lav oliepris/lav kvotepris relativ til basisfremskrivningen

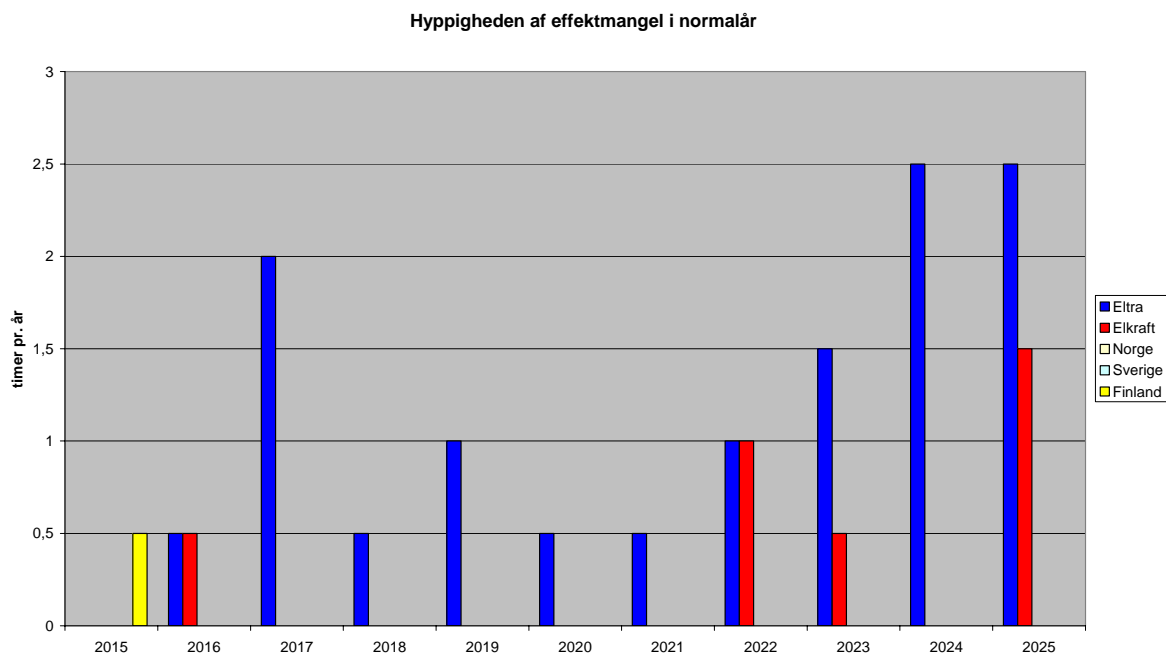
I tabel 13 ses ændringen i produktionen fra kraftvarme, vind og kondens i Danmark i forhold til basisfremskrivningen. Den mindre vindkraft erstattes til dels af kraftvarmeproduktion. Fjernvarmeforbruget antages at stige som følge af lavere priser.

Kondensproduktionen stiger også og bidrager til at dække et større elforbrug og en større eksport end i basisfremskrivningen.

Også brændsels sammensætningen ændres således, at en stor del kul erstattes med naturgas. Brændselsforbruget i el- og varmesektoren præsenteres i afsnit 2.2.5.

2.2.3.1 Analyse af forsynings sikkerheden

Elsystemet i scenario 2 adskiller sig fra basisfremskrivningen, ved det at en væsentlig lavere elpris mindsker omfanget af investeringer i vindmøller. De lave elpriser gør også, at indtjeningen fra elsalg relativt til investeringsbehovet vil være mindre. Brændselsudgifterne vil naturligvis også være mindre ligesom udgifterne til CO₂-kvoter, men det beregningstekniske tilskud til ny kapacitet i form af kvoter vil da også have en lavere værdi end i basisscenariet. Der synes således at være en forøget risiko for, at investeringerne kommer for sent set i forhold til et ønske om en tilstrækkelig produktionskapacitet.



Figur 22: Hypigheden af effekt mangel i normalår, lav oliepris/lav kvotepris

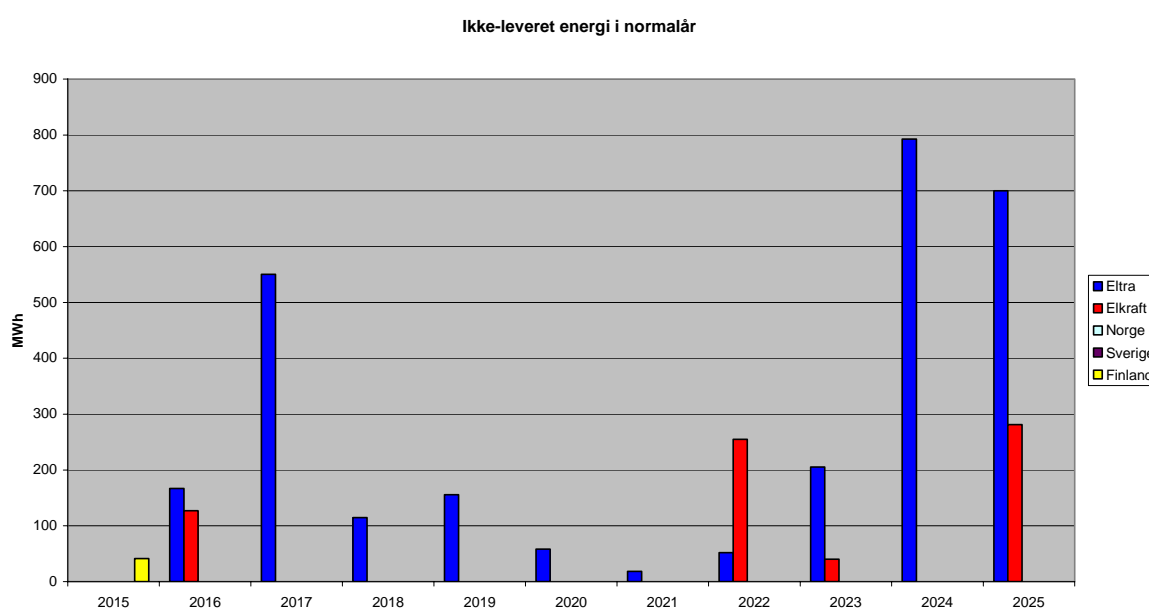
I figur 22 ses det beregnede antal timer med utilstrækkelig elproduktionskapacitet i perioden 2014-2020. Beregningen indeholder statistisk usikkerhed på grund af forudsætningen om stokastiske havarier. Dvs. hvis beregningen blev gentaget, ville man ikke nødvendigvis få samme antal timer med effekt mangel i samme områder. Hvert år er beregnet to gange, dvs. med 2 gange 8760 ”terningekast”.

Fra 2016 og frem forekommer der gennemsnitligt 1,1 timer årligt, hvor der ikke er tilstrækkelig elkapacitet til at forsyne efterspørgslen i Vestdanmark. Fleksible mekanismer som prisfølsomt elforbrug vil her være helt afgørende for driften af systemet.

I Østdanmark er hypigheden af hændelser med utilstrækkelig effekt noget mindre, gennemsnitligt 0,3 timer/år.

Der er synes således, når der ses på Danmark isoleret, at være flere hændelser med effektmangel end i scenario 1. I Finland ses der til gengæld kun en hændelse med effektmangel i hele perioden. Det synes således sandsynligt, at det i et vist omfang er en tilfældig skævhed i udbygningsplanen, der gør, at hændelserne med effektmangel næsten udelukkende indtræffer i Danmark. Samlet set vurderes beregningerne derfor ikke at kunne påvise en betydelig yderligere forringelse af forsyningssikkerheden i forhold til basisfremskrivningen.

I Norge og Sverige optræder der ikke effektmangel, analogt med analysen af basisfremskrivning. Vandkraftens antagne fordeling på mange uafhængige turbiner, og for Sverige også forsyningsveje til naboer, er udslagsgivende for dette.



Figur 23: Minimalskøn for ikke-leveret energi i normalår, lav oliepris/lav kvotepris

Heller ikke analyserne af afbrydelsernes volumen tyder på, at lave oliepriser og CO₂-kvotepriser vil have negativ betydning i forhold til tilstrækkeligheden i produktionskapacitet. Såfremt et ”slankt” elsystem kan håndteres, vil den ikke leverede energimængde de fleste år være yderst begrænset. Såfremt der kan aktiveres fleksible forbrug, vil problemet kunne reduceres yderligere.

2.2.3.2 Muligheder for forbedret markedsfunktion

Øget overførselskapacitet mellem områderne i det nordiske elsystem

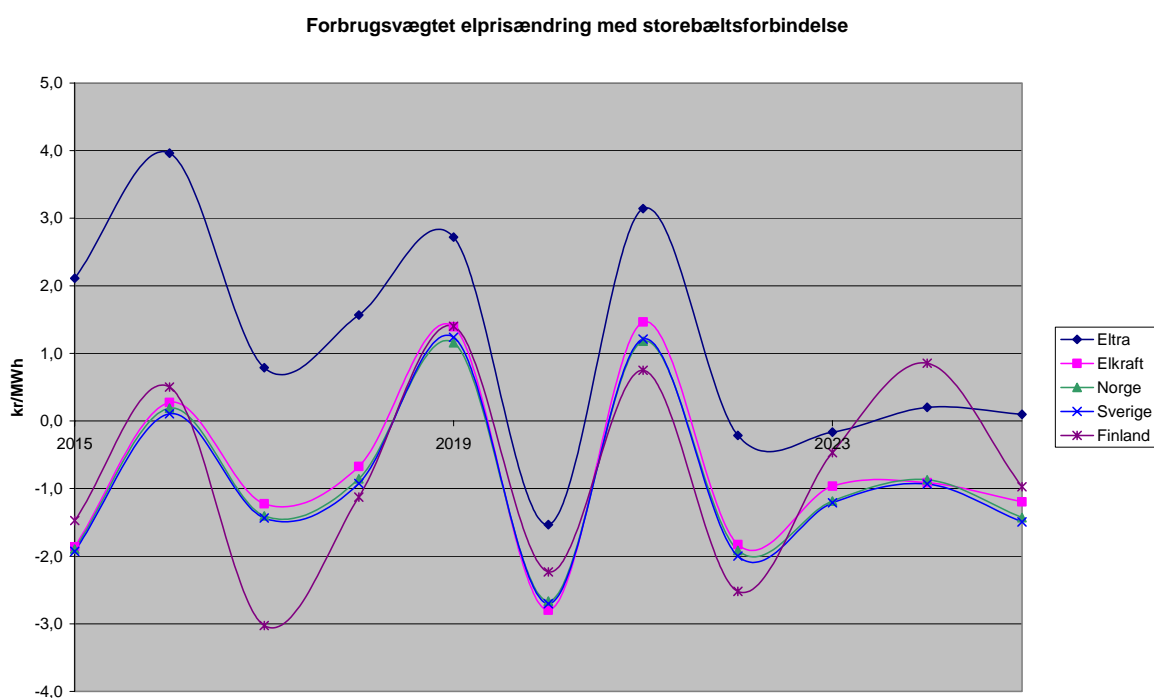
Scenariet er i forhold til basisfremskrivningen kendetegnet ved en lavere andel af vindkraft. Dette vil intuitivt mindske risikoen for at begrænsninger i overførselskapaciteten gør at billig elektricitet fra vindmøller ikke kan slippe ud af landet. Dermed kan den økonomiske værdi af en Storebæltsforbindelse reduceres. Ved at undersøge hvorvidt dette er tilfældet fås et billede af hvor robust investeringen i en Storebæltsforbindelse er i tilfælde af at vindmølleudbygningen stagnerer.

Der er gennemført en beregning med en elektrisk Storebæltsforbindelse (SBF) på 600 MW for årene 2015-2025. Forbindelserne antages etableret på et vilkårligt tidspunkt inden 2015.

Beregningerne er gennemført med stokastiske havarier, hvilket medfører en statistisk usikkerhed. Til gengæld kan betydningen for forsynings sikkerheden undersøges med denne fremgangsmåde.

Storebæltsforbindelse:

Storebæltsforbindelsens betydning for elprisen er vist i figur 24. Tendensen er en faldende elpris bortset fra i Vestdanmark, hvor prisen synes at stige lidt. Dette er analogt med basisfremskrivningen²⁸ og stigningen i den vestdanske elpris må formodes at skyldes at vindkraften bedre kan "slippe ud" af området.



Figur 24: Ændringer i elprisen ved storebæltsforbindelse, lav oliepris/lav kvotepris

De økonomiske konsekvenser for elforbrugerne i Norden beregnes ud fra den forbrugsvægtede elpris og forbruget.

En elektrisk Storebæltsforbindelse effekt på konsumentbetalingen						
År	Eltra mio.kr.	Elkraft mio.kr.	Norge mio.kr.	Sverige mio.kr.	Finland mio.kr.	I alt mio.kr.
2015	54	-32	-259	-305	-146	-688
2016	102	5	26	17	51	201
2017	21	-21	-195	-230	-308	-734
2018	42	-12	-119	-149	-116	-355
2019	73	25	163	202	146	609

²⁸ Basisfremskrivning af el- og fjernvarmeproduktion 2004-2025, Energistyrelsen, juni 2005

2020	-42	-51	-377	-441	-235	-1146
2021	87	27	168	198	80	559
2022	-6	-34	-272	-327	-268	-907
2023	-5	-18	-168	-198	-50	-439
2024	6	-17	-124	-153	91	-197
2025	3	-23	-204	-245	-104	-573
Middel	30	-14	-124	-148	-78	-334

Tabel 14: Ændringer i konsumentbetaling som følge af storebæltsforbindelse, høj oliepris/høj kvotepris

Den samlede økonomiske gevinst for de nordiske elforbrugere ses af tabel 14. Mens forskellene mellem årene meget vel kan skyldes den statiske usikkerhed ved beregningen med stokastiske havarier²⁹, tegner der sig et tydeligt billede af at forbrugerne i Vestdanmark vil få en merudgift som følge af den højere elpris, mens elforbrugerne i det øvrige Norden opnår en økonomisk gevinst.

En elektrisk Storebæltsforbindelse effekt på producentindtægten						
År	Eltra mio.kr.	Elkraft mio.kr.	Norge mio.kr.	Sverige mio.kr.	Finland mio.kr.	I alt mio.kr.
2015	95	-39	-229	-242	-182	-598
2016	131	0	19	22	67	238
2017	51	-3	-203	-244	-318	-718
2018	43	-5	-117	-160	-102	-342
2019	71	26	173	188	102	561
2020	-16	-44	-383	-400	-224	-1066
2021	75	9	194	170	78	526
2022	9	-23	-283	-330	-263	-890
2023	-7	-22	-161	-178	-35	-403
2024	2	-14	-112	-115	105	-133
2025	12	-41	-202	-229	-84	-545
Middel	42	-14	-119	-138	-78	-306

Tabel 15: Ændringer i producentindtægt som følge af storebæltsforbindelse, høj oliepris/høj kvotepris

For producenterne er billedet noget anderledes. Her opnår de veldanske producenter en gevinst. Der synes således med den valgte udbygningsplan at opstå en række situationer med fyldte udlandsforbindelser fra Vestdanmark. Dette kan skyldes en tilfældig skævhed i udbygningsplanen. De østdanske, norske, svenske og finske producenter mister samlet set indtjening.

Igen skal der tages forbehold for den statistiske usikkerhed.

Samlet driftsnytte af en elektrisk Storebæltsforbindelse						
År	Eltra mio.kr.	Elkraft mio.kr.	Norge mio.kr.	Sverige mio.kr.	Finland mio.kr.	I alt mio.kr.
2015	41	-7	30	63	-36	90
2016	28	-5	-8	5	17	37
2017	31	18	-9	-14	-10	15
2018	2	7	2	-11	14	13
2019	-2	1	10	-13	-44	-48
2020	26	8	-6	41	11	80

²⁹ En usikkerhed der vil minimeres med antallet af kørsler.

2021	-12	-18	26	-28	-2	-34
2022	15	11	-11	-2	4	17
2023	-2	-4	8	20	14	36
2024	-3	4	11	38	14	64
2025	9	-18	2	16	20	29
Middel	12	0	5	10	0	27

Tabel 16: Direkte driftsnytte af storebæltsforbindelse, høj oliepris/høj kvotepris

Den samlede driftsnytte ved Storebæltsforbindelsen fremgår af tabel 16. Den er væsentlig mindre end for basisfremskrivningen³⁰ og synes ikke alene at kunne retfærdiggøre investeringen.

Problemer med utilstrækkelig effekt i Vestdanmark reduceres til gengæld markant, til under 0,2 time/år i den betragtede periode. En Storebæltsforbindelse bidrager således til en markant forbedring af forsyningssikkerheden. Dertil kommer en række miljøgevinster samt værdien af en forbedret markedsfunktion, der ikke indgår i den ovenstående vurdering af den direkte driftsnytte.

2.2.4 Varmemarkedet frem mod 2025

Heller ikke i varmesektoren har de lave energi- og CO₂-priser nogen voldsom effekt set i forhold til basisfremskrivningen.

Den væsentligste forskel i centrale områder ligger i den større kraftvarmeproduktion som følger af at der er mindre vindkraft i systemet.

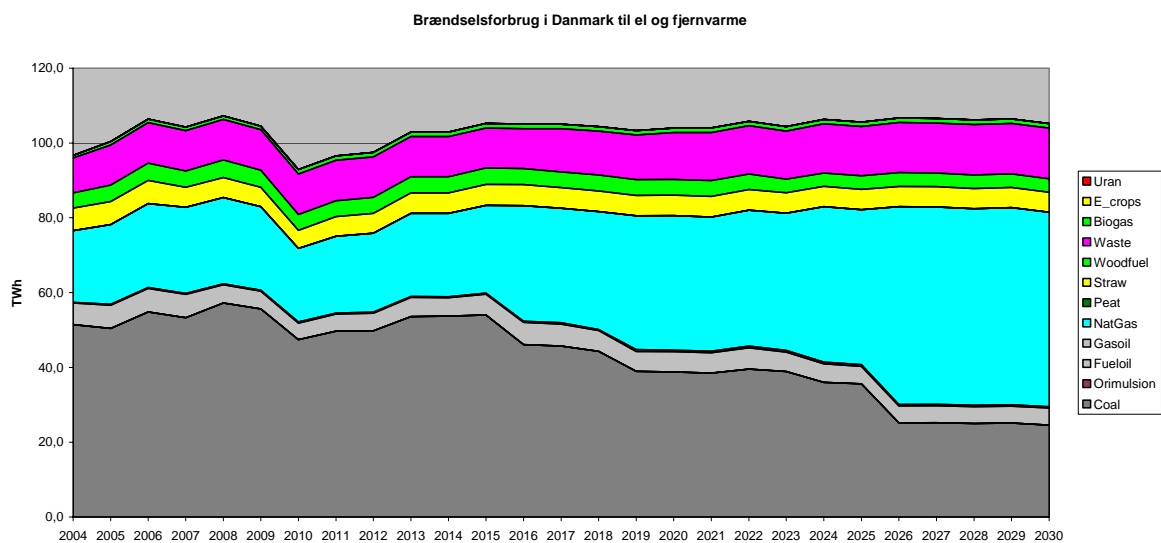
For de decentrale områder er udtjente værker som udgangspunkt forudsat erstattet med tilsvarende. Med lave olie-/gaspriser og lave elpriser vil det være vanskeligt at skabe god økonomi i et kraftvarmeverk set i forhold til ren varmeproduktion.

Individuel varmeforsyning og valget mellem dette og fjernvarme er nærmere beskrevet i ”Perspektiver for den danske varmeforsyning frem mod 2025”.

2.2.5 Ressourcer

De lavere energipriser giver sig udslag i et højere energiforbrug end i basisfremskrivningen. Ressourceforbruget til den højere el- og varmeproduktion i Danmark er vist på figur 25.

³⁰ Basisfremskrivning af el- og fjernvarmeproduktion 2004-2025, Energistyrelsen, juni 2005



Figur 25: Brændselsforbrug til el- og varmeproduktion i Danmark, lav oliepris/lav kvotepris

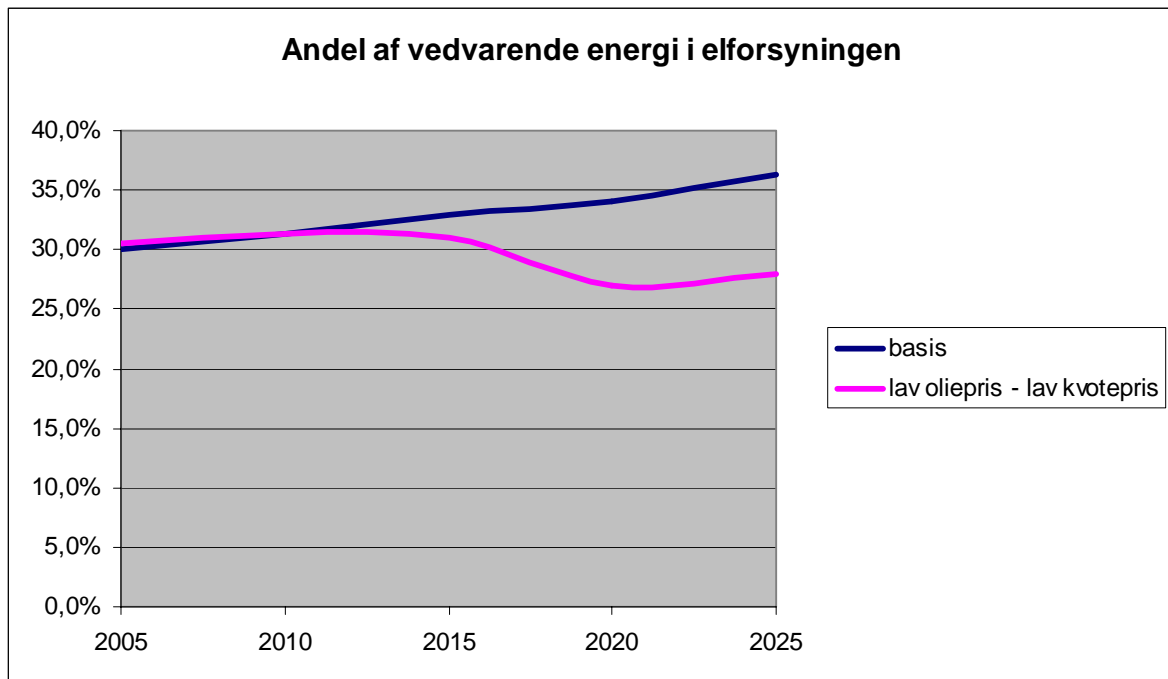
Et stigende forbrug opvejes af en forbedret effektivitet i kraftvarmeverkerne. Brændselsforbruget er dog højere end i basisfremskrivningen. Det samlede brændselsforbrug er i perioden 2015-2025 gennemsnitligt 12 TWh/år højere end i basisfremskrivningen. Naturgasforbruget stiger væsentligt. I forhold til basisfremskrivningen ses der et noget højere kulforbrug, primært som følge af den lavere kvotepris, mens der som følge af relativ dårligere konkurrenceforhold anvendes lidt mindre biomasse.

Som i basisfremskrivningen vil der komme et stort pres på naturgasnettet som følge af brændselsskiftet. I 2023 er forbruget i el- og varmesektoren således mere end fordoblet i forhold til 2004 og er 40 TWh. I 2026 er forbruget yderligere vokset til 53 TWh naturgas per år.

Der vil således være behov for en stor import af naturgas enten via røret eller i form af LNG. LNG kan dog få svært ved at konkurrere ved så lave priser, idet transportomkostningerne vil veje relativt tungere.

2.2.5.2 VE-el i Danmark

Andelen af den danske elproduktion, som er baseret på vedvarende energi, ses i figur 26. VE-el består af vindkraft, biomasse, bionedbrydeligt affald, solceller og vandkraft.

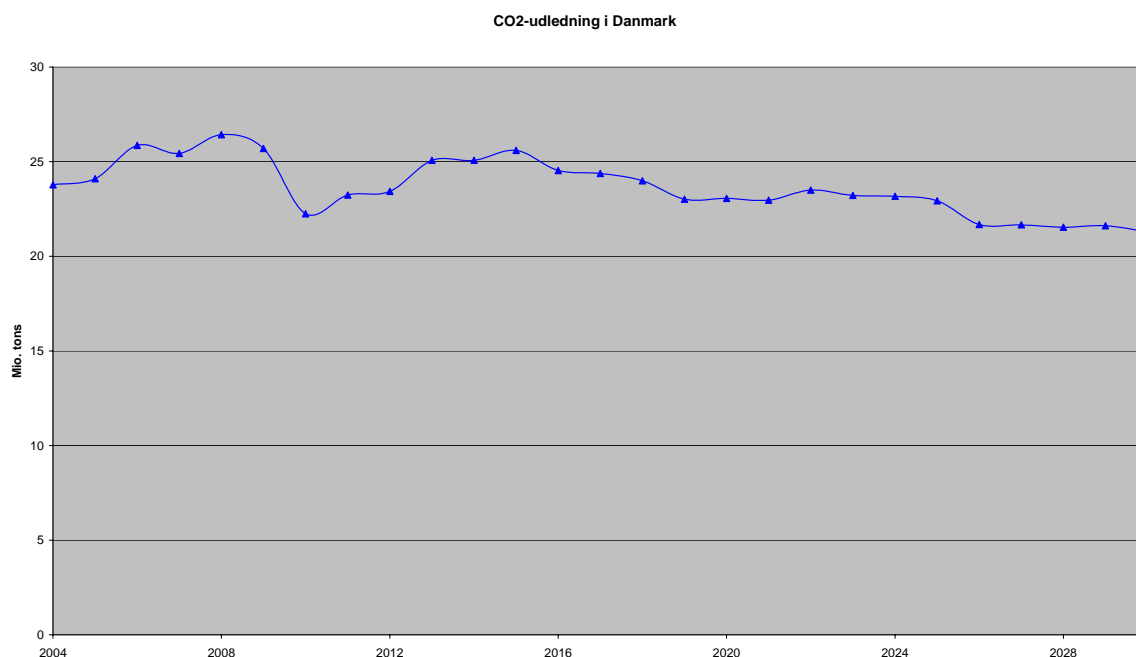


Figur 26: VE-andel i den danske elforsyning, lav oliepris/lav kvotepris

Frem til 2010 er mængden og andelen af vedvarende nogenlunde som i basisfremskrivningen, hvilket er forventeligt, idet der kun foretages enkelte investeringer. Fra 2015-2020 falder mængden og dermed andelen af vedvarende energi som følge af, at der ikke investeres i vindmøller i samme takt, som de nedtages. Fra 2020-2025 er rentabiliteten i investeringer i vindmøller iflg. forudsætningsgrundlaget relativt bedre, og mængden af vedvarende energi er i 2025 lidt større end i 2015. Som følge af samtidig vækst i forbruget er den procentuelle andel af elproduktionen, der udgøres af vedvarende energi, dog lavere i 2025 end i 2015.

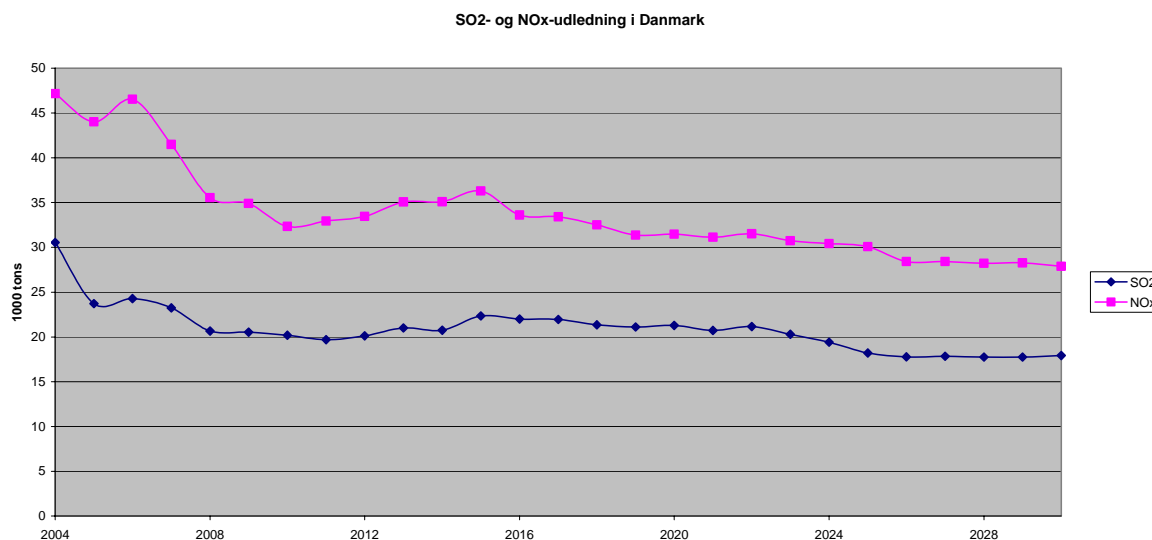
2.2.6 Miljø

Brændselsskiftet fra kul til naturgas gør, at CO₂-emissionen per MWh reduceres væsentligt.



Figur 27: CO₂-emission fra dansk el- og varmeproduktion, lav oliepris/lav kvotepris

Den samlede reduktion er ikke så markant, idet produktionen af el og i mindre grad varme øges. CO₂-emissionen er højere end i basisfremskrivningen, primært som følge af den mindre vindmøllekapacitet. Det er igen væsentligt at bemærke at dette alene er et udtryk for virkningen af kvoteprisen. Der er ikke taget stilling til hensigtsmæssig fordeling af kvoter.



Figur 28: SO₂ og NO_x-emission fra dansk el- og varmeproduktion, lav oliepris/lav kvotepris

I tabel 17 ses de relative ændringer i emissionerne i forhold til basisfremskrivningen. Emissionerne af SO₂ falder mere end i basisfremskrivningen. Dette skyldes den større kraftvarmeproduktion, der fortrænger fjernvarmekedler uden afsvovlningsanlæg. En del af den ekstra elproduktion kommer fra mindre decentrale enheder, hvilket, på trods af at

kedeldrift undgås, i kombination med en større elproduktion samlet betyder en større udledning af NO_x end i basisfremskrivningen.

Ændring i emissioner i forhold til basis			
	SO ₂ [1000 t]	NO _x [1000 t]	CO ₂ [mio t.]
2015	-0,53	2,73	2,44
2016	-2,35	1,62	1,87
2017	-1,88	2,81	3,28
2018	-1,73	2,86	3,67
2019	-1,43	2,74	2,94
2020	-0,95	3,46	3,72
2021	-0,91	3,77	4,10
2022	-0,34	4,46	4,95
2023	-1,18	4,61	5,42
2024	-1,57	3,86	4,26
2025	-2,11	4,33	5,04

Tabel 17: Emissioner relativ til basisfremskrivningen ved lav oliepris/lav kvotepris

2.2.7 Infrastruktur m.v.

Planmæssigt stiller scenariet krav, der ligner dem fra basisfremskrivningen. Presset på naturgasinfrastrukturen bliver dog endnu større som følge af et større forbrug.

Udbygningsplanen indeholder færre havvindmølleparker og der er længere tid til at finde egnede lokaliteter. Desuden vil der være et mindre behov for netforstærkninger.

2.2.8 Økonomiske betragtninger

Det mindre samlede tilskud til vindkraft vil være en samfundsøkonomisk gevinst, der kommer forbrugerne til gode i form af reducerede PSO-omkostninger. I modsat retning tæller det, at der er forudsat en væsentlig tildeling af gratis kvoter til ny kapacitet. Med et højere CO₂-udslip fra el- og varmesektoren vil Danmark i sidste ende skulle købe flere kvoter udenlands (eller kunne sælge færre kvoter). Kvoteprisen er dog lav.

Den større miljøpåvirkning (NO_x) vil have en negativ værdi for samfundet.

2.2.9 Opsummering

Med lave priser på fossile brændsler kombineret med lave CO₂-priser tyder analyserne af de forskellige investeringsmuligheder på, at der vil blive opført gasfyret kraftvarmekapacitet og kondenskapacitet, og at havvindmøller kun vil blive opført i et begrænset omfang mod slutningen af perioden.

Et sandsynligt udbygningsforløb viser, at der i perioden 2011-2030 i Danmark bliver opført ca. 2300 MW_{el} gasfyret kraftvarmekapacitet og 800 MW havvindmøller.

Udbygningsforløbet og rammebetingelserne resulterer i elpriser på Nordpool, der fra et niveau omkring 17 øre/kWh i 2005 stiger til ca. 22 øre/kWh i 2017 og derefter stabiliserer sig.

Udbygningsplanen adskiller sig fra basisfremskrivningen ved at der opføres færre havvindmøller, mens der opføres lidt mere kondenskapacitet.

Mulige systemkomplikationer er i rimelig grad behandlet ved gennemgangen af basisfremskrivningen. De lave elpriser, der følger af rammebetingelserne, kan gøre, at investeringerne bliver foretaget sent, og at forsyningssikkerheden dermed forringes. Beregningerne af sandsynligheden for effektmangel efterviser dog ikke en mærkbar forringelse af forsyningssikkerheden i forhold til basisfremskrivningen.

Miljøbelastningen er noget anderledes end i basis. De lavere energipriser fører til et højere forbrug, hvilket giver sig udslag i en større CO₂-emission. En del af den ekstra elproduktion indpasses som kraftvarmeproduktion (naturgas), hvilket reducerer olieforbruget i spidslastkedler og samtidig reducerer SO₂-emissionen. Til gengæld øges NO_x-emissionen som følge af et større brændselsforbrug på decentrale enheder med en relativ dårlig deNO_x-teknologi. (Dette kunne modvirkes med skærpede miljøkrav).

Det samlede brændselsforbrug er i perioden 2015-2025 gennemsnitligt 12 TWh/år højere end i basisfremskrivningen. Dette skyldes særligt et højere kul- og naturgasforbrug. Presset på naturgasinfrastrukturen kan blive markant, såfremt det skitserede investeringsforløb realiseres, og dette kan i sig selv føre til stigende gaspriser, hvilket kan bevirke en større diversitet i brændselsforbruget.

2.3 Scenario 3: Lav oliepris – høj CO₂-pris.

2.3.1 Introduktion

Rammebetingelserne i dette scenario kunne være et resultat af ambitiøse mål for nedbringelse af CO₂-udledningen og deraf følgende højere CO₂-kvotepriser. De nuværende høje oliepriser afføder en øget aktivitet indenfor olieefterforskning og tænkes her at medføre en række nye større fund. Sammen med den internationale fokus på nedbringelse af forbruget af fossile brændsler vil dette i væsentligt omfang kunne presse prisen på olie. OPEC ønsker samtidig ikke at miste markedsandele og beslutter i dette scenario at tilstræbe en forholdsvis lav pris, som (jf. IEA-analyser) øger deres samlede provenu.

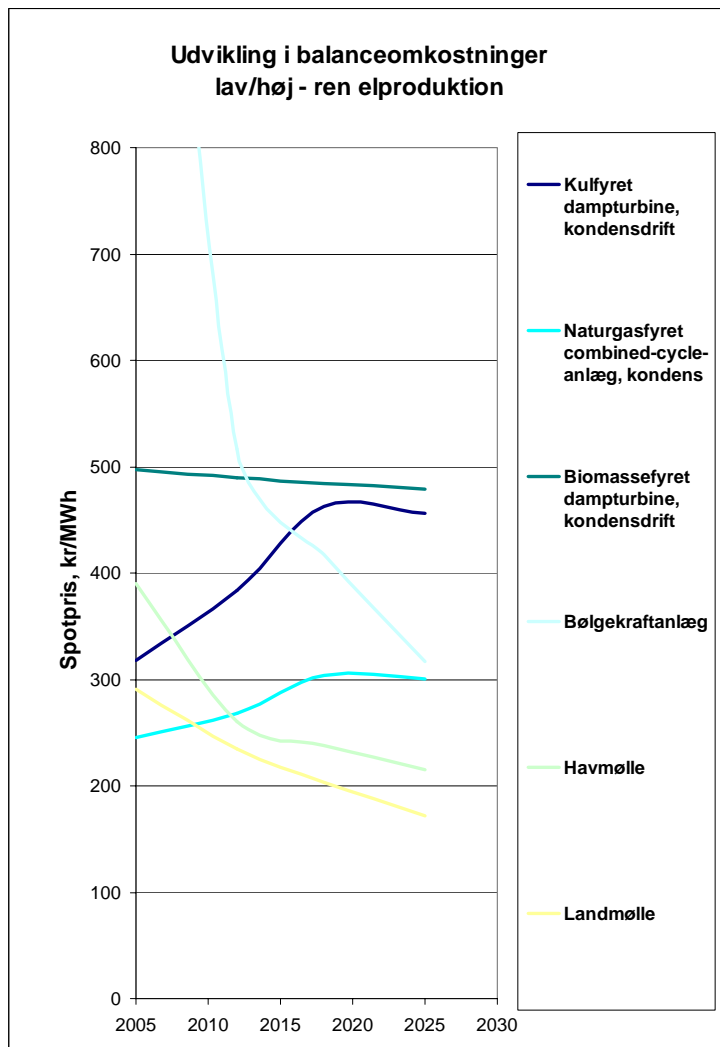
Global opmærksomhed på klima

Beskrivelse	Baggrund
Lav oliepris – falder til 20 \$/td.	<ul style="list-style-type: none">- kraftig efterforskning først i perioden kombineret med svagere efterspørgsel pga. klimapolitik medfører faldende priser- OPEC-samarbejde om at fastholde markedsandele
Høj CO ₂ -kvotepris – stiger fra 50 kr/ton i 2008 til 300 kr/ton i 2018	<ul style="list-style-type: none">- international konsensus om ambitiøse klimamål

Olieprisen og de øvrige brændselspriser er som i det foregående scenario.

2.3.2 Ny kapacitet

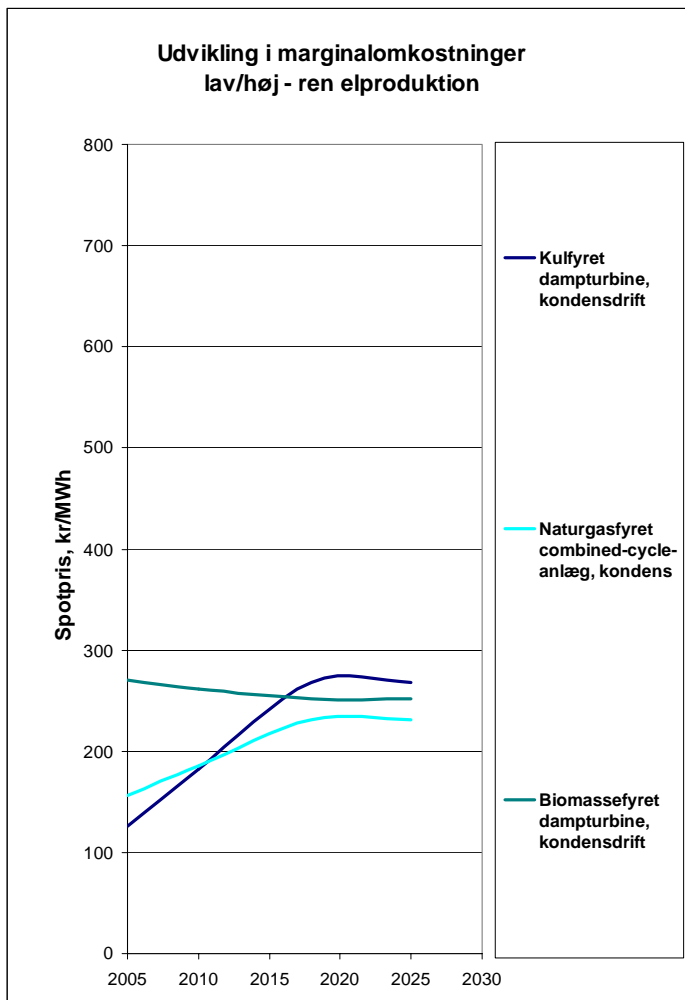
I figur 29 sammenlignes de langsigtede balanceomkostninger for teknologier der udelukkende producerer elektricitet.



Figur 29: Balanceomkostninger, elproduktion, lav oliepris – høj kvotepris

De lave priser på fossile brændsler betyder, at et gasfyret combined-cycle anlæg er den regulerbare teknologi der med ren elproduktion balancerer for investorerne ved den laveste spotpris. Teknologiuudvikling og stigende CO₂-kvotepriser fører til, at vindmøllerne gradvist bliver markant billigere end de termiske værker.

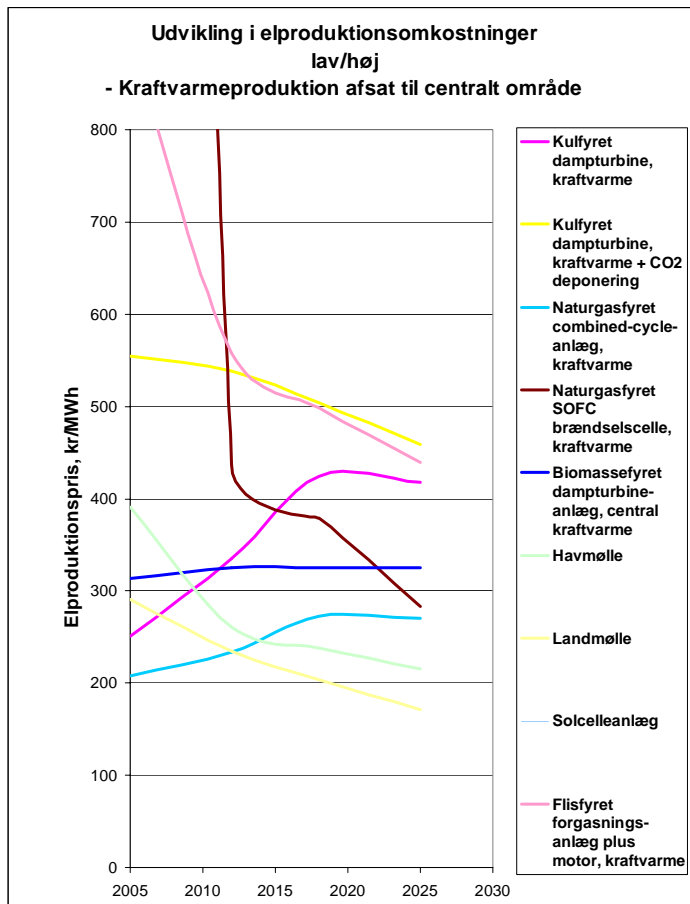
Antagelsen om tildelingen af gratiskvoter har stor betydning for beregningerne. Flere gratiskvoter ville sænke balanceprisen for de naturgasfyrede værker, mens færre kvoter ville trække i modsat retning.



Figur 30: Marginalomkostninger, elproduktion ved kondensdrift, lav oliepris – høj kvotepris

De opførte naturgasfyrede værker vil i modsætning til scenariet med de høje fossile brændselspriser i kombination med høje CO₂-priser, scenario 1, ligge lavt i udbudskurven, hvilket vil give dem en høj benyttelsestid. Den stigende kvotepris gør at også biomassefyrede værker vil ligge før de kulfyrede værker i udbudskurven fra 2016 og frem. (Figur 30).

Det synes ikke sandsynligt, at der vil blive investeret i levetidsforlængelse af kulfyrede værker under disse rammebetingelser. (Dette er understøttet ved RAMSES-kørsler). En ombygning til biomassefyring kunne måske vise sig relevant for enkelte værker.



Figur 31: Balanceomkostninger, elproduktion på kraftvarmeproduktion, lav oliepris – høj kvotepris

Ved kraftvarmeproduktion viser de gasfyrede værker sig også at være dem, der har den laveste balancepris for el (figur 31).

2.3.2.2 Forbrug

Elprisen vil igen på sigt afspejle de langsigtede marginalomkostninger ved at opføre ny kapacitet. Elprisen vil således stige til omkring 30 øre i 2016-2018 og stabilisere sig omkring dette niveau.

På basis af denne elpris, de øvrige energipriser i scenariet samt kvotepriserne laves der vha. EMMA-modellen en fremskrivning af energiforbruget frem mod 2030.

PJ	EMMA ekskl. transport			Transport	Sum
	El	Øvrig	I alt		
<i>basis</i>	156	351	507	259	766
<i>lav oliepris/høj kvotepris</i>	156	354	510	265	775

Tabel 18: Forbrugsfremskrivning – lav oliepris/høj kvotepris

Det antages, at elforbruget i det øvrige Norden påvirkes på samme måde som i Danmark af de ændrede rammebetingelser. Fjernvarmeforbruget i Sverige varierer på tilsvarende vis, mens det som for de øvrige scenarier ikke ændres i Norge og Finland.

2.3.2.3 Investeringsforløb

De beregnede omkostninger ved elproduktion på naturgasværker er så meget lavere end for de øvrige termiske værker, at det i dette scenario synes sandsynligt, at der udelukkende vil blive opført gasfyret kapacitet. Marginalomkostningerne er dog høje som følge af CO₂-prisen, hvilket kan betyde, at der i den udstrækning, hvor det er muligt at opnå en høj benyttelsestid af værket vil blive skelet til biomassefyret kapacitet, særlig hvis forudsætningerne vedrørende gratiskvoter ændres.

Også kraftvarmekapacitet må antages at blive opført som gasfyrede værker.

Det synes ikke sandsynligt at der vil blive investeret i levetidsforlængelse af kulfyrede værker under disse rammebetingelser.

I forhold til basisscenariet vil den høje CO₂-pris sandsynligvis fordre flere investeringer i vindmøller (de høje marginale produktionsomkostninger for kondensværker taler for at elprisen vil blive højere, i perioder med næsten ren vindkraft kan prisen således komme op på over 20 øre). Sandsynligheden for, at der investeres i vindmøller, øges i slutningen af perioden.

På dette grundlag opstilles et sandsynligt investeringsforløb for produktionskapacitet i det nordiske elsystem. Dette investeringsforløb betegnes for lav/høj scenariet i det følgende som UPS3.

UPS3- Udbygningsplan for lav/høj					
	Eltra	Elkraft	Norge	Sverige	Finland
2011			M	M	
2012					
2013	M		G	M	
2014		M	M	G	G
2015	M		G + M	M	G
2016	G(Odense)	G(ASV) + G(KBH) + M	M	2G + M	2G
2017	M		G + M	2G + M	G
2018	G(Randers§)	M		G + M	2G + M
2019	M+G(Århus)		M	M	G
2020	G(Århus)			2G	G
2021		M		M	G + M
2022			M	G	G
2023	M + 2G(Esbjerg+Herning§)			M	
2024		G(KBH) + M	M	4G	G + M
2025	M			G + M	
2026	G(Ålborg)	G(KBH) + M	M	3G + M	G
2027	M				
2028		M		M	G

2029	M		M		G
2030				M	M

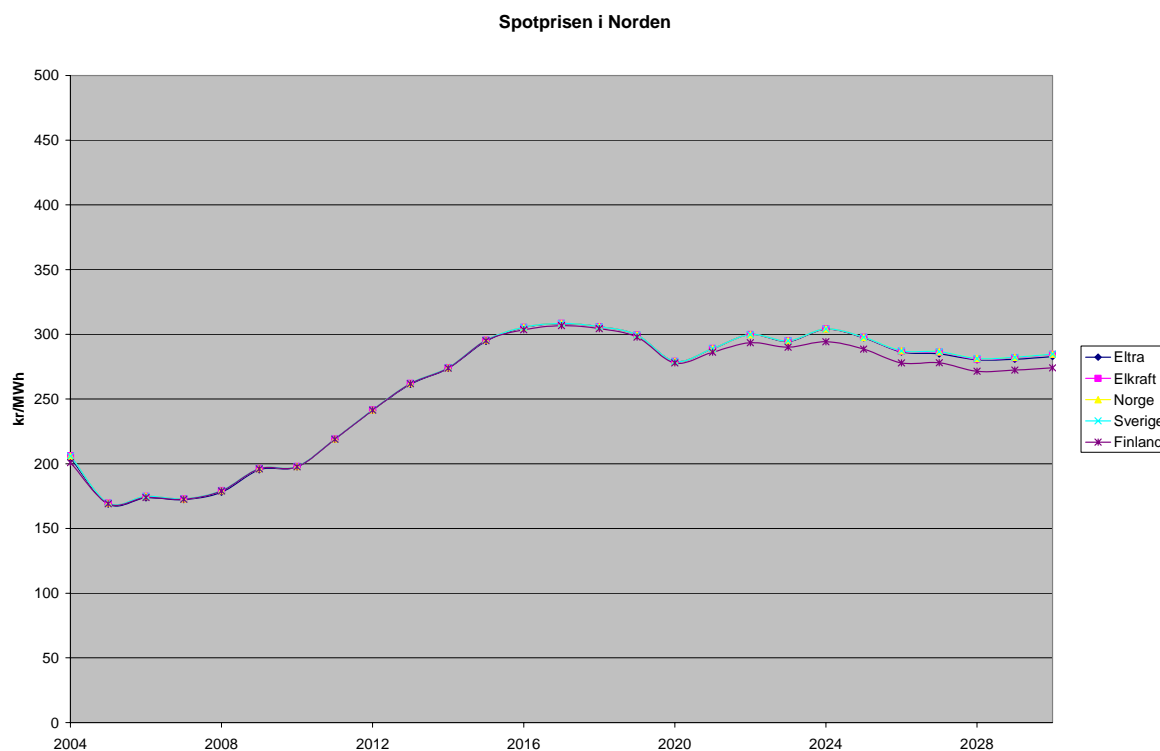
Tabel 19: Udbygningsplan (UP) for ny kapacitet. G = Gasfyret combined cycle, 400 MW. M = havmøllepark, 200 MW. Bio= biomasse, 350 MWvarme. Norge antages at udbygge med kondens, resten med kraftvarme. (§) Anlæggene i Randers og Herning antages at være på 136 hhv. 156 MW (dimensioneres efter varmekonsumet).

UPS3 indebærer udbygning med 11 nye gaskraftværker i Danmark, 3 i Norge, 17 i Sverige og 15 i Finland frem til 2030. Desuden udbygges der efter 2020 med 15 havmølleparker i Danmark, 10 i Norge og 13 i Sverige og 4 i Finland.

2.3.3 Elmarkedet frem mod 2025

UPS3 indbygges i Ramses-modellen. Modellen simulerer udbuddet af elektricitet på markedet med de for scenariet forudsatte brændselspriser og CO₂-kvotepriser.

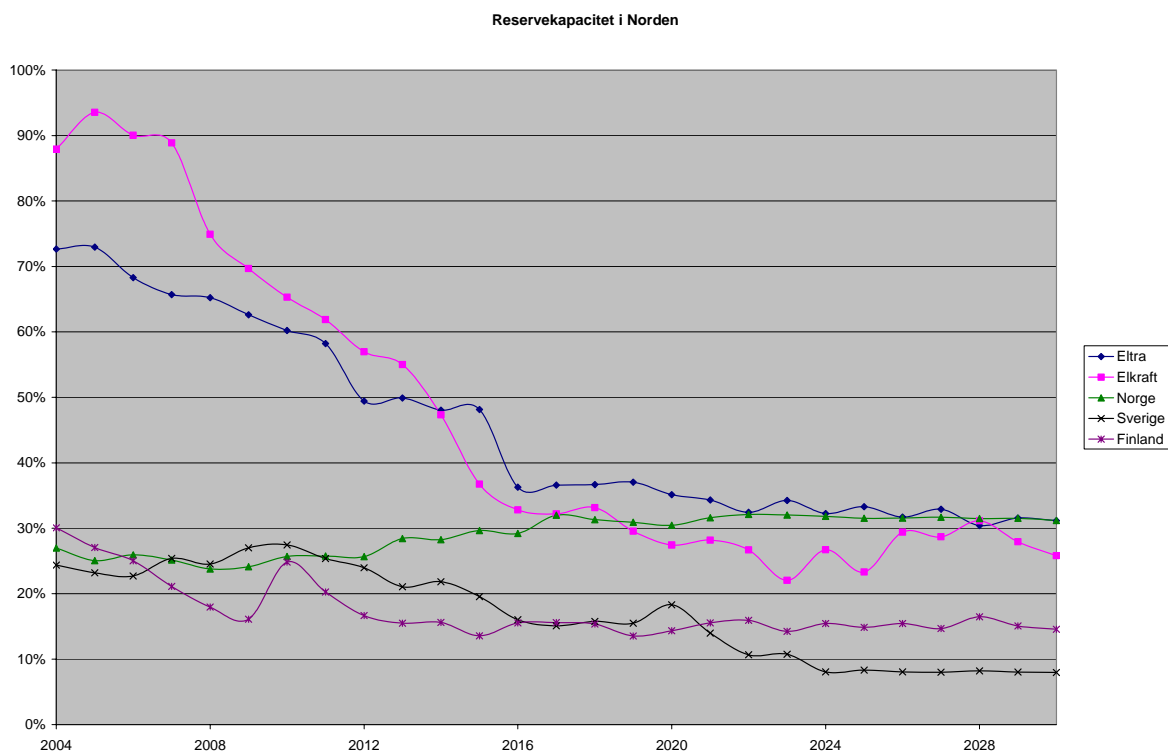
Elprisen på Nordpools spotmarked er i begyndelsen af den betragtede periode for lav til, at det er privatøkonomisk rentabelt at opføre ny elproduktionskapacitet. Det må derfor ventes, at reserveeffekten i de nordiske lande falder, i takt med at ældre anlæg skrottes. Når reservekapaciteten falder, stiger elprisen (spotprisen) på Nordpool. Denne stigning fortsætter frem til ca. 2016. Omkring eller lige før dette tidspunkt - ved en elpris på 30 øre/kWh - bliver det i denne fremskrivning attraktivt at opføre ny termisk kapacitet på markedsvilkår (kvoteprisen antages at stige støt, hvorfor investeringer i gasfyret kapacitet i eks. 2013 kan klare sig med en lavere elpris end i 2016).



Figur 32: Spotprisen i Norden – lav oliepris/høj kvotepris

De højere CO₂-kvotepriser kombineret de lidt lavere brændselspriser giver en elpris på niveau med basisfremskrivningen. Elprisen stiger til godt 30 øre/KWh omkring 2018, hvor kvoteprisen er antaget at nå 300 kr/ton. Herefter falder elprisen henover perioden til godt 28 øre/kWh i takt med at naturgas og vindkraft fortrænger kul.

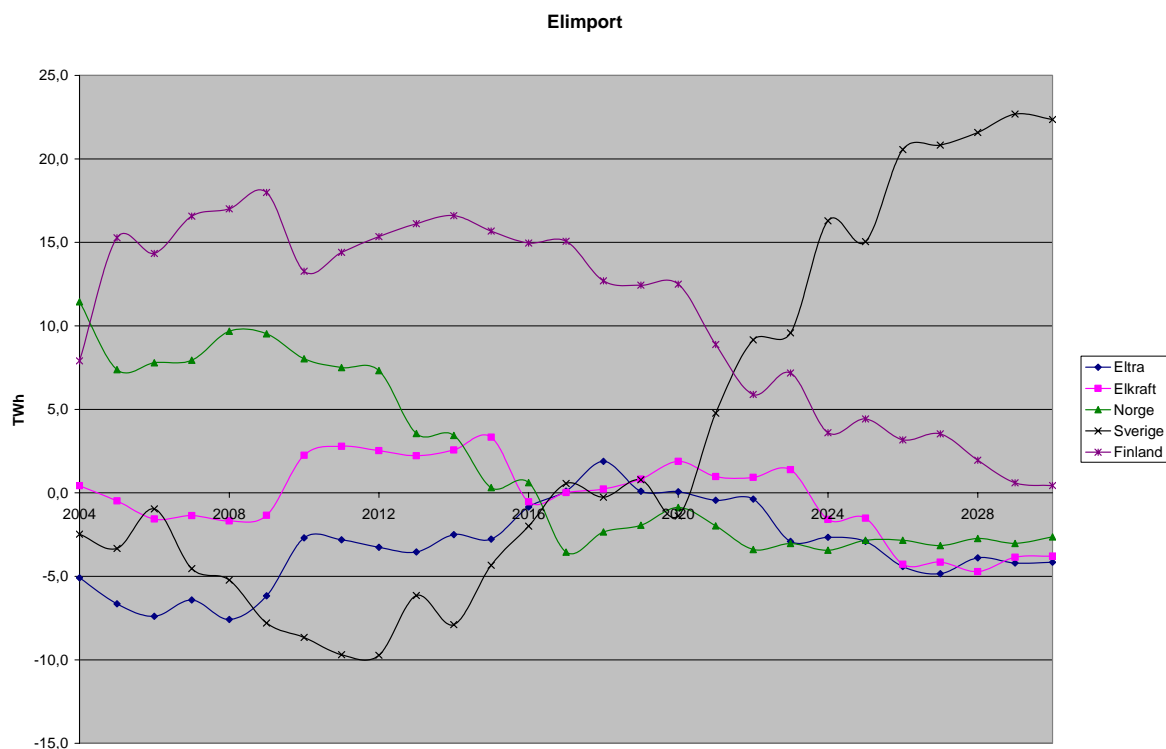
Når elprisen er oppe på et niveau, hvor det bliver rentabelt at investere, vil reserveeffekten stabilisere sig – men på et væsentligt lavere niveau end i dag.



Figur 33: Reservekapacitet i Norden – lav oliepris/høj kvotepris

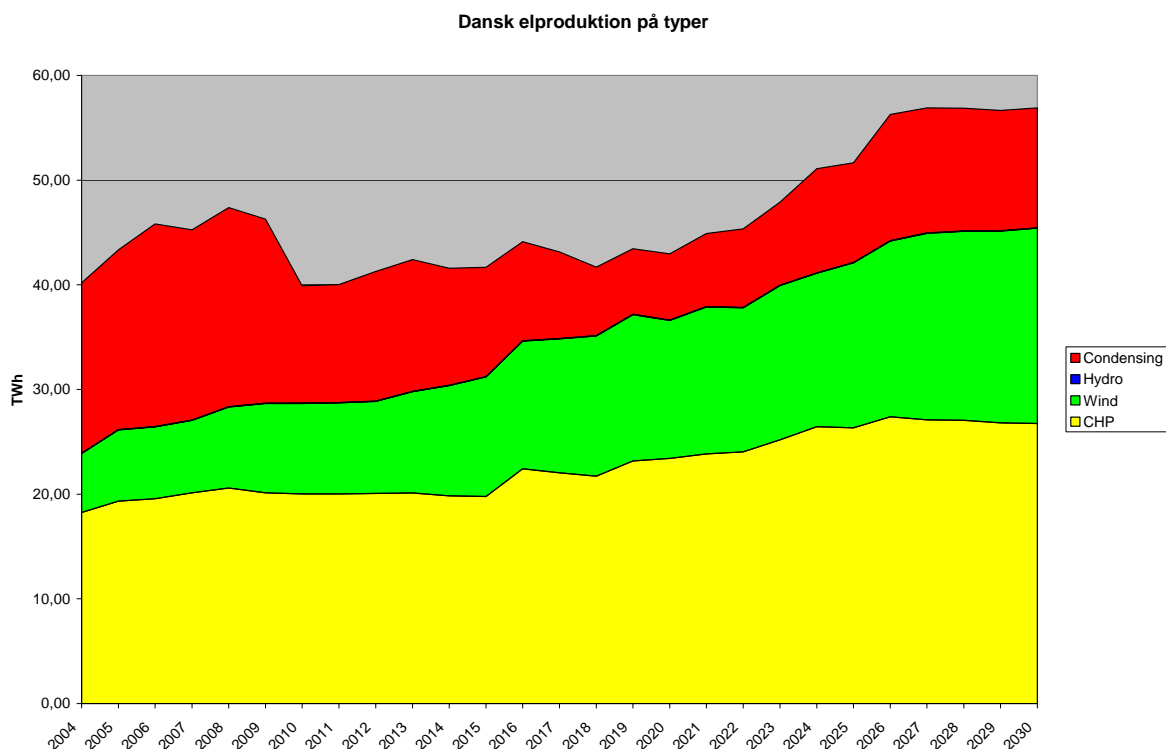
En stor andel af vindkraft presser elprisen lidt nedad mod slutningen af perioden og gør, at det bliver sværere at få økonomi i investeringer i termisk kapacitet. Reservekapaciteten aftager dog kun lidt efter 2016.

Fordelingen af reserveeffekten er resultatet af ét af mange mulige investeringsforløb.



Figur 34: Eludveksling – lav oliepris/høj kvotepris

Danmarks eleksport er mindre end i basisfremskrivningen, og i en periode er Danmark nettoimportør. Omkring 2024 stiger eleksporten igen, primært som følge af afviklingen af den svenske kernekraft (Figur 34). Det er igen væsentligt at bemærke, at den skitserede udbygningsplan kun er et af mange mulige forløb.



Figur 35: Dansk elproduktion fordelt på hovedtyper – høj oliepris/høj kvotepris

Den samlede danske elproduktion er stigende. Kraftvarmeandelen øges som følge af en større elvirkningsgrad i nye værker samt i mindre grad et let stigende varmegrundlag. (Figur 35).

Ændring i produktion i forhold til basis [TWh]				
	Kraftvarme	Vind	Kondens	Elimport
2015	-0,72	1,53	-4,38	3,4
2016	1,41	1,53	-6,06	3,1
2017	0,15	2,29	-4,79	2,4
2018	-0,68	2,29	-5,43	3,9
2019	0,00	3,06	-7,84	4,8
2020	0,94	2,29	-7,54	4,3
2021	1,41	2,29	-6,46	2,8
2022	1,65	2,29	-5,57	1,6
2023	2,70	3,06	-3,77	-2,1
2024	3,05	2,29	-4,42	-0,9
2025	2,92	3,06	-3,23	-2,8

Tabel 20: Elproduktion – lav oliepris/høj kvotepris relativ til basisfremskrivningen

I tabel 20 ses ændringen i produktionen fra kraftvarme, vind og kondens i Danmark i forhold til basisfremskrivningen. Den ekstra vindkraft fortrænger primært kondensproduktion, og eleksporten reduceres. Kraftvarmeproduktionen er lidt større end i basisfremskrivningen.

2.3.3.1 Forsyningsikkerhed

Elsystemet i scenario 3 adskiller sig primært fra basisfremskrivningen, ved det at den høje CO₂-kvotepris øger omfanget af investeringer i vindmøller. Naturgas fremstår tidligere som det brændsel med størst investortiltrækning.

Der er ikke grund til at forvente væsentlige forskelle i effekttilstrækkeligheden i forhold til scenario 1, hvor gaskapaciteten blot er erstattet med biomassekapacitet. Der er således ikke gennemført særskilte beregninger for dette scenario.

2.3.3.2 Muligheder for forbedret markedsfunktion

Scenariet er i forhold til basisfremskrivningen kendetegnet ved en højere andel af vindkraft. Dette vil intuitivt øge risikoen for, at begrænsninger i overførselskapaciteten gør, at billig elektricitet fra vindmøller ikke kan slippe ud af landet. Dermed må en Storebæltsforbindelse forventes at have større økonomisk værdi for producenterne i Vestdanmark analogt til scenario 1.

Der er ikke udført særskilte analyser for dette scenario.

2.3.4 Varmemarkedet frem mod 2025

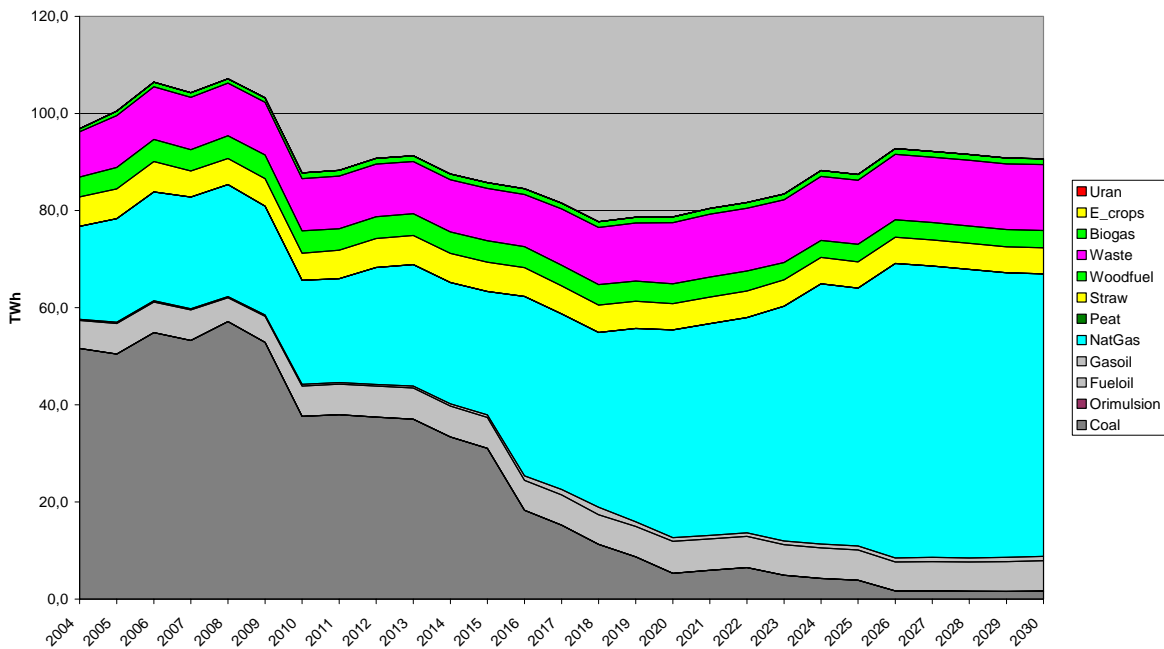
Den højere CO₂-pris sammenlignet med scenario 2 har ikke nogen voldsom effekt på udviklingen i varmesektoren. Der anvendes dog mindre kul på kvoteomfattede værker til fordel for mere naturgas.

Individuel varmforsyning og valget mellem dette og fjernvarme er nærmere beskrevet i ”Perspektiver for den danske varmforsyning frem mod 2025”

2.3.5 Ressourcer

Elpriserne giver sig udslag i et elforbrug nogenlunde som i basisfremskrivningen. Ressourceforbruget til el- og varmeproduktion i Danmark er vist på figur 36.

Brændselsforbrug i Danmark til el og fjernvarme



Figur 36: Brændselsforbrug til el- og varmeproduktion i Danmark, lav oliepris/høj kvotepris

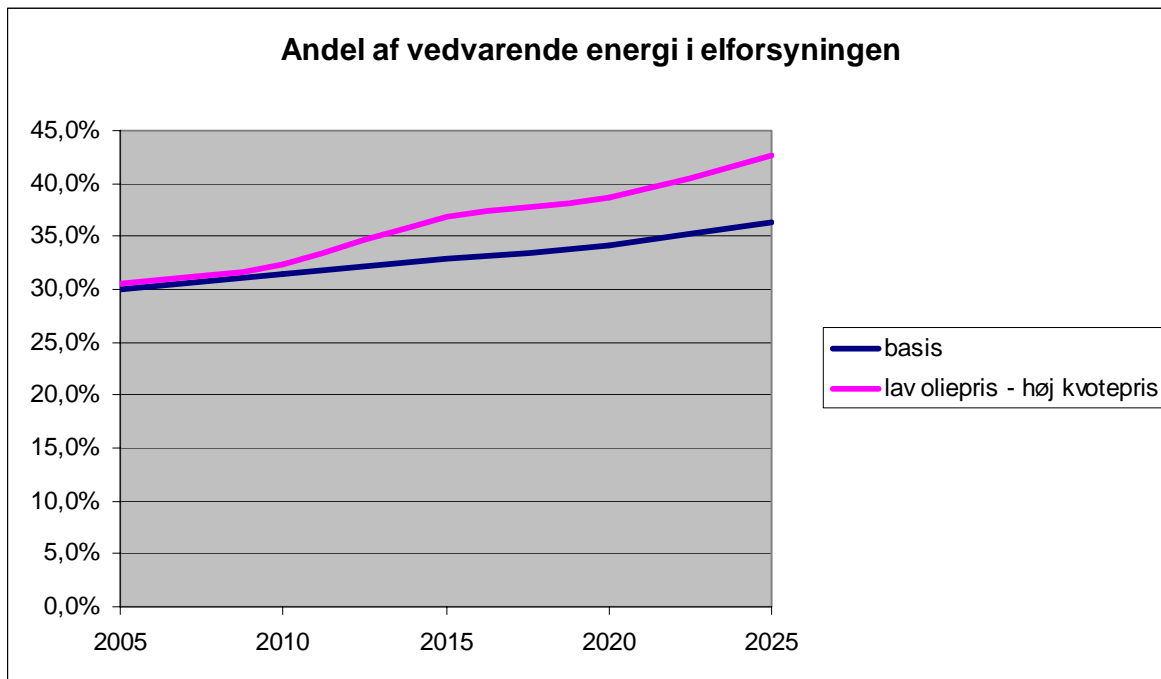
Det ses, at det stigende forbrug mere end opvejes af en forbedret effektivitet i kraftvarmeværkerne, samt en øget vindkraftandel i elproduktionen. Desuden er eleksporten i store dele af perioden mindre end for basisfremskrivningen. Det samlede brændselsforbrug er i perioden 2015-2025 gennemsnitligt 10 TWh/år lavere end i basisfremskrivningen. Specielt kulforbruget reduceres mere end i basis.

Naturgasforbruget udgør en væsentlig andel af brændselsforbruget og er større end for basisfremskrivningen. I 2023 er gasforbruget i el- og varmesektoren således mere end fordoblet i forhold til 2004 og er 40 TWh. I 2026 er forbruget yderligere vokset til 53 TWh naturgas per år. Presset på naturgasnettet (og behovet for investeringer i dette) vil således blive endnu større end i basisfremskrivningen.

Der vil også være behov for en stor import af naturgas enten via rørnet eller i form af LNG. LNG kan dog få svært ved at konkurrere ved den lave pris.

2.3.5.2 VE-el i Danmark

Andelen af den danske elproduktion, som er baseret på vedvarende energi, ses i figur 37. VE-el består af vindkraft, biomasse, bionedbrydeligt affald, solceller og vandkraft.

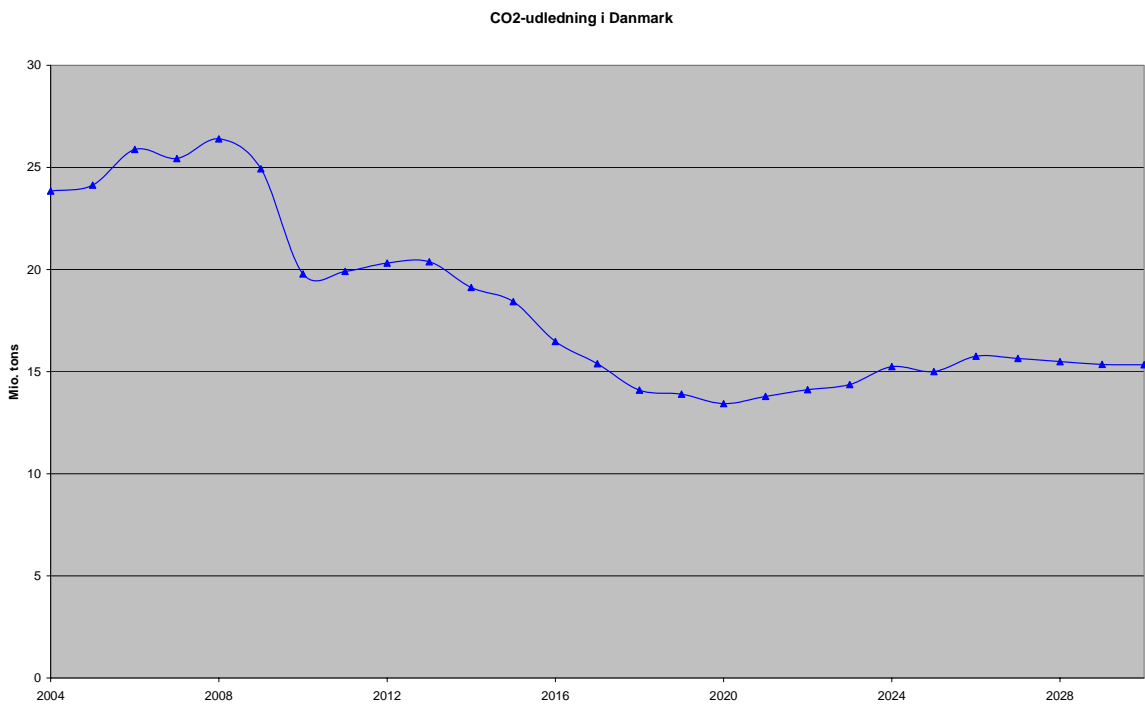


Figur 37: VE-andel i den danske elforsyning, lav oliepris/høj kvotepris

Frem til 2010 er mængden og andelen af vedvarende nogenlunde som i basisfremskrivningen, hvilket er forventeligt, idet der kun foretages enkelte investeringer. Herefter stiger mængden af vedvarende energi relativt til basisfremskrivningen som følge af flere investeringer i vindmøller. I 2025 er mængden af vedvarende energi øget med mere end 80 procent i forhold til 2005 og bidrager med 43 procent af den samlede elproduktion.

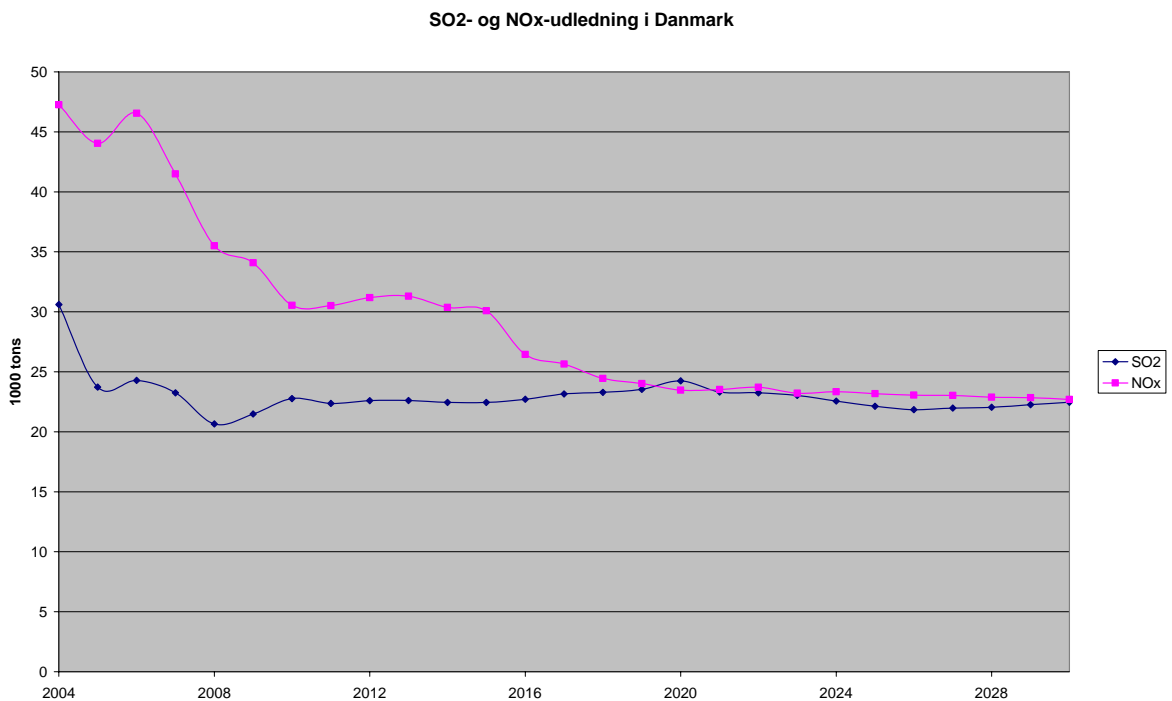
2.3.6 Miljø

Brændselsskiftet fra kul til naturgas gør at CO₂-emissionen per MWh reduceres.



Figur 38: CO₂-emission fra dansk el- og varmeproduktion, lav oliepris/høj kvotepris

Emissionen reduceres lidt mere end for basisfremskrivningen, hvilket skyldes mere naturgas i stedet for kul samt flere vindmøller i elforsyningen. Stigningen mod slutningen af perioden skyldes en øget eleksport.



Figur 39: SO₂ og NO_x-emission fra dansk el- og varmeproduktion, lav oliepris/høj kvotepris

Emissionerne af SO₂ falder lidt mindre end i basisfremskrivningen, på trods af en større andel af naturgas. Dette skyldes, at oliekedler fortrænger kulfyrede kraftvarmeværker med svovlrensning, efter at kvoteprisen har nået sit slutniveau på 300 kr/ton. Udledningen af NO_x er lidt mindre end i basisfremskrivningen.

Ændring i emissioner i forhold til basis			
	SO ₂ [1000 t]	NO _x [1000 t]	CO ₂ [mio t.]
2015	-0,42	-3,48	-4,73
2016	-1,65	-5,55	-6,18
2017	-0,67	-4,97	-5,71
2018	0,23	-5,18	-6,23
2019	0,99	-4,60	-6,19
2020	2,02	-4,54	-5,91
2021	1,67	-3,83	-5,08
2022	1,77	-3,35	-4,43
2023	1,56	-2,92	-3,42
2024	1,58	-3,21	-3,67
2025	1,80	-2,56	-2,89

Tabel 21: Emissioner relativ til basisfremskrivningen ved lav oliepris/høj kvotepris

I tabel 21 ses de relative ændringer i emissionerne i forhold til basisfremskrivningen.

2.3.7 Infrastruktur m.v.

Planmæssigt stiller scenariet krav der ligner de fra basisfremskrivningen. Presset på naturgasinfrastrukturen bliver dog endnu større som følge af et større forbrug.

En anden stor udfordring ligger i at finde egnede lokaliteter til vindmølleparker og at forberede elinfrastrukturen til at håndtere disse. Selv om udbygningen starter forholdvist sent (efter at kvoteprisen er steget), vil den ret markante udbygning kræve at det forberedende arbejde med screening af områder, etablering af infrastruktur o.lign. er foretaget, således at aktørerne har mulighed for at reagere på ændringerne i rammevilkårene.

2.3.8 Økonomiske betragtninger

Det større samlede tilskud til vindkraft vil være en samfundsøkonomisk omkostning, der påhviler forbrugerne i form af øgede PSO-omkostninger relativt til basisfremskrivningen. Udbygningen af vindmøller sker som en reaktion på en stigende CO₂-kvotepris, og reducerer elproducenternes behov for at anskaffe sig kvoter.

Der er forudsat en væsentlig tildeling af gratiskvoter til ny kapacitet, og med den højere CO₂-kvotepris vil dette være en betragtelig statslig udgift. CO₂-udslippet fra el- og varmesektoren vil i sidste instans indvirke på omfanget af kvoter, Danmark skal købe (eller hvor mange der kan sælges).

2.3.9 Opsummering

Med lave priser på fossile brændsler kombineret med høje CO₂-priser, tyder analyserne af de forskellige investeringsmuligheder på, at der vil blive opført gasfyret kraftvarmekapacitet og kondenskapacitet, og at havvindmøller vil blive rimeligt konkurrencedygtige omkring 2015, og der dermed vil ske en vis udbygning i det omfang de teknisk-økonomisk kan indpasses i elsystemet.

Et sandsynligt udbygningsforløb viser, at der i perioden 2011-2030 i Danmark bliver opført ca. 4000 MW_{el} gasfyret kraftvarmekapacitet og 3000 MW havvindmøller.

Udbygningsforløbet og rammebetingelserne resulterer i elpriser på Nordpool, der fra et niveau omkring 17 øre/kWh i 2005 stiger til godt 30 øre/kWh i 2016-2018 og derefter stabiliserer sig omkring 28-30 øre/kWh.

Udbygningsplanen adskiller sig fra basisfremskrivningen ved, at der opføres flere havvindmøller, til gengæld for en lidt lavere termisk kapacitet. Dog tager udbygningen med vindmøller først rigtig fart, når CO₂-prisen har nået et højt niveau.

Miljøbelastningen er lidt anderledes end i basisfremskrivningen. Den større vindmøllekapacitet bidrager til, at CO₂-udledningen reduceres mere end i basisfremskrivningen. Dette er mest markant tidligt i perioden idet de eksisterende kulkraftværker producerer mindre pga. højere marginalomkostninger end den gasfyrede kapacitet. En del af den kulfyrede kraftvarmeproduktion erstattes af oliefyrede spidslastkedler, hvilket gør at svovludledningen samlet set øges lidt. Udledningen af NO_x reduceres i forhold til basisfremskrivningen.

Det samlede brændselsforbrug er lavere end i basisfremskrivningen som følge af den større mængde vindkraft samt naturgasfyrede kraftværker med en høj elvirkningsgrad. Det er primært kulforbruget, der reduceres yderligere, mens naturgasforbruget er stort set som i basisfremskrivningen. Der vil således også i dette scenario kunne opstå et behov for en styrket infrastruktur til gastransmission.

Udbygningsplanen forudsætter yderligere, at der findes egnede lokaliteter til havvindmølleparker med en samlet kapacitet på 3000 MW. Elinfrastrukturen skal indenfor hvert område udbygges således at vindkraften kan indpasses. Dette vil nødvendiggøre investeringer i infrastruktur.

2.4 Scenario 4: Høj oliepris – lav CO₂-pris

Rammebetingelserne for det sidste scenario kunne være et resultat af en positiv men afdæmpet global økonomisk vækst, der sammen med en vedvarende uro i Mellemøsten medfører en høj gennemsnitlig oliepris på grund af en høj risikopræmie og en øget efterspørgsel. Udviklingen af ukonventionelle olieressourcer, eksempelvis canadisk tjæresand, kan få en vis stabiliserende indvirkning på oliemarkedet, men ikke på afgørende vis sænke priseniveauet. Dette vil øge fokus på forsyningssikkerhed, men kan tænkes også at medføre et mere beskedent ambitionsniveau i forhold til at reducere udslippet af CO₂. En forceret udvikling af alternativer til olie, bl.a. vedvarende energiteknologier, kan også medvirke til at prisen på kvoter forbliver lav.

Uro på oliemarkedet og beskeden klimaindsats.

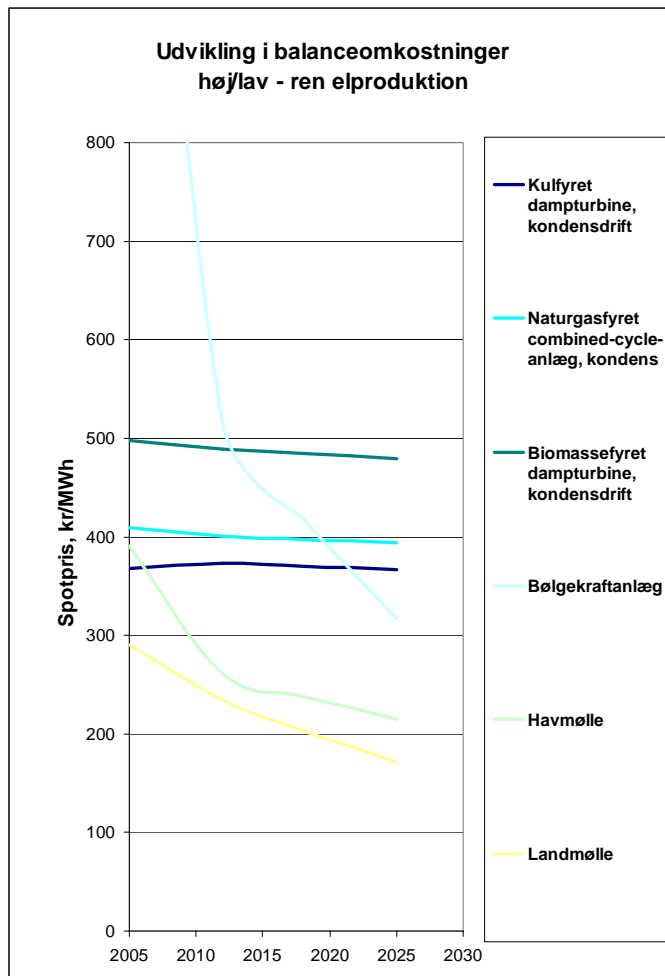
Beskrivelse	Baggrund
Høj oliepris – forbliver på 50 \$/td.	<ul style="list-style-type: none">- middel global vækst- voldsom uro Mellemøsten lægger kraftig dæmper på investeringer
Lav CO ₂ -kvotepris – forbliver på 50 kr/ton.	<ul style="list-style-type: none">- middel ambitiøse mål- kraftig teknologisk udvikling med henblik på alternativer til olie og gas herunder vedvarende energi

Olieprisen og de øvrige brændselspriser forudsættes at være som i scenario 1 (høj oliepris/høj CO₂-pris).

2.4.2 Ny kapacitet

2.4.2.1 Langsigtede marginalomkostninger

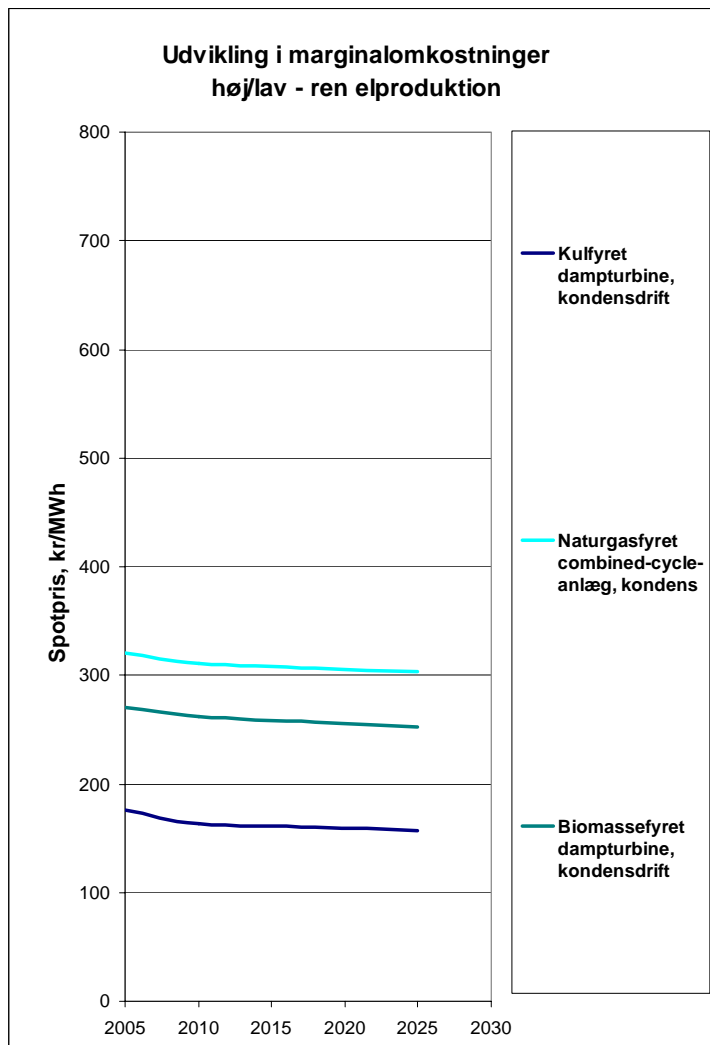
I figur 40 sammenlignes de langsigtede balanceomkostninger (jf. afsnit 1.7) for teknologier, der udelukkende producerer elektricitet.



Figur 40: Balanceomkostninger, elproduktion, høj oliepris – lav kvotepris

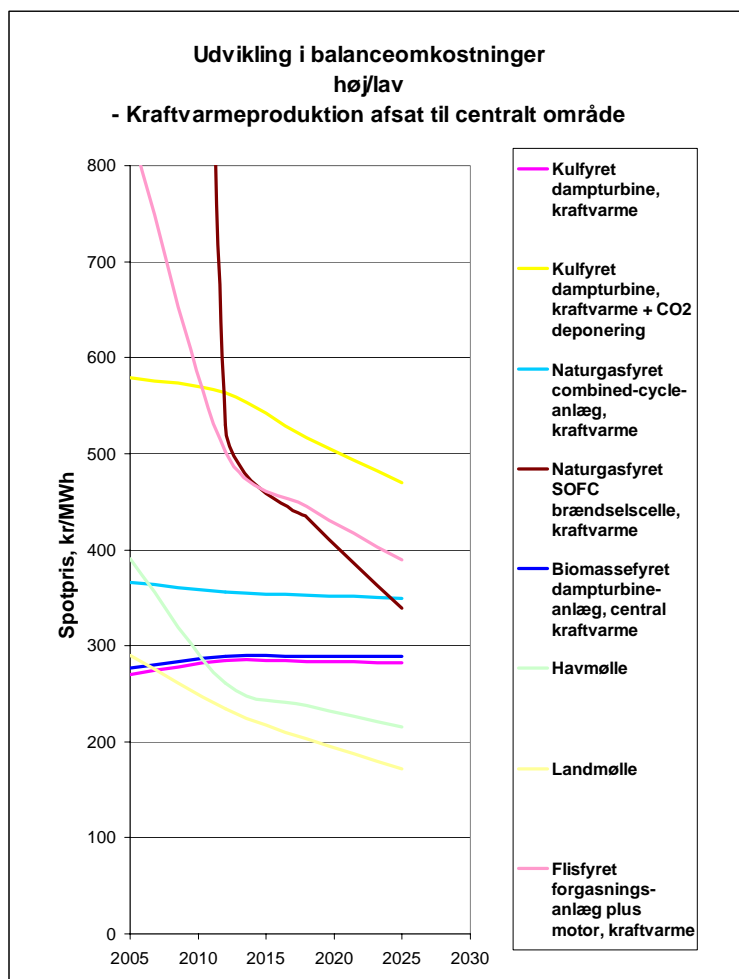
De høje priser på fossile brændsler gør, at vindmøller er den elproducerende teknologi, der balancerer for investorerne ved den laveste spotpris. Af termiske værker har de kulfyrede værker de laveste omkostninger, med de anvendte grundforudsætninger.

Den store forskel på vindkraft og kondensproduktion gør, at balanceringsomkostningerne/-indtægterne kan blive større end antaget i den overordnede vurdering.



Figur 41: Marginalomkostninger, elproduktion ved kondensdrift, høj oliepris – lav kvotepris

Marginalomkostningen ved produktion på kulfyrede værker ligger væsentlig under de øvrige kondensværker (figur 41). Eksisterende naturgasfyrede anlæg kan således få svært ved at få økonomien til at hænge sammen.



Figur 42: Balanceomkostninger, elproduktion på kraftvarmeværk, høj oliepris – lav kvotepris

Ved kraftvarmeproduktion viser kulfyrede værker sig også at være dem, der har den laveste balancepris for el. De biomassefyrede værker er dog ikke meget dyrere, hvilket især skyldes at brændselsforbruget til varmeproduktion er afgiftsfritaget. (figur 42)

2.4.2.2 Forbrug

Elprisen vil igen afspejle de langsigtede marginalomkostninger ved at opføre ny kapacitet. Elprisen vil således stige til omkring 35 øre i 2016 og stabilisere sig omkring dette niveau.

På basis af denne elpris, de øvrige energipriser i scenariet samt kvotepriserne laves der vha. EMMA-modellen en fremskrivning af energiforbruget frem mod 2030.

<i>PJ</i>	<i>EMMA ekskl. transport</i>			<i>Transport</i>	<i>Sum</i>
	<i>El</i>	<i>Øvrig</i>	<i>I alt</i>		
<i>Basis</i>	156	351	507	259	766
<i>høj oliepris/lav kvotepris</i>	151	336	488	243	731

Tabel 22: Forbrugsfremskrivning – høj oliepris/lav kvotepris

Det antages, at elforbruget i det øvrige Norden påvirkes på samme måde som i Danmark af de ændrede rammebetingelser. Fjernvarmeforbruget i Sverige varierer på tilsvarende vis, mens det som i de øvrige scenarier ikke ændres i Norge og Finland.

2.4.2.3 Investeringsforløb

Det synes oplagt, at investorer i vid udstrækning vil investere i vindmøller til elproduktion. Mod slutningen af perioden er det, forudsat en væsentlig teknologiudvikling, muligt, at der vil blive investeret i en række bølgekraftanlæg. Disse anlæg skal dog konkurrere med vindmølleteknologien, der fremviser væsentlig lavere omkostninger. Der kan dog være fordele i samspillet mellem teknologierne, dels en forskudt produktionsprofil, dels fælles ilandføring.

Varmegrundlaget vil primært kunne forventes at blive dækket med kulfyrede kraftvarmeværker. Det kan dog ikke udelukkes, at investorerne ønsker at sikre sig mod stigende kulpriser (bl.a. som følge af øget efterspørgsel), eller CO₂-kvotepriser. Med denne begrundelse synes det sandsynligt, at der også vil blive opført enkelte biomassefyrede kraftvarmeværker.

De kulfyrede værker viser sig umiddelbart som de billigste til kondensproduktion. Antagelsen om, at gasprisen er lavere i Norge, gør dog, at naturgasværkerne og kulværkerne fremviser samme langsigtede marginalomkostninger i Norge. For anlæg med en forventelig driftstid på mere end 5000 timer synes kulværkerne også her at være at foretrække, men for anlæg med en mindre driftstid vil de investeringsmæssigt billigere gasfyrede værker være at foretrække.

Sammenfattende synes det sandsynligt, at en stor del af den fremtidige kapacitet opføres som vindmøller. Kraftvarmeproduktionen kan forventes primært at blive dækket af kulfyrede værker, dog med enkelte biomassefyrede værker som følge af afgiftsfordele, samt ud fra et investorønske om risikospredning (gardering mod pludselige stigninger i kul-/CO₂-prisen). Efterfølgende kørsler i RAMSES peger på en god rentabilitet i en række biomasseværker i både Danmark og Sverige. I Norge vil man formentlig opføre enkelte gasfyrede kondensværker, samt på langt sigt måske enkelte kulfyrede værker i det tilfælde der måtte være behov for grundlast.

Et sandsynligt investeringsbillede for scenario 4 (UPS4) præsenteres i tabel 23.

UPS4- Udbygningsplan for høj/lav					
	Eltra	Elkraft	Norge	Sverige	Finland
2011					
2012					
2013	M		M	M + Bio	
2014		M	G + M	M	
2015	M		M		M + Kul
2016	Kul (Odense)	R(Kalundborg) + Kul (KBH) + M		M + Kul + R	Kul
2017	M		G	Kul + M	

2018	Bio(Randers§)	M	M	M + R	M + Kul
2019	M + Kul (Århus)		M	M	R
2020	R(Århus)	M	M	M + Bio	
2021	M			M + 2Bio	Kul
2022		M	M	M + 3Kul	M
2023	M + R(Esbjerg) + Bio (Herning§)			M + Bio	
2024		Bio (KBH) + M	M	4 Kul + M	2 Kul + R
2025				M + Bio + R	R
2026	M + Kul(TVIS)		M	M + 3 kul	M + Kul
2027	M	M	M		
2028			M		Kul
2029	M		M	M	M + R
2030		M		M	R

Tabel 23: Udbygningsplan (UP) for ny kapacitet. G = Gasfyret combined cycle, 400 MW. M = havmøllepark, 200 MW. Kul = kulfyret, 350 MW_{varme}. Bio= biomasse, 350 MW_{varme}, R = renoveret, nyere kulfyret værk. Norge antages at udbygge med kondens, resten med kraftvarme. (§) Anlæggene i Randers og Herning dimensioneres efter varmeforbruget.

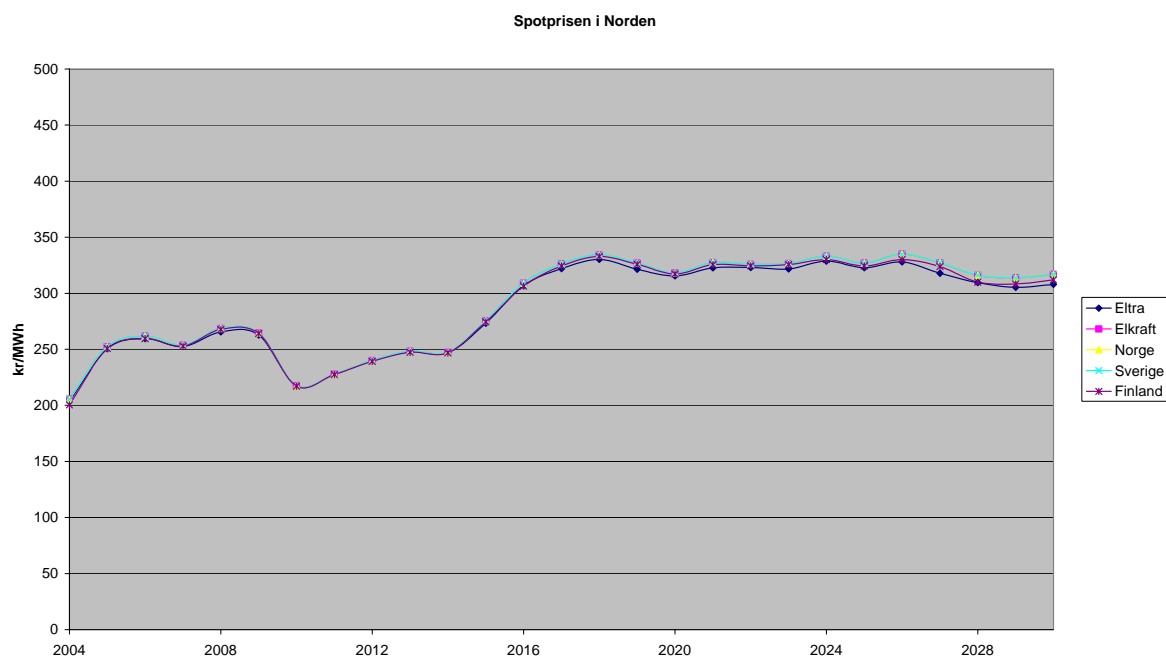
Varmeydelsen for kul- og bioværker opdimensioneres i forhold til gasfyrede værker. Dette giver en elkapacitet der kun er lidt mindre end for et naturgasfyret værk.

UPS4 indebærer udbygning med 4 nye kulkraftværker og 3 nye biomassefyrede kraftværker (heraf to mindre) i Danmark, 12 kul- og 6 biomassefyrede værker i Sverige, 8 kulfyrede værker i Finland og 2 gasfyrede kraftværker i Norge frem til 2030. Disse er dels erstatningskapacitet for skrottede værker, dels for at dække stigende elforbrug. Desuden udbygges der med 17 havmølleparker i Danmark, 12 i Norge, 15 i Sverige og 5 i Finland.

2.4.3 Elmarkedet frem mod 2025

UPS4 indbygges i Ramses-modellen. Modellen simulerer udbuddet af elektricitet på markedet med de for scenariet forudsatte brændselspriser og CO₂-kvotepriser.

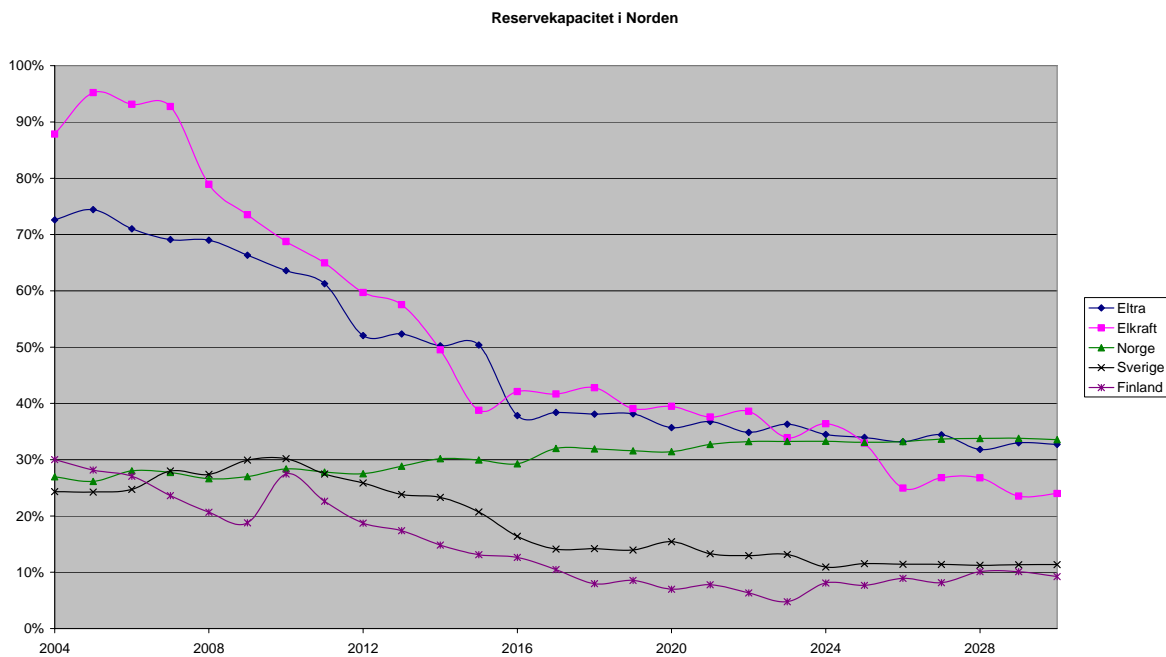
Elprisen på Nordpools spotmarked er i begyndelsen af den betragtede periode for lav til, at det er privatøkonomisk rentabelt at opføre ny elproduktionskapacitet. Det må derfor ventes, at reserveeffekten i de nordiske lande falder, i takt med at ældre anlæg skrottes. Når reservekapaciteten falder, stiger elprisen (spotprisen) på Nordpool. Omkring 2013 begynder det at blive interessant at investere i vindmøllekapacitet. Enkelte fjernvarmeområder bliver også interessante for investorerne. Elprisen fortsætter stigningen frem til 2018, hvor spotprisen topper med ca. 33 øre/kWh.



Figur 43: Spotprisen i Norden – høj oliepris/lav kvotepris

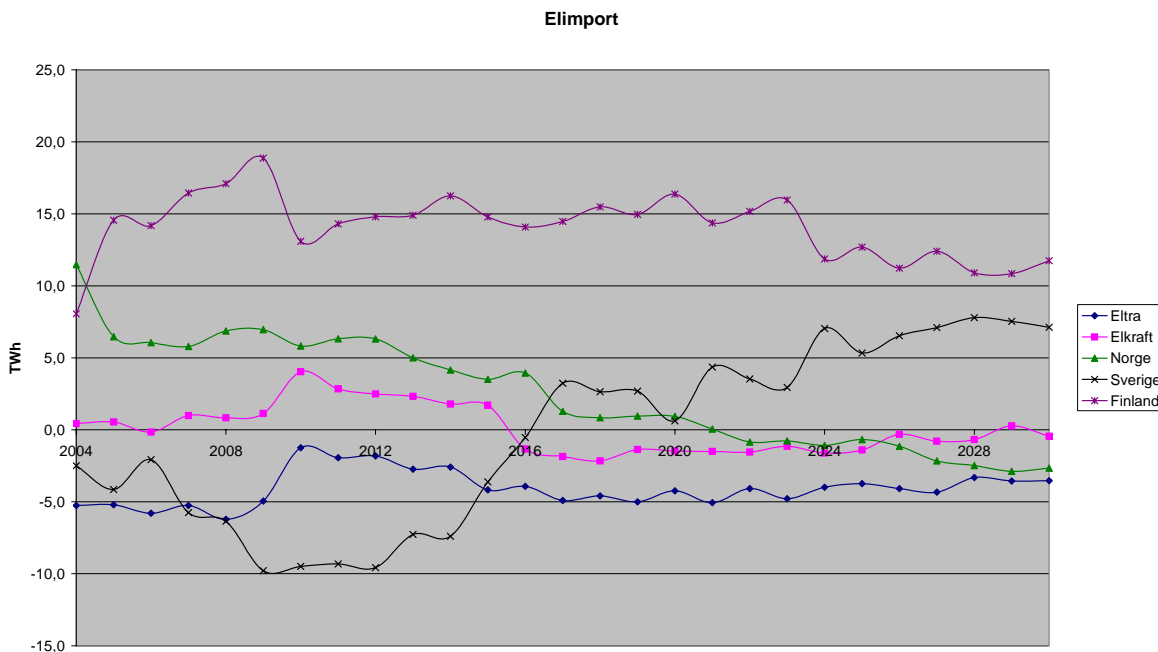
Elprisen vil som følge af de højere brændselspriser være højere end i basisfremskrivningen, om end den lavere CO₂-kvotepris dæmper stigningen.

Når elprisen er oppe på et niveau, hvor det bliver rentabelt at investere, vil reserveeffekten stabilisere sig – men på et væsentligt lavere niveau end i dag (figur 44).



Figur 44: Reservekapacitet i Norden – høj oliepris/lav kvotepris

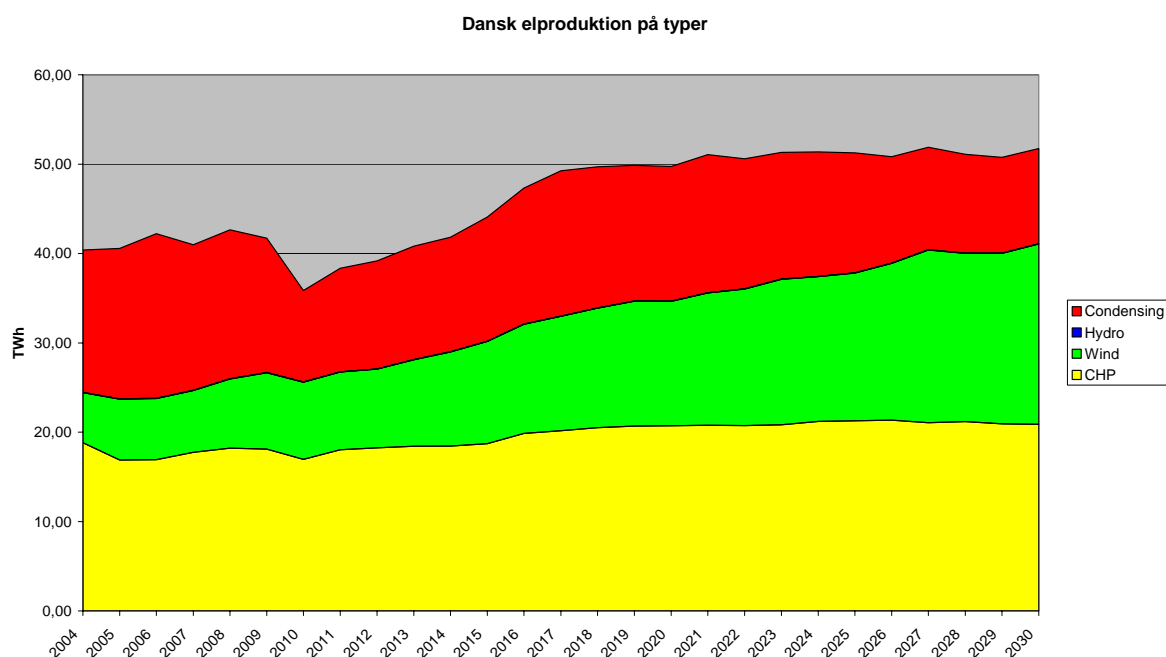
I Danmark optræder der en væsentlig højere reservekapacitet end i de øvrige områder. Dette kan være udtryk for en tilfældig skævhed i udbygningsplanen; bl.a. sker der en markant udbygning med vindkraft i et område med et relativt lille elforbrug. En anden faktor der spiller ind er den attraktive kraftvarmeproduktion med biomasse, som følger af afgiftsfordele.



Figur 45: Eludveksling – høj oliepris/lav kvotepris

Danmark er som i basisfremskrivningen eleksportør i det meste af perioden, mens Sverige bliver elimportør i takt med afviklingen af deres kernekraft (figur 45).

Det er igen væsentligt at bemærke, at den skitserede udbygningsplan kun er et af mange mulige forløb.



Figur 46: Dansk elproduktion fordelt på hovedtyper – høj oliepris/lav kvotepris

Den samlede danske elproduktion er stigende, hvilket primært skyldes et stigende forbrug, men også dækker over en mindre stigning i eleksporten. Der sker en stor stigning i andelen af vindelektricitet. Kraftvarmeandelen øges kun lidt som følge af en større elvirkningsgrad i nye værker. (Figur 46)

Ændring i produktion i forhold til basis [TWh]				
	Kraftvarme	Vind	Kondens	Elimport
2015	-1,77	1,53	-0,93	0,4
2016	-1,13	1,53	-0,30	-0,8
2017	-1,73	2,29	3,21	-4,5
2018	-1,90	2,29	3,79	-5,0
2019	-2,49	3,06	1,07	-2,5
2020	-1,77	3,06	1,20	-3,3
2021	-1,65	3,06	2,01	-4,3
2022	-1,65	3,82	1,46	-4,6
2023	-1,65	4,58	2,47	-6,5
2024	-2,17	3,82	-0,45	-2,3
2025	-2,13	3,82	0,67	-3,5

Tabel 24: Elproduktion – høj oliepris/lav kvotepris relativ til basisfremskrivningen

I tabel 24 ses ændringen i produktionen fra kraftvarme, vind og kondens i Danmark i forhold til basisfremskrivningen. Den ekstra vindkraft fortrænger tilsyneladende kraftvarmeproduktion, men en væsentlig del af forklaringen på den lavere elproduktion i kraftvarmedrift ligger i kulkraftværkernes lavere Cm-værdi sammenlignet med de gasfyrede kraftvarmeværker i basisfremskrivningen. Fjernvarmeforbruget antages desuden at være lavere som følge af højere priser. Kondensproduktionen stiger lidt, og der ses en større eleksport end i basisfremskrivningen.

2.4.3.1 Forsyningsikkerhed

Elsystemet i scenario 4 adskiller sig fra basisfremskrivningen. Der skal en meget høj elpris til at initiere investeringer, der bliver investeret i kulfyrede værker og enkelte biomasseværker til kraftvarmeproduktion, hvilket for kraftvarmeverker resulterer i mindre eleffekt per installeret MWvarme (dette afhjælpes delvist ved en opdimensionering) og elsystemet har en væsentlig højere andel af vindkraft end basisfremskrivningen.

I forhold til basisfremskrivningen bliver investeringer i vindmøller tidligere rentable, mens der for termiske værker kun i mindre grad sker brændselsskift, hvorfor investeringer i ny kapacitet ikke fremskyndes på samme måde som i scenariet hvor de høje oliepriser er kombineret med høje kvotepriser. Der er således ikke usandsynligt, at effekttilstrækkeligheden kan blive en smule dårligere end for scenario 1.

Der er ikke gennemført særskilte beregninger for dette scenario.

2.4.3.2 Muligheder for forbedret markedsfunktion

Som i de øvrige scenarier med en stor andel af vindkraft øges risikoen for, at begrænsninger i overførselskapaciteten sætter konkurrencen på tværs af områderne i det nordiske elsystem ud af funktion. Dette kan udnyttes af monopolister i de enkelte områder (en risiko der ikke er indeholdt i modellen, hvor alle markedsaktører forudsættes at handle "ærligt"). Da begrænsede investeringer samtidig kan betyde at tilstrækkeligheden i elproduktionskapacitet at være dårligere end for basisfremskrivningen, synes det sandsynligt, at økonomien i en elektrisk Storebæltsforbindelse i dette scenario vil være sammenlignelig med den for scenariet med høje olie- og CO₂-kvotepriser.

Fleksibel kapacitet og lagring

Variationen fra timerne med den laveste elpris til dem med den højeste elpris er øget i forhold til basisfremskrivningen. Dette øger rentabiliteten i fleksibelt elforbrug, og sandsynligheden for at en større del af potentialet realiseres.

2.4.4 Varmemarkedet frem mod 2025

Heller ikke i varmesektoren har de lave energi- og CO₂-priser nogen voldsom effekt set i forhold til basisfremskrivningen.

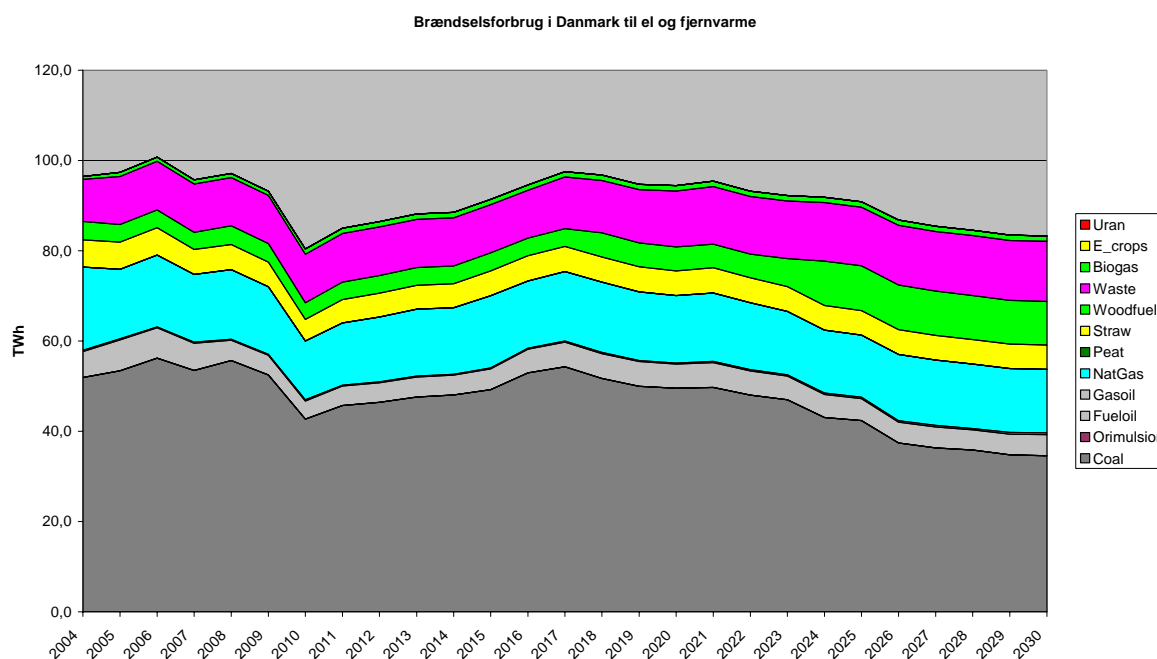
Den væsentligste forskel i centrale områder ligger i en større andel af kul i kraftvarmeproduktionen.

For de decentrale områder er udtjente værker som udgangspunkt forudsat erstattet med tilsvarende. Med lave kvotepriser vil olie stå bedre i konkurrence med naturgas.

Individuel varmforsyning og valget mellem dette og fjernvarme er nærmere beskrevet i "Perspektiver for den danske varmforsyning frem mod 2025".

2.2.5 Ressourcer

De høje energipriser giver sig udslag i et lavere energiforbrug end i basisfremskrivningen. Ressourceforbruget til el- og varmeproduktionen i Danmark er vist på figur 47.



Figur 47: Brændselsforbrug til el- og varmeproduktion i Danmark, høj oliepris/lav kvotepris

Det ses, at det samlede brændselsforbrug reduceres, bl.a. som følge af den højere andel af vindkraft. Det samlede brændselsforbrug er nogenlunde som for basisfremskrivningen, da kulkraftværkerne har en lavere elvirkningsgrad end de gasfyrede værker.

Kulforbruget reduceres kun lidt og er markant højere end i de øvrige scenarier. Kul bibeholder således den dominerende position, mens biomasse kommer ind i mindre omfang.

Der vil således fortsat være behov for en stor import af kul.

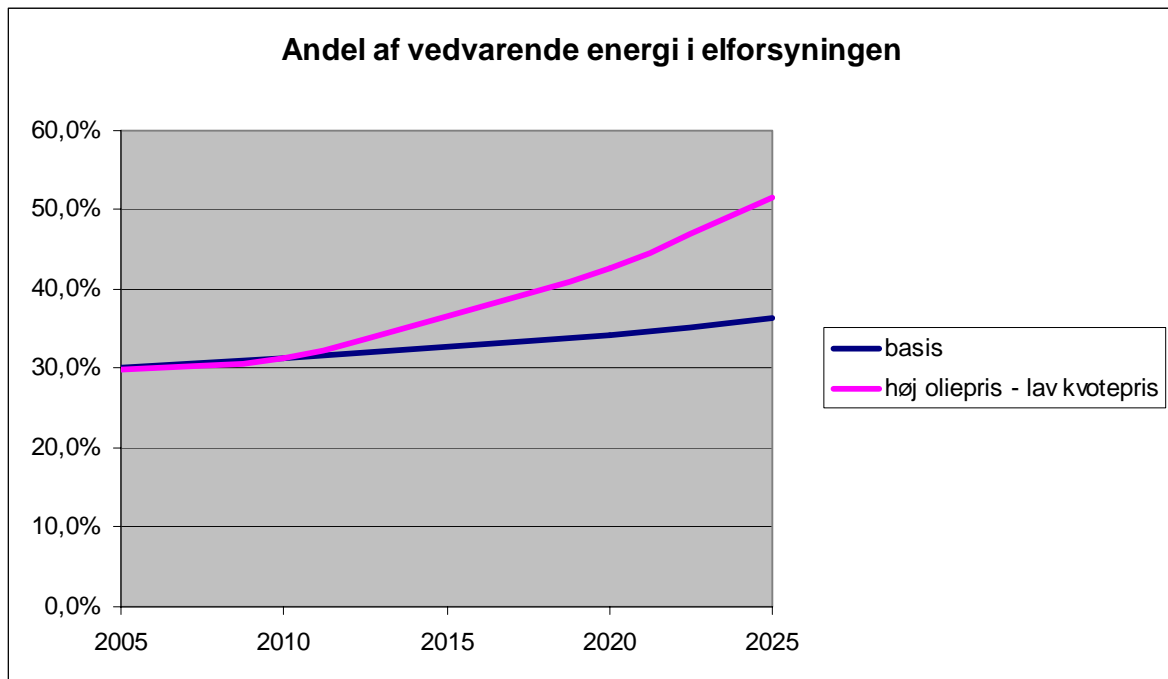
Forbruget af biomasse til el- og fjernvarmeproduktion er i 2025 øget med 5 TWh (18 PJ) sammenlignet med 2004. Dertil kommer forbruget af biomasse til andre formål.

Det uudnyttede biomassepotentiale vurderes at være omkring 65 PJ, hovedsageligt fordelt på råvarer til forgasning, samt halm [Biomasseressourcevurdering].

En vækst i forbruget som i dette scenario må således vurderes at kunne dækkes med en øget udnyttelse af indenlandske ressourcer kombineret med en begrænset import.

2.3.5.2 VE-el i Danmark

Andelen af den danske elproduktion, som er baseret på vedvarende energi, ses i figur 48. VE-el består af vindkraft, biomasse, bionedbrydeligt affald, solceller og vandkraft.

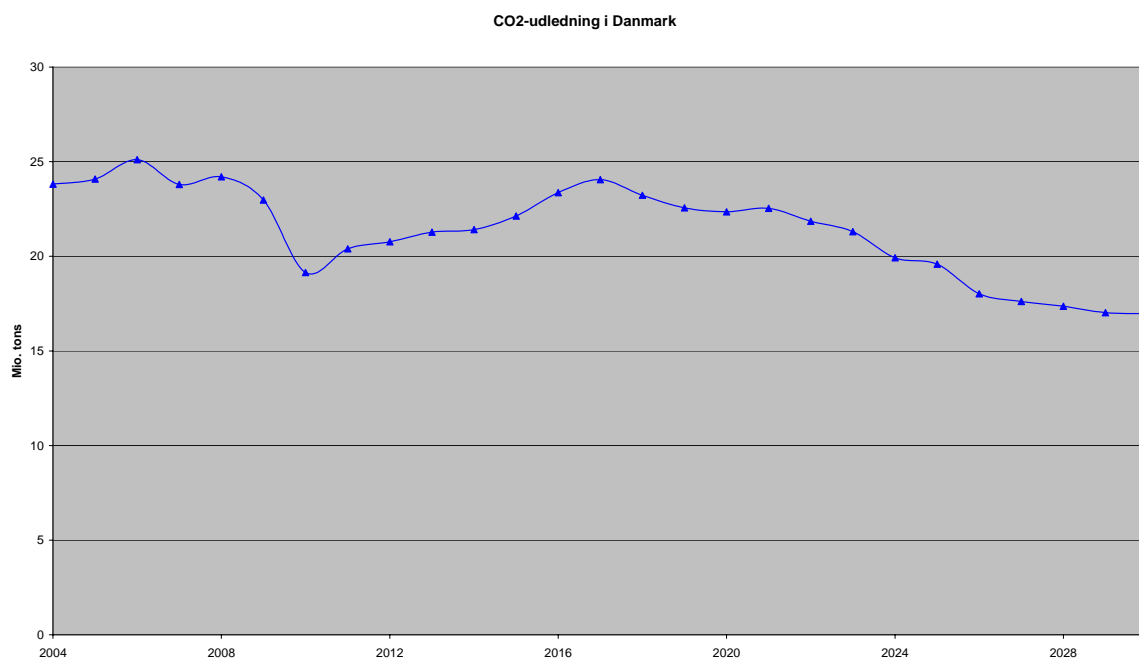


Figur 48: VE-andel i den danske elforsyning, høj oliepris/lav kvotepris

Frem til 2010 er mængden og andelen af vedvarende nogenlunde som i basisfremskrivningen, hvilket er forventeligt, idet der kun foretages enkelte investeringer. Efter 2010 stiger mængden af vedvarende energi relativt til basisfremskrivningen som følge af flere investeringer i vindmøller, samt en øget anvendelse af biomasse til kraftvarmeproduktion. I 2025 er mængden af vedvarende energi mere end fordoblet i forhold til 2005 og udgør godt halvdelen af den elproduktion.

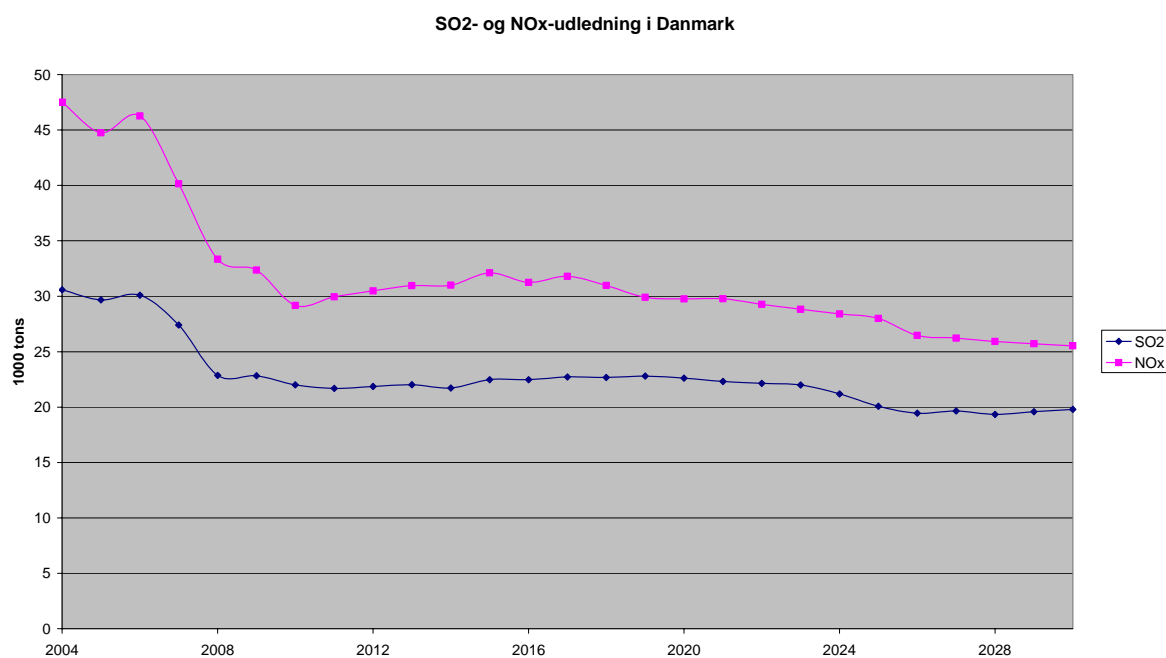
2.2.6 Miljø

I figur 49 ses udviklingen i den danske CO₂-emission.



Figur 49: CO₂-emission fra dansk el- og varmeproduktion, høj oliepris/lav kvotepris

Den øgede biomasseanvendelse og udbygningen med vindkraft gør, at CO₂-emissionen reduceres på trods af den fortsatte kulanvendelse. Også det lavere energiforbrug, der følger af højere priser, bidrager til, at emissionen kun er lidt højere end for basisfremskrivningen (tabel 25).



Figur 50: SO₂ og NO_x-emission fra dansk el- og varmeproduktion, høj oliepris/høj kvotepris

Emissionerne af SO₂ og NO_x er nogenlunde på niveau med basisfremskrivningen. Den højere udledning per MWh fra kulkraftværkerne opvejes således af en lavere produktion som følge af lavere forbrug og mere vindkraft.

Ændring i emissioner i forhold til basis			
	SO ₂ [1000 t]	NO _x [1000 t]	CO ₂ [mio t.]
2015	-0,39	-1,46	-1,02
2016	-1,89	-0,74	0,70
2017	-1,11	1,19	2,95
2018	-0,39	1,34	2,90
2019	0,25	1,29	2,47
2020	0,39	1,75	3,01
2021	0,67	2,42	3,67
2022	0,66	2,20	3,30
2023	0,53	2,70	3,51
2024	0,20	1,86	1,01
2025	-0,24	2,25	1,68

Tabel 25: Emissioner relativ til basisfremskrivningen ved høj oliepris/lav kvotepris

I tabel 25 ses de relative ændringer i emissionerne i forhold til basisfremskrivningen.

2.4.7 Infrastruktur m.v.

I forhold til brændselssammensætningen sker der i gennem perioden færre ændringer fra situationen i dag sammenlignet med de øvrige scenarier.

Den største udfordring ligger i at finde egnede lokaliteter til vindmølleparker og at forberede elinfrastrukturen til at håndtere disse. Scenariet viser, at udbygningen med havvindmøller, såfremt olieprisen er høj, sandsynligvis vil tage fart på et tidligt tidspunkt, uanset at CO₂-kvoteprisen er lav.

2.4.8 Økonomiske betragtninger

Kulfyrede værker, biomasseværker og vindmøller er relativt investeringstunge teknologier. Udbygningsplanen vil således kræve mere investeringskapital end i basisfremskrivningen hvor hovedvægten af investeringerne er i gaskapacitet. De løbende udgifter til brændsel vil til gengæld være væsentlig mindre, end hvis der under disse forudsætninger var investeret i gaskraftværker. Dette ændrer dog ikke ved, at der er behov for en stor mængde risikovillig kapital.

Den lille benyttelsestid og den gennemsnitligt høje pris på de norske kondensværker kunne tale for investeringsmæssigt billigere løsninger som gasturbiner el.lign. til gengæld for lidt højere marginale omkostninger.

Også i Danmark kunne gasturbiner (evt med kul- eller bioforgasning) el.lign. tænkes benyttet i sammenhæng med en neddimensionering af kraftvarmeværkerne.

De større samlede tilskud til vindkraft vil være en samfundsøkonomisk omkostning. Samtidig uddeles der en væsentlig mængde gratiskvoter til ny kapacitet, men kvoteprisen er dog lav. Med et CO₂-udslip fra el- og varmesektoren der er højere end i basisfremskrivningen, vil Danmark i sidste ende risikere at skulle købe flere kvoter udenlands.

2.4.9 Opsummering

Med høje priser på fossile brændsler kombineret med lave CO₂-priser, tyder analyserne af de forskellige investeringsmuligheder på, at der primært vil blive opført kulfyret kraftvarmekapacitet, dog vil der være god økonomi i et mindre antal biomasseværker i Danmark og Sverige som følge af afgiftsforhold. I Norge betyder antagelsen om en lavere naturgaspris, at der opføres lidt naturgasfyret kondenskapacitet. Havvindmøller vil blive opført i det omfang de teknisk-økonomisk kan indpasses i elsystemet, hvilket resulterer i en lidt mindre massiv udbygning end i scenariet med høje CO₂-priser.

Et sandsynligt udbygningsforløb, viser at der i perioden 2011-2030 i Danmark bliver opført ca. 2900 MW_{el} kulfyret kraftvarmekapacitet, 1100 MW_{el} biomassefyret kraftvarmekapacitet og 3400 MW havvindmøller.

Udbygningsforløbet og rammebetingelserne resulterer i elpriser på Nordpool der fra et niveau omkring 26 øre/kWh i 2005 stiger til små 33 øre/kWh i 2018 og derefter stabiliserer sig omkring 32-33 øre/kWh.

De høje brændselspriser medfører, at der investeres i mange havvindmøller hvilket gør at reservekapaciteten falder lidt langsommere end i basisfremskrivningen. Såfremt gamle værker holdes i reserve i hele deres tekniske levetid er der således tilsyneladende et større kapacitetsoverskud i systemet.

Den danske CO₂-udledning fra elsektoren vil i dette scenario være godt 2 mio. tons højere end i basisfremskrivningen for perioden 2015-2025, mens udledningen af NO_x og SO₂ vil være nogenlunde som i basisfremskrivningen.

Udbygningsplanen forudsætter bl.a. at der findes egnede lokaliteter til havvindmølleparker med en samlet kapacitet på 3400 MW. Elinfrastrukturen skal indenfor hvert område udbygges således at vindkraften kan indpasses. Dette vil nødvendiggøre investeringer i infrastruktur.

De biomassefyrede kraftvarmeverker der opføres i scenariet er ret følsomme overfor ændringer i rammebetingelserne. Størst betydning har afgiftsforholdene og en mindre afgiftsfordel til biomassen ved kraftvarmeproduktion vil kunne føre til en udbygning alene med kulkraftværker. Det samme vil gælde såfremt der ses en lidt lavere kul- eller CO₂-pris. På den anden side vil en beslutning om også at tildele gratiskvoter til biomassefyrede værker stille dem lidt bedre i konkurrencen, om end betydningen pga. den lave kvotepris er begrænset.

Kapitel 3: Sammenfatning af scenarieanalyserne

I dette afsnit sammenlignes de forskellige scenarier på en række nøgleområder. Dette gøres ved en række sammenfattende tabeller og figurer. Desuden henvises der til resuméet i begyndelsen af rapporten for sammenfattende betragtninger.

3.1. Investering i ny kapacitet

De anvendte prisspænd for olie- og CO₂-pris repræsenterer investeringsforløb med store individuelle forskelle. Således repræsenteres såvel forløb, hvor udbygningen med havvindmøller er ret begrænset som forløb med en markant forøgelse af vindmøllekapaciteten. På samme måde dækker scenarierne forløb, hvor der ensidigt fokuseres på fossile brændsler såvel som forløb, hvor størstedelen af den opførte termiske kapacitet baseres på biomasse.

Konkurrenceforholdet mellem brændslerne skifter fra scenario til scenario. Vindkraft bliver i alle scenarier kommerciel konkurrencedygtig inden 2025, men det forventelige omfang af vindmølleudbygningen varierer. Hver ny vindmøllepark presser elsalgsprisen for alle parker, som følge af samtidigheden i produktion. Dvs. at økonomien for vindmøllepark nummer 1 er bedre end for vindmøllepark nummer 2 og så fremdeles.

	Lav oliepris / lav CO ₂ -pris (Scenario 2)	Lav oliepris / høj CO ₂ -pris (Scenario 3)	Basis-fremskrivning	Høj oliepris / lav CO ₂ -pris (Scenario 4)	Høj oliepris / høj CO ₂ -pris (Scenario 1)
Billigst termisk	Naturgas	Naturgas	Naturgas	Kul	Biomasse
Alternativ termisk*	Kul	Biomasse (KV)	Kul	Biomasse (KV)	Kul
Havvindmøller	Få	Middel-Mange	Middel	Mange	Mange
Mulighed for anden VE**	Meget Lille	Lille	Lille	Middel	Stor

Tabel 26: Investeringer i scenarierne

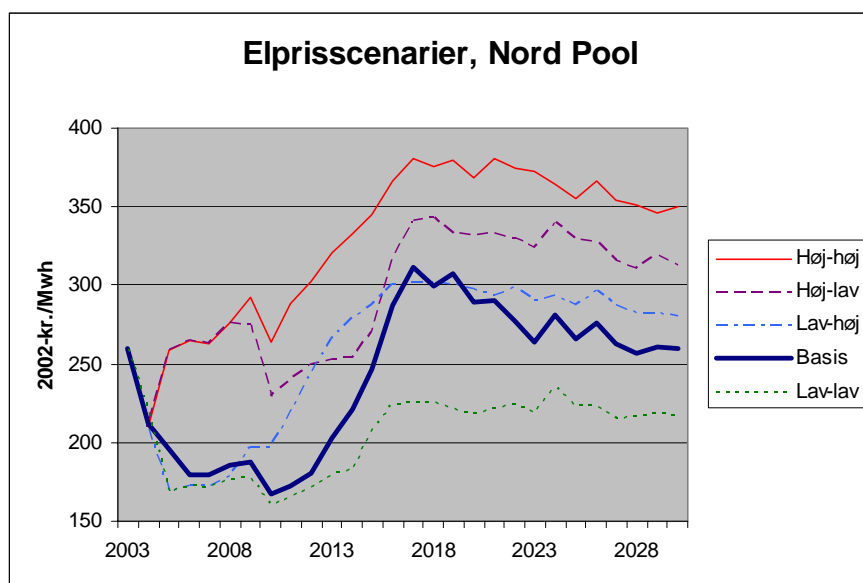
* Næstbilligste termiske teknologi – (KV) indikerer at det særligt gælder kraftvarmeproduktion.

** Primært vurderet ud fra hvorvidt bølgekraftanlæg iflg. teknologifremskrivningerne når at blive kommercielt konkurrencedygtige med termisk kapacitet under tilsvarende tilskudsbetingelser som vindmøller.

3.2 Elmarkedet frem mod 2025

3.2.1 Elpris

Elprisen på Nordpools spotmarked er i begyndelsen af den betragtede periode i alle scenarierne for lav til, at det er privatøkonomisk rentabelt at opføre ny elproduktionskapacitet. Det må derfor ventes, at reserveeffekten i de nordiske lande falder, i takt med at ældre anlæg skrottes. Når reservekapaciteten falder, stiger elprisen (spotprisen) på Nordpool.

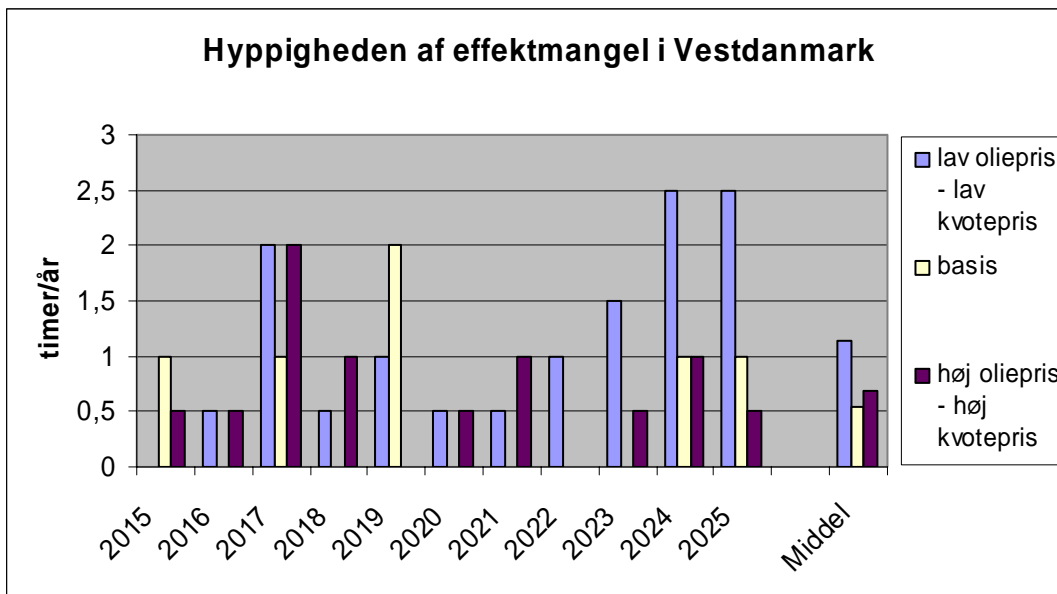


Figur 51: Elpris på Nordpool i scenarierne

3.2.2 Forsyningssikkerhed

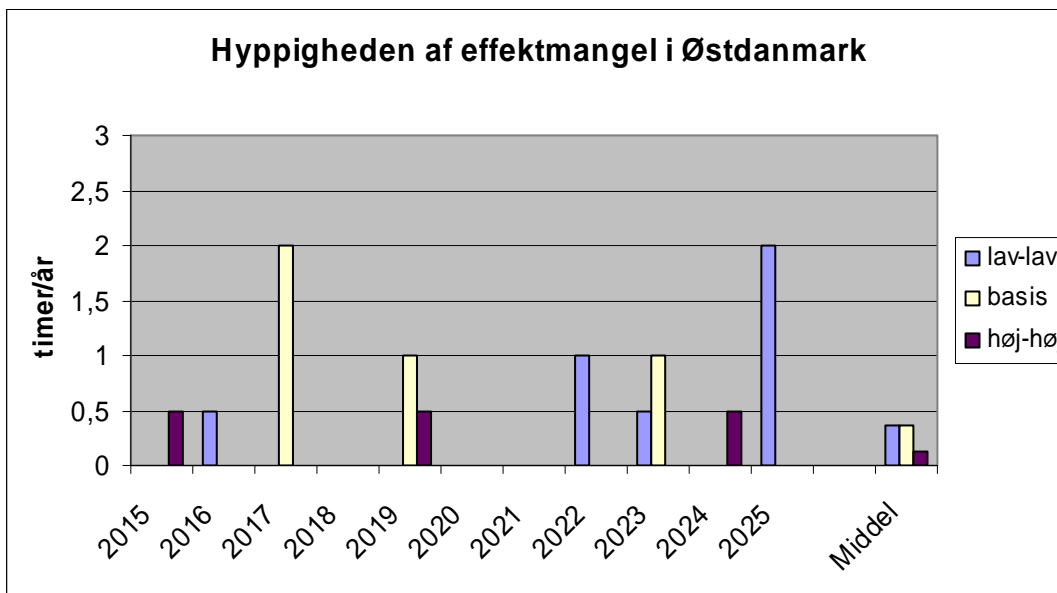
Når elprisen er oppe på et niveau, hvor det bliver rentabelt at investere, vil reserveeffekten stabilisere sig – men på et væsentligt lavere niveau end i dag. Dette kan føre til situationer, hvor der i nogle områder er utilstrækkelig elkapacitet til at dække efterspørgslen. Såfremt der ikke af sig selv aktiveres fleksible elforbrug kan det være nødvendigt at afkoble forbrugere for at undgå netnedbrud.

Sammenligningen af sandsynligheden for effektmangel på tværs af scenarierne skal tages med forbehold for den statiske usikkerhed som alle beregningerne indeholder og for tilfældige skævheder i udbygningsplanerne – et anlæg opført i ét område vil som følge af begrænset overførselskapacitet mellem områderne bidrage mest til forsyningssikkerheden i eget område.



Figur 52: Hyppighed af effektmangel i Vestdanmark

Med disse forbehold in mente indikerer beregningerne en svag tendens til flere tilfælde af effektmangel i scenariet med lave elpriser. Dog synes der ikke at være grund til at frygte en væsentlig yderligere forringelse af elforsyningsikkerheden i forhold til basisfremskrivningen, uanset rammebetingelserne.



Figur 53: Hyppigheden af effektmangel i Østdanmark

De relativt sporadiske hændelser med effektmangel i Østdanmark for alle scenarierne giver heller ikke anledning til specielle bekymringer i forhold til de forskellige rammebetingelser.

Scenarierne understøtter basisfremskrivningen i vurderingen af, at det ikke er oplagt, at forsyningssikkerheden vil være acceptabel efter 2015. Der er derfor behov for at arbejde

videre med spørgsmålet om, hvorvidt og hvordan driften af et fremtidigt ”slankt” elsystem kan håndteres særligt med fokus for mulighederne for at indpasse vindkraft, evt. i samspil med fleksible elforbrug.

3.2.3 Fordeling af elproduktionen

I dag produceres omkring halvdelen af den termiske elproduktion i Danmark i samproduktion med varme (den eksakte andel varierer fra år til år bl.a. som følge af forskelle i eksport). Udover termisk produktion har kun vindkraften betydning i det store billede (andre teknologier som bl.a. vandkraft bidrager marginalt). I 2003 udgjorde vindkraften 15,8 procent af den danske elforsyning.

Selvom varmegrundlaget ikke forventes at stige (jf. en begrænset udbygning af fjernvarmenettene, et begrænset restpotentiale i eksisterende områder og efterisolering af eksisterende boliger) kan elproduktionen ved kraftvarmedrift øges, såfremt der etableres/benyttes kraftvarmeanlæg med en højere C_m -værdi.

Kraftvarme- produktion i DK [TWh]	Lav oliepris / lav CO ₂ - pris (S2)	Lav oliepris / høj CO ₂ - pris (S3)	Basis- frem- skriv- ning	Høj oliepris / lav CO ₂ - pris (S4)	Høj oliepris / høj CO ₂ - pris (S1)
2005	19,3	19,3	16,5	16,9	17,0
2010	20,4	20,0	22,0	17,0	17,8
2015	21,3	19,8	20,5	18,7	18,3
2020	23,7	23,4	22,5	20,7	19,7
2025	25,2	26,3	23,4	21,3	20,2

Tabel 27: Elproduktion fra kraftvarme i Danmark

Scenarier med lave energipriser gør investeringer i og brug af gasfyrede CC-værker fordelagtige. Denne teknologi er kendetegnet ved en høj elvirkningsgrad. Det ses således også, at det er i disse scenarier, at kraftvarmeproduktionen er størst. Særlig i scenariet med lave oliepriser og høje CO₂-kvotepriser, hvor gaskraft i endnu højere grad erstatter kulraft.

Vindkraft i DK [TWh]	Lav oliepris / lav CO ₂ - pris (S2)	Lav oliepris / høj CO ₂ - pris (S3)	Basis- frem- skriv- ning	Høj oliepris / lav CO ₂ - pris (S4)	Høj oliepris / høj CO ₂ - pris (S1)
2005	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8
2010	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6
2015	9,1	11,4	9,9	11,4	13,0
2020	7,8	13,2	10,9	13,9	15,5
2025	8,9	15,8	12,7	16,5	19,6

Tabel 28: Elproduktion fra vindkraft i Danmark

Sammenholdes tabel 27 med tabel 28 synes der at ikke at være en tydelig reduktion i kraftvarmeproduktionen i scenarier med megen vindkraft (S3 relativt til basis og S1 relativt til S4). Dette kunne ellers i et vist omfang forventes som følge af netbegrænsninger (kritisk eloverløb).

Fjernvarmegrundlaget varierer som følge af priselasticitet lidt scenarierne imellem, men dette har kun lille betydning.

Kondensproduktion i DK [TWh]	Lav oliepris / lav CO ₂ -pris (S2)	Lav oliepris / høj CO ₂ -pris (S3)	Basisfremskrivning	Høj oliepris / lav CO ₂ -pris (S4)	Høj oliepris / høj CO ₂ -pris (S1)
2005	17,1	17,2	18,3	16,9	16,7
2010	13,0	11,2	11,9	10,2	9,8
2015	17,3	10,4	14,8	13,9	9,0
2020	17,5	6,3	13,9	15,1	9,1
2025	18,1	9,5	12,8	13,4	9,0

Tabel 29: Kondensproduktion i Danmark

Vindkraften synes i høj grad at fortrænge kondensproduktion (tabel 29 sammenholdt med tabel 28). En del af forklaringen kan dog skyldes tilfældige skævheder i udbygningsplanerne. Således varierer eleksporten scenarierne i mellem (tabel 30). Yderligere varierer efterspørgslen på el som følge af priselasticiteten i forbruget.

Dansk eleksport [TWh]	Lav oliepris / lav CO ₂ -pris (S2)	Lav oliepris / høj CO ₂ -pris (S3)	Basisfremskrivning	Høj oliepris / lav CO ₂ -pris (S4)	Høj oliepris / høj CO ₂ -pris (S1)
2005	7,1	7,1	5,7	4,7	4,6
2010	2,5	0,4	3,2	-2,8	-2,3
2015	5,2	-0,6	2,8	2,5	-0,9
2020	3,5	-2,0	2,4	5,7	0,8
2025	4,3	4,4	1,7	5,1	3,3

Tabel 30: Eleksport fra Danmark

Det er svært at konkludere noget ud fra forskellene i den danske eleksport scenarierne imellem. En del kan forklares med prisforskelle der ændrer rækkefølgen af værkerne i udbudskurven³¹, men den primære årsag må antages at være tilfældige skævheder i udbygningsplanerne. Der ses dog med forbehold for dette ingen tendens til at en øget mængde vindkraft alene bidrager til en øget eleksport.

³¹ Udbudskurven er producenternes effekt sorteret efter marginalomkostning/udbudspris – se Basisfremskrivning af el- og fjernvarmeproduktion 2004-2025, Energistyrelsen, juni 2005

3.3 Muligheder for forbedret markedsfunktion

Øget overførselskapacitet mellem områderne i det nordiske elsystem

En større andel af vindkraft øger risikoen, for at der opstår flaskehalse i form af begrænsninger i overførselskapaciteten. Dette kan medføre områdeprisdannelse, hvilket ikke i sig selv er et problem, men dog gør at forbrugere i andre områder ikke får glæde af elkapacitet med omkostninger under det prissættende værk i deres område. Med en ubegrænset overførselskapacitet vil den gennemsnitlige elpris (vægtet i forhold til forbrug) falde, men dette fald vil dække over prisstigninger i nogle områder til gengæld for prisfald i andre områder.

Forbrugernes gevinst vil på kort sigt koste producenter indtjening, igen med variationer over gevinster til tab, men på længere sigt vil investeringerne kunne tilpasses de ændrede forhold. Såfremt forbrugernes gevinst ved en given forøgelse af overførselskapaciteten overstiger producenternes tab, vil der samlet set være tale om en samfundsøkonomisk gevinst. Såfremt denne gevinst overstiger udgifter til investering og drift, kan forøgelse af overførselskapaciteten alene på dette grundlag siges at være samfundsøkonomisk rentabel.

Flaskehalse sætter desuden konkurrencen på tværs af områderne i det nordiske elsystem ud af funktion. Dette kan udnyttes af monopolister i de enkelte områder (en risiko der ikke er indeholdt i modellen, hvor alle markedsaktører forudsættes at udbyde el til deres marginale produktionsomkostning).

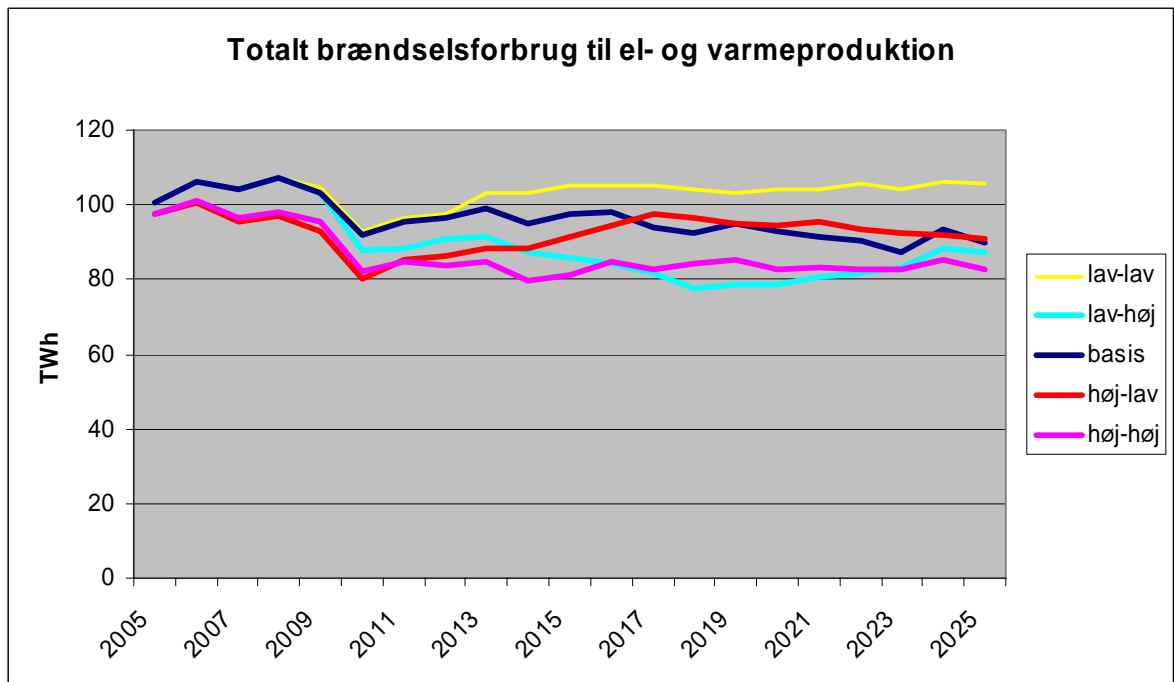
Analysen af tilstrækkeligheden i elproduktionskapacitet viste at der er tilfælde med utilstrækkelig elkapacitet i alle scenarier. Problemet er særligt udtalt i Vestdanmark. Forøget overførselskapacitet til områder med utilstrækkelig elkapacitet kan afhjælpe dette, idet forbindelser til andre områder i princippet har næsten samme effekt som en produktionsenhed i området.

Alle disse forhold må medtages i en vurdering af specifikke forbindelser mellem områder.

En elektrisk storebæltsforbindelse vil således mindske problemerne med effektmangel i systemet, samt give en positiv driftsnytte. Desuden vil forbindelsen mindske risikoen for monopoldannelse og dermed kunne medvirke til en forbedret markedsfunktion.

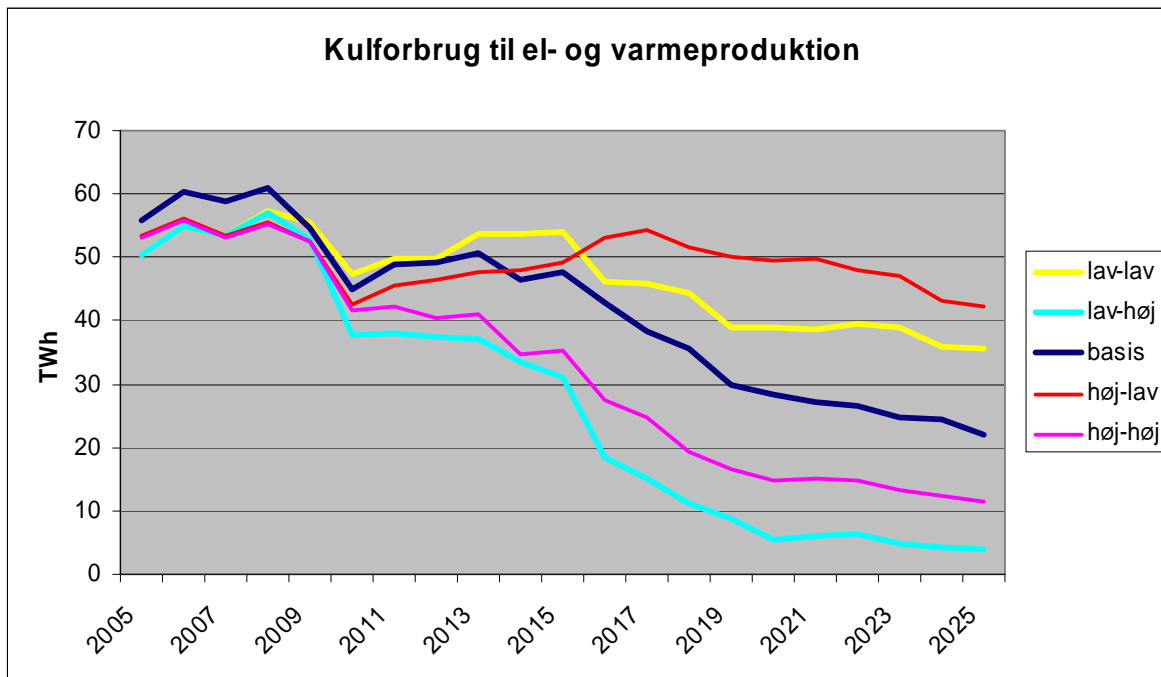
3.4 Ressourcer

Som følge af, at efterspørgslen på el- og varme varierer scenarierne imellem, og at mængden af el produceret af vindmøller ligeledes varierer, er det resulterende brændselsforbrug også forskelligt.



Figur 54: Totalt brændselsforbrug til dansk el- og varmeproduktion

Såvel energiprisen som andelen af vindkraft har betydning for det samlede brændselsforbrug. Således er brændselsforbruget lavest i scenariet med de højeste energipriser og den største andel af vindkraft (høj-høj) og højest i scenariet med de laveste energipriser og færrest vindmøller (lav-lav). En lavere elvirkningsgrad ved kulteknologi sammenlignet med gaskraftværker og en højere eleksport (som følge af andre brændselspriser muligvis i kombination med en "tilfældig" skævhed i udbygningen) gør at brændselsforbruget i scenariet med de høje oliepriser og lave CO₂-priser er højere end i scenariet med de lave oliepriser og høje CO₂-priser. (figur 54).



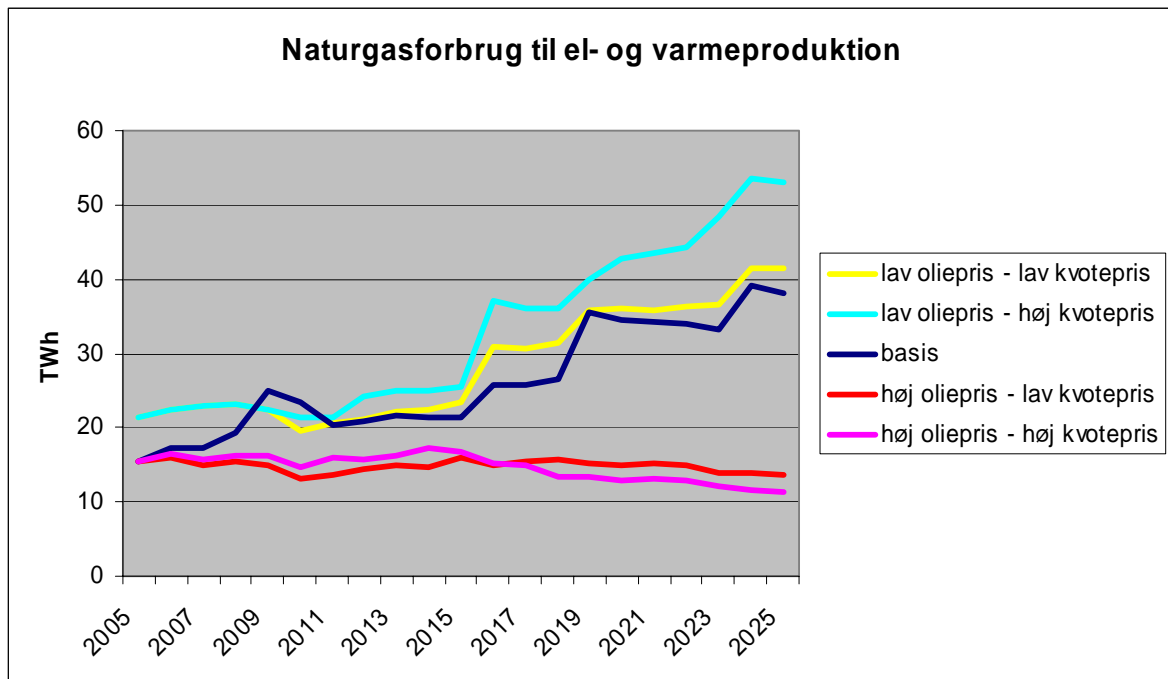
Figur 55: Kulforbrug til dansk el- og varmeproduktion

Kulforbruget har (når der korrigeres for udsving i eksport) været faldende gennem en årrække. I basisfremskrivningen fortsætter denne tendens, særligt fra 2016 og frem, hvor udtjente kulkraftværker antages erstattet med ny gasfyret kapacitet. Det samme billede ses i de øvrige scenarier, bortset fra i scenariet med høje oliepriser og lave CO₂-priser, hvor der investeres i kulfyret kapacitet, og kulforbruget derved forbliver nogenlunde konstant (reduktionen skyldes, at der antages at blive anvendt en større mængde biomasse).

En høj kvotepris har en synlig effekt på kulforbruget.

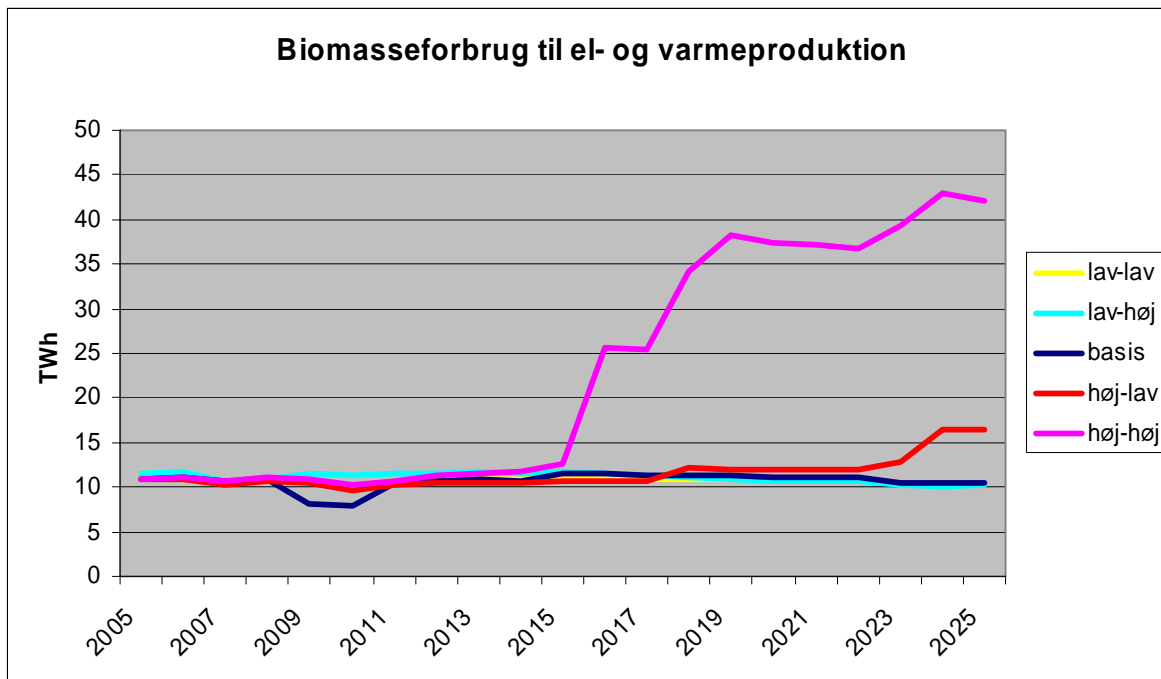
Det ses også, at kulforbruget ligger lavere i scenarier med høje kvotepriser i scenarier med samme priser på fossile brændsler, også inden opførslen af ny kapacitet får betydning.

Antagelsen om at kulprisen, følger de øvrige fossile brændselspriser med 50 procent, gør at kul i scenarierne med høje olie- og gaspriser er det af de fossile brændsler, der giver de laveste marginale produktionsomkostninger, hvilket øger forbruget. (figur 55).



Figur 56: Naturgasforbrug til dansk el- og varmeproduktion

I scenarierne med lave priser på fossile brændsler er det som i basisfremskrivningen naturgasforbruget, der øges markant i perioden fra 2016 og frem. I scenarierne med høje priser udkonkurreres naturgassen af kul og biomasse, hvilket umiddelbart halverer gasforbruget, som derefter er nogenlunde konstant i hele perioden. Naturgasforbruget er i disse scenarier stort set begrænset til decentrale kraftvarmeanlæg og fjernvarmekedler. Det er muligt, at der også her vil ske et brændselsskift, selvom fleksibiliteten på kort sigt kan være dårligere.

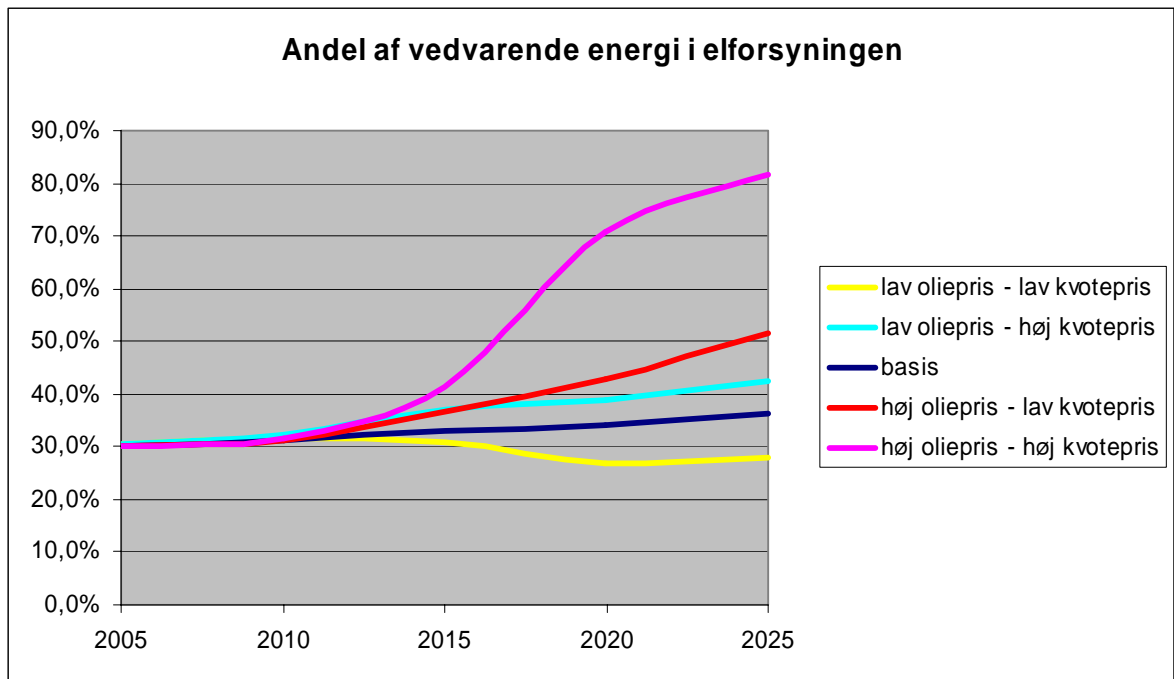


Figur 57: Biomasseforbrug til dansk el- og varmeproduktion

For biomasseforbruget tyder de små forskelle i forbruget indtil 2015 scenarierne imellem på, at det er kapaciteten, der sætter begrænsningen. Det skal også erindres at der for størstedelen af den eksisterende biomassekapacitet gælder særlige afregningsregler for elproduktionen.

3.4.1 VE-el i Danmark

Andelen af den danske elproduktion, som er baseret på vedvarende energi, ses i figur 58. VE-el består af vindkraft, biomasse, bionedbrydeligt affald, solceller og vandkraft (80% af affaldets energimængde er antaget bionedbrydeligt).



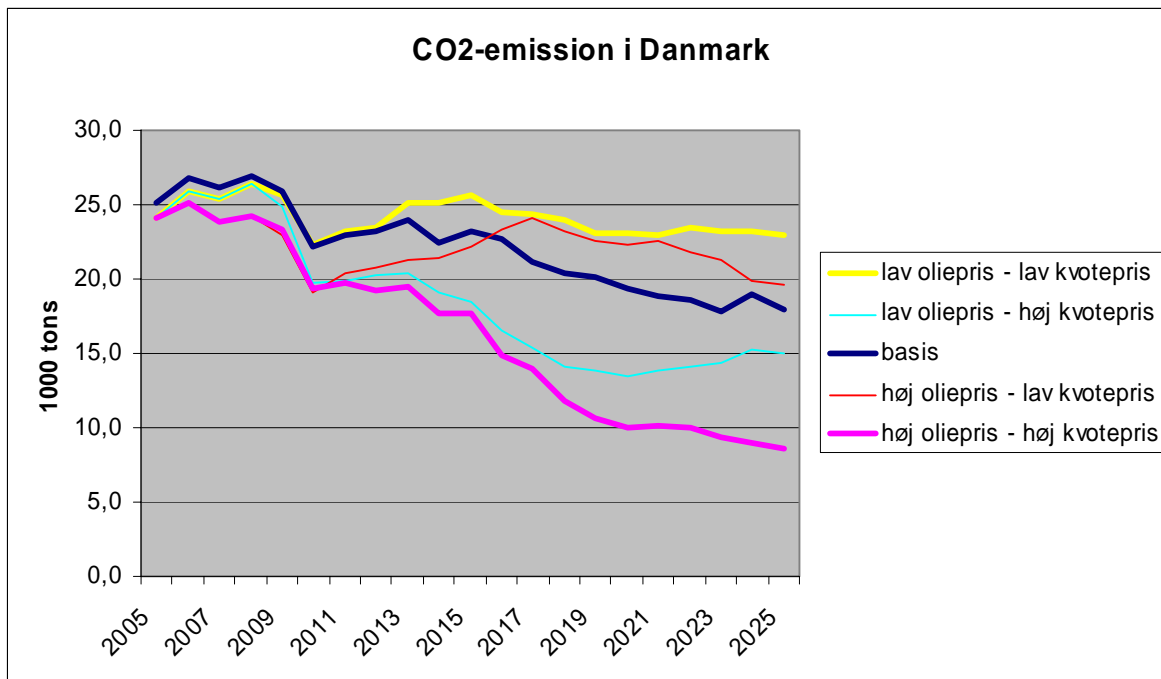
Figur 58: Andel af vedvarende energi i den danske elproduktion

Frem til 2012, hvor der stort set ikke investeres i ny kapacitet, er andelen af vedvarende nogenlunde den samme uanset rammebetingelser. Herefter ses det, at såvel høje priser på fossile brændsler som høje CO₂-priser øger andelen markant. For scenariet, hvor begge disse forhold gælder (høj-høj), sker der en nærmest eksplosiv stigning i andelen af vedvarende energi, og tendensen vil, med forbehold for tilgængeligheden af biomasseressourcer, fortsætte efter den her illustrerede periode således at man vil bevæge sig imod en el- og varmeproduktion uden fossile brændsler.

Med priser på fossile brændsler i den lave ende af spektret skal der indføres yderligere markedsmekanismer til fremme af vedvarende energi, såfremt der ønskes en større andel af vedvarende energi.

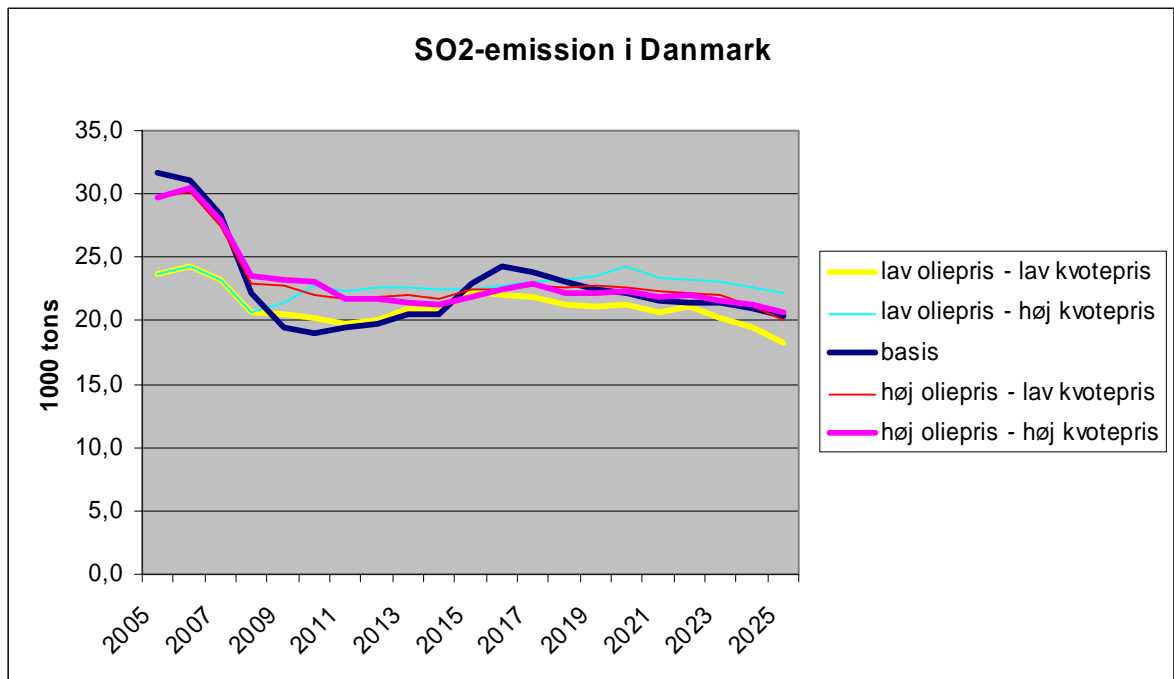
3.5 Miljø

Et brændselsskift fra kul til naturgas gør, at CO₂-emissionen per MWh reduceres. Endnu mere markant er reduktionen ved omlægning til biomasse. Vindmøllerne bidrager herudover med CO₂-neutral elektricitet.



Figur 59: CO₂-emission fra dansk el- og varmeproduktion

Det er således ikke overraskende, at CO₂-emissionen reduceres mest i scenariet med brændselsskift til biomasse (høj-høj). Høje brændselspriser gør det dog ikke alene, da det i en kombination med lave CO₂-priser kan føre til en stigning i anvendelsen af kul (hvor udledningen af CO₂ per energienhed er væsentligt højere end for naturgas). Høje kvotepriser bidrager til CO₂-reduktion; på kort sigt som følge af at kulkraftværkerne udkonkurreres, og på længere sigt også som følge af at vindmøller bliver mere konkurrencedygtige. (figur 59). Det er væsentligt at bemærke at der alene er analyseret på virkningen af kvoteprisen. Der er ikke taget stilling til hensigtsmæssig fordeling af kvoter.

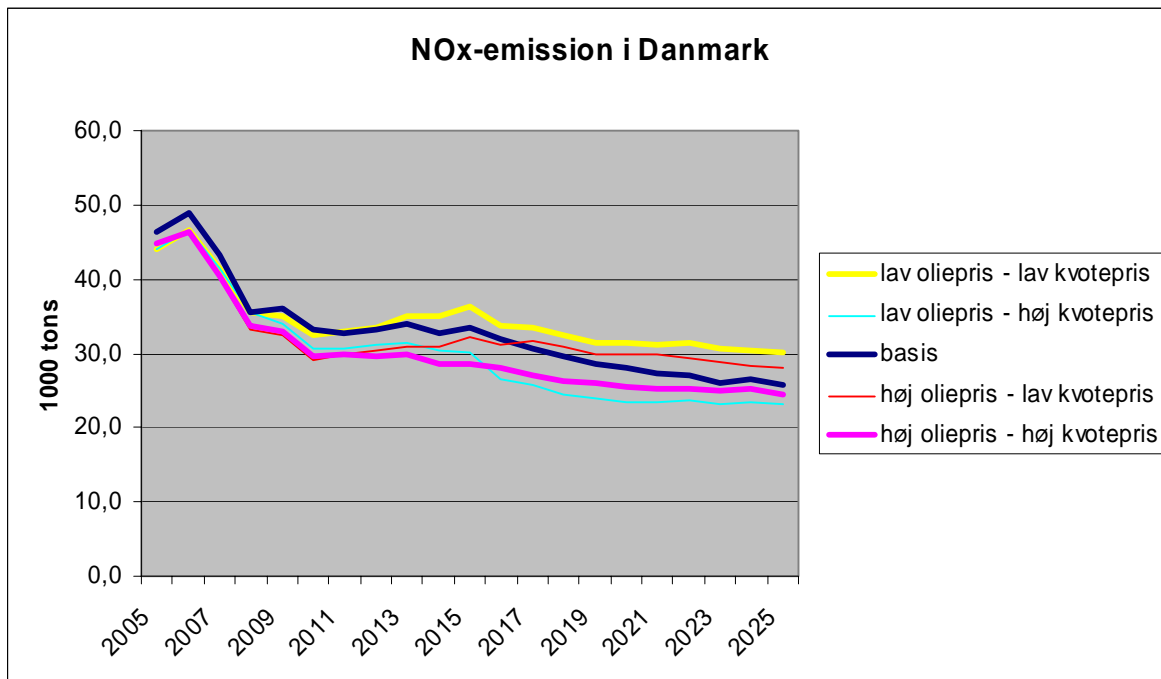


Figur 60: SO₂-emission fra dansk el- og varmeproduktion

Spændet i SO₂-emissionen scenarierne imellem er væsentligt mindre (figur 60).

Usikkerheden i forhold til teknologiudvikling er her væsentlig større end i forhold til CO₂-emissionen (der alene bestemmes af brændsel og virkningsgrad) og vil i stort omfang kunne reguleres vha. miljøbestemmelser. Det markante fald i 2008 er således en konsekvens af tekniske forbedringer på eksisterende anlæg nødvendiggjort af skærpede miljøkrav. Disse skærpede krav reducerer udledningen fra kulværker væsentligt, hvorved udledningen i scenarierne med øget kulforbrug (høje brændselspriser) nærmer sig niveauet for de øvrige. Den højere udledning i lav-høj scenariet sidst i perioden skyldes primært en stigning i fjernvarmeproduktionen på oliekedler. Det er sandsynligt, at dette forbrug i nogen udstrækning bliver omlagt til gas.

Der kan ikke ud fra analyserne peges på væsentlige forskelle i forhold til svovludledningen uanset udviklingen i rammebetingelserne.



Figur 61: NO_x-emission fra dansk el- og varmeproduktion

Heller ikke NO_x-emissionerne varierer voldsomt scenarierne imellem. Vindkraft synes at medvirke til at mindske emissionen ved at fortrænge anden produktion. Derudover synes analyserne heller ikke at pege på væsentlige forskelle i udfordringerne i forhold til NO_x-udledningen uanset udviklingen i rammebetingelserne.

3.6 Infrastruktur m.v.

Scenarierne stiller vidt forskellige krav til infrastrukturen, til håndtering af brændsler og til vindkraft.

For kul synes den eksisterende infrastruktur (havnekapacitet og lagerforhold) at være fremtidssikret, da ingen af scenarierne viser et stigende kulforbrug.

For naturgas stiller basisfremskrivningen og scenarierne med lave priser på fossile brændsler store krav til infrastrukturen. Naturgasforbruget forøges med ca. en faktor 3 i forhold til i dag. Samtidig forventes den danske udvinding fra Nordsøfeltene at blive reduceret i samme periode. Der vil således være behov for en stor import af naturgas enten via røret eller i form af LNG. LNG-terminaler kan afhjælpe problemer med flaskehalse i transmissionsnettet i eller udenfor Danmark. I tørår vil naturgasforbruget, såfremt den termiske produktionskapacitet stort set ensidigt baseres på naturgasfyrede værker, nødvendigvis måtte være endnu større, og det kan vise sig u hensigtsmæssigt at dimensionere transmissionsnet og/eller LNG-terminaler efter maksimalforbruget, idet tørår kun i gennemsnit optræder cirka hvert tiende år.

For biomasse sker der i anden halvdel af perioden en stigning i forbruget i de scenarier, hvor priserne på fossile brændsler er høje.

For scenariet med lave CO₂-kvotepriser (høj-lav) vurderes stigningen i efterspørgsel at kunne imødekommes med øget udnyttelse af nationale ressourcer og øget import af træpiller. Der er ikke grund til at forvente, at den globale efterspørgsel vil overgå udbuddet med de beskrevne rammebetingelser. Den danske anvendelse er bl.a. initieret af afgiftsfordele ved varmeproduktionen.

For scenariet med høje CO₂-priser vil ny kapacitet med de antagne prisforudsætninger alene anvende biomasse som brændsel. En vækst i forbruget som i dette scenario vil alt andet lige nødvendiggøre en stor import. Det kan dog ikke udelukkes, at de høje priser på fossile brændsler vil føre til en global efterspørgsel på biomasse, og at prisen på træpiller, der er den lettest håndterbare handelsvare af biobrændsler, vil stige. En højere træpillepris end forudsat kan føre til, at en del af forbruget erstattes med kul. Et andet potentielt problem ved en så markant anvendelse af biomasse er logistikken omkring indskibning af brændsel. Energitætheden i træpiller er lavere end i de konkurrerende brændsler, og et kraftværk, der fyrer med biomasse, vil derfor alt andet lige lægge beslag på mere havnetid end et kraftværk fyret med kul. Der kan således være behov for tiltag som eksempelvis udbygning af havnekapaciteten omkring kraftværkspladserne.

Der sker i alle scenarier en udbygning med havvindmøller. Dette kræver, at der findes egnede lokaliteter til mellem 800 og 4200 MW havvindmøllekapacitet. Det er væsentlig for en udbygning på markedsvilkår at forberedende arbejde med screening af områder er foretaget i god tid. En udbygning med vindkraft kræver også investeringer i elinfrastrukturen. Sådanne investeringer må vurderes i forhold til scenarier med en massiv udbygning såvel som scenarier med en mere moderat udbygning.

En forstærkning af forbindelserne til naboømråderne og mellem Øst- og Vestdanmark vil kunne bidrage til forsyningssikkerheden ved at mindske risikoen for, at der opstår situationer med effektmangel. En udvidet overførselskapacitet til naboømråderne vil samtidig mindske risikoen for monopoldannelse og dermed kunne medvirke til en forbedret markedsfunktion.

3.7 Økonomiske betragtninger

Scenarierne stiller forskellige krav til investeringskapital i energisektoren. I basisfremskrivningen og scenarierne med lave oliepriser koncentrerer investeringerne om gasfyret kapacitet, mens det i scenarierne med høje oliepriser er relativt investeringstunge teknologier, biomasse og kul, der vinder frem. Vindmøller kræver også stor investeringskapital til gengæld for lave driftsomkostninger.

Analyserne tyder således på, at høje priser på fossile brændsler ikke alene vil føre til øgede energipriser, men også skabe en større efterspørgsel efter investeringsvillig kapital til energisektoren.

Med statiske antagelser om tilskud, afgifter og tildeling af gratiskvoter scenarierne i mellem, vil der være væsentlig forskelle på afgiftsprovener, PSO-omkostninger og på de sandsynlige ”udgifter” til tildeling af gratis CO₂-kvoter.

Omfanget af tildeling af gratis CO₂-kvoter, forskelle i afgifter på brændsler samt tilskud til elproduktion på vedvarende energi kan have væsentlig betydning for beslutninger om opførelse af ny kapacitet og skrotning af ældre kapacitet. Desuden kan de forvride konkurrenceforholdet mellem fossil og vedvarende energi. For at undgå konkurrenceforvridning og uheldige lokaliseringssincitament er der behov for en international koordinering på dette område. Forskelle i tilskuds/afgifts-forhold bør principielt afspejle reelle forskelle i eksternaliteter.

Tildeling af gratiskvoter til ny kapacitet vil kunne reducere gratiskvoterne til bestående kapacitet, afhængigt af, hvordan den samlede klimaforpligtelse opfyldes. Denne gratiskvotetildeling vil efter de nuværende regler blive mindst i scenariet med biomassefyret kapacitet. Omvendt betyder forskelle i afgifter på brændsler til varmeproduktion, at statskassen i scenarier med meget biomasse får et lavere afgiftsprovener.

Med de valgte beregningsforudsætninger virker gratiskvoterne til ny kapacitet i beregningerne som et investeringstilskud, hvilket indebærer, at den langsigtede elpris i scenarier, hvor der opføres ny fossil kapacitet, kun omtrentligt afspejler CO₂-omkostningen, idet elprisen på langt sigt bestemmes af et nyt værks langsigtede marginalomkostninger. Reservekapaciteten i systemet bliver dermed højere end uden gratiskvoter, hvilket til gengæld kan have positiv effekt på forsyningssikkerheden.

3.8 Usikkerhed

Der er i sagens natur stor usikkerhed forbundet med fremskrivninger. Udover usikkerhed vedrørende rammebetingelserne, der er forsøgt afdækket med de efterfølgende scenarier, er der væsentlig usikkerhed forbundet med at forudsige investorenes ageren under givne rammebetingelser. Usikkerheden på investorbetragninger om ny kapacitet vedrører bl.a.

- Forrentningskravet (herunder risikovurderingen af en given investering),
- mulighed for varmeafsætning og den opnåelige varmepris,
- mulighed for gratis CO₂-kvoter,
- størrelsen af betalingen for de såkaldte ”systemydelse” til elproducenter (fra vindmøller),
- værdisætning af brændselsfleksibilitet
- samt hyppighed af tørår/vådår.

Der er gjort en række antagelser for de første fire punkter, ligesom det er beskrevet at et ønske om risikospredning kan føre til at investorerne er villige til at betale for en større brændselsfleksibilitet end scenarierne afspejler.

Analyser for basisfremskrivningen har vist, at kraftværkerne og til dels vindmøllerne i vådår får en væsentligt større merindtjening relativt til det, de sætter til i et tørår.³² Den ekstra

³² Basisfremskrivning af el- og fjernvarmeproduktion 2004-2025, Energistyrelsen, juni 2005

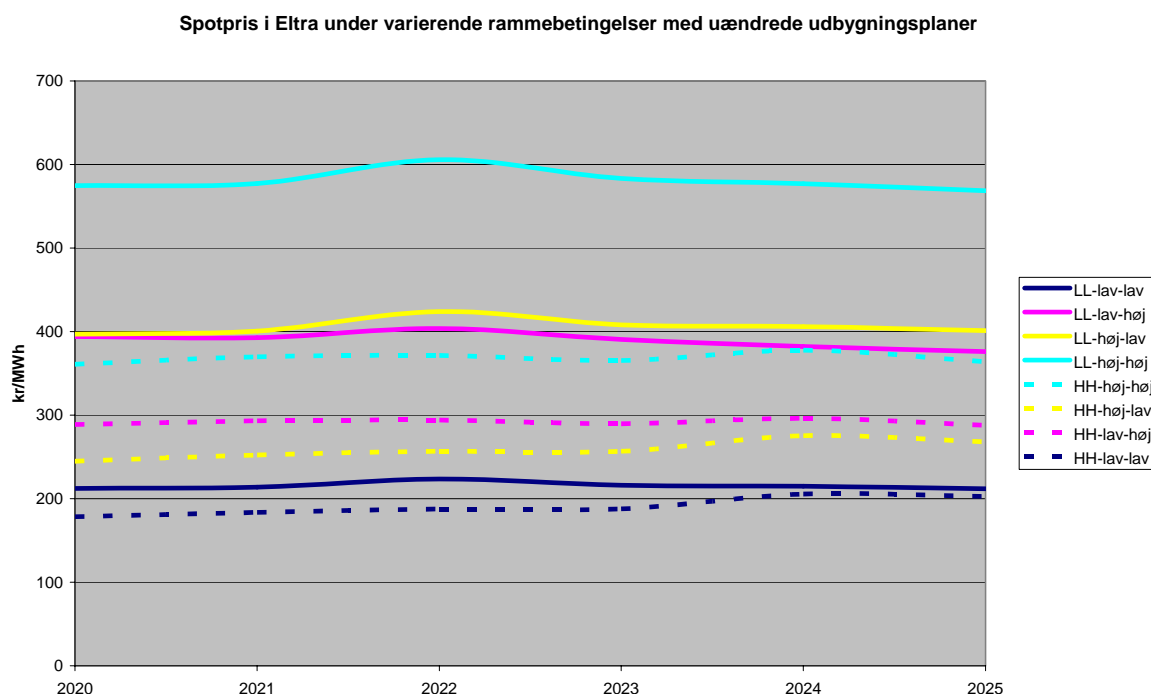
indtjening kan føre til, at der investeres i mere kapacitet, end udbygningsplanerne viser. Dette vil gavne forsyningssikkerheden og føre til en lavere elpris i normalår.

Bilag: Scenariers robusthed ved (pludselige) ændringer i rammebetingelser

Der er gennemført RAMSES-kørsler for årene 2020-2025 for udbygningsplanerne ”Lav-Lav” og ”Høj-Høj” med de tre øvrige sæt af rammebetingelser. Dvs. udbygningsplanerne er antaget uændret, mens brændselspriser og CO₂-priser er varieret. Derved er det formålet at illustrere, hvad der kan ske med elpris m.v. såfremt de rammevilkår som investeringerne er foretaget under (forventning om) pludselig ændrer sig.

Årene 2020-2025 er valgt, fordi sammensætningen af elproduktionskapaciteten for de to betragtede scenarier her er vidt forskellige.

Spotpris



Figur 62: Spotpris i Eltra under varierende rammebetingelser. Samme farve betegner identiske rammebetingelser – stiplede linie UP-”høj-høj”. ”HH-lav-lav” betyder at det er Udbygnings”Planen” fra ”Høj-Høj” scenariet og rammebetingelserne fra ”lav-lav”-scenariet (oliepris og kvotepris).

Det ses som forventet, at elprisen vil stige, såfremt enten brændselspriser eller CO₂-kvotepriser stiger og vice versa.

Udbygningsplanen for scenariet med høje oliepriser og kvotepriser er kendetegnet ved en høj andel af vindmøller og biomasse. Marginalomkostningerne for disse ændres ikke med rammebetingelserne (biomassepris antaget uafhængig af oliepris). Dette resulterer i at elprisen varierer væsentligt mindre end for lav-lav, der er kendetegnet ved meget naturgas.

For alle rammebetingelser er elprisen lavere med høj-høj udbygningsplanen.

Betydning af ændrede CO₂-kvotepriser for elprisen

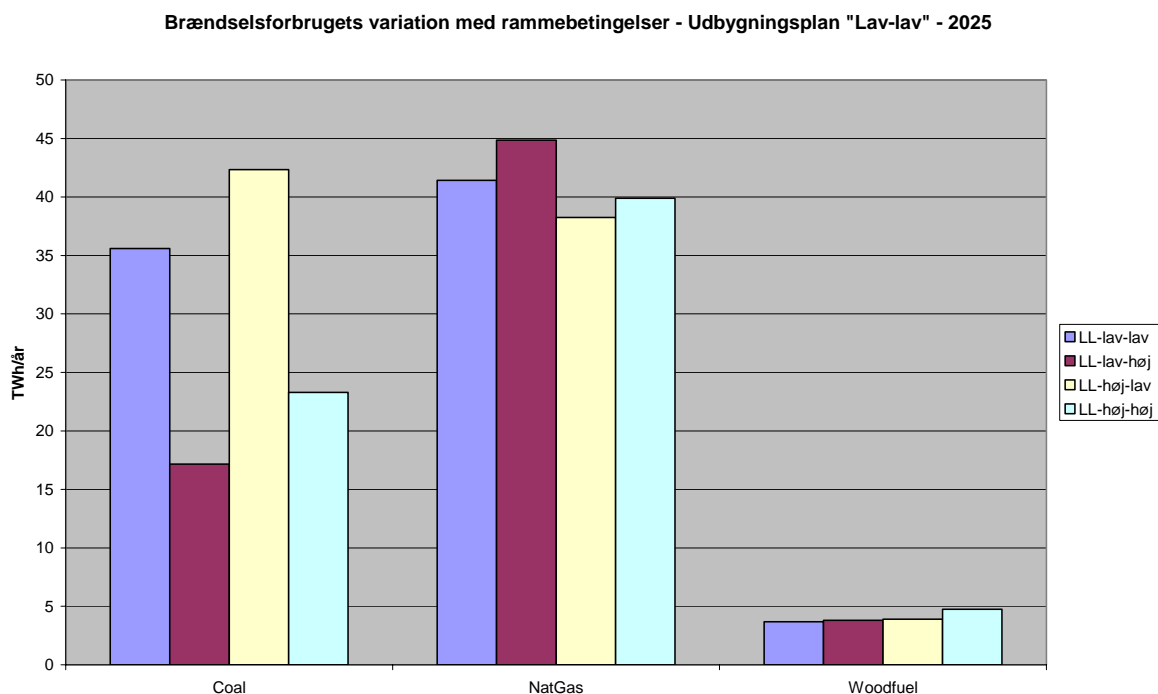
En stigning i CO₂-kvoteprisen på 250 kr./ton betyder i ”lav-lav” en stigning i elprisen på 17-18 øre/KWh. Effekten er stort set uafhængig af brændselspris og aftagende henover den betragtede periode (som følge af stigende naturgaskapacitet til erstatning for kul).

For ”høj-høj” betyder et fald i CO₂-kvoteprisen på 250 kr./ton et fald i elprisen på 9-12 øre/kWh. Effekten er igen aftagende over tid (pga. mere biomasse) og lidt mindre for lave brændselspriser. Den mindre betydning af kvoteprisen i ”høj-høj” skyldes den større andel af biomasse.

Det er væsentlig at bemærke, at det er forudsat, at rammebetingelserne ikke påvirker investeringsforløbet.

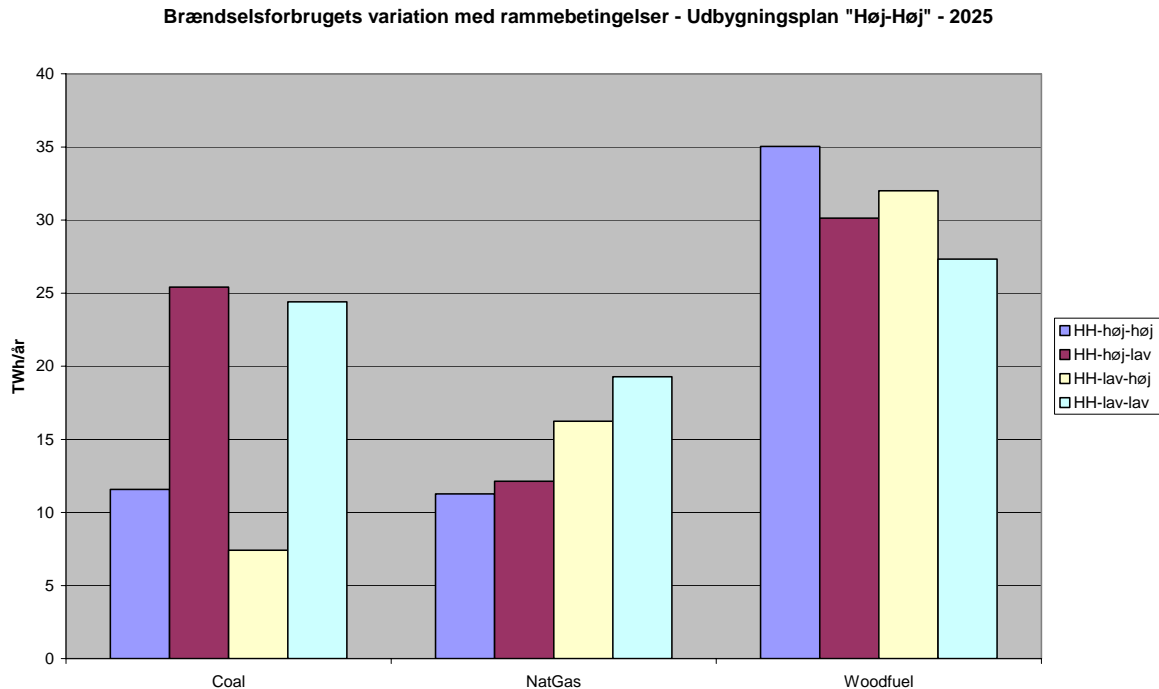
Brændselsforbrug for varierende rammebetingelser

En større brændselsfleksibilitet vil ligeledes mindske elprisens afhængighed af ændringer i rammebetingelser. Ses der på ”lav-lav” scenariet, reduceres kulforbruget i Danmark når kvoteprisen bliver høj. Der anvendes lidt mere naturgas, mens importen (ikke afbildet) stiger som en konsekvens af bedre muligheder for at øge naturgas- og biomasseforbruget i det øvrige Norden, hvor biomassen særlig er interessant ved høje oliepriser.



Figur 63: Brændselsforbrugets variation med rammebetingelser, UPS2 (”lav-lav”)

For "høj-høj" udbygningsplanen er der bedre muligheder for brændselsskift indenlands. Kulforbruget stiger således væsentlig ved lave kvotepriser, mens biomasseforbruget falder. Forbruget af naturgas øges særligt ved lave oliepriser.

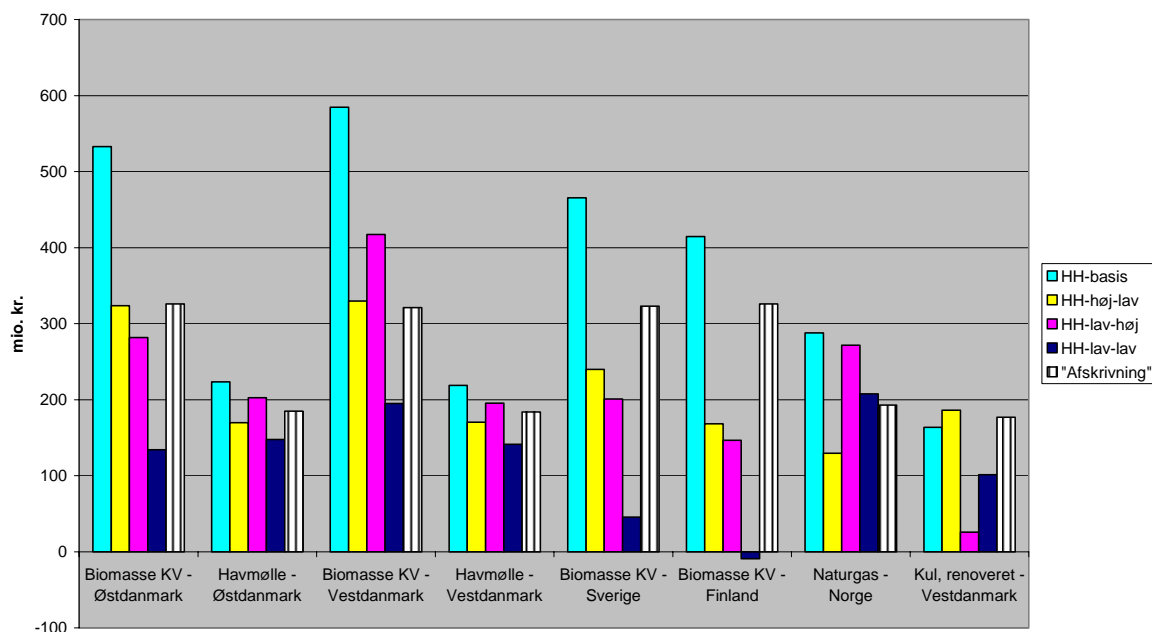


Figur 64: Brændselsforbrugets variation med rammebetingelser, UPS1 ("høj-høj")

Udvalgte værkers indtjening

Konsekvensen af ændrede rammebetingelser på bundlinien for ejerne af en række produktionsenheder er undersøgt nærmere. Der er gjort den antagelse, at der ikke foretages nyinvesteringer som følge af ændrede rammebetingelser, hvilket betyder at elprisen vil variere som angivet i figur 62.

Producentoverskud i 2025 for udbygningsplan "høj-høj"



Figur 65: Producentoverskud med varierende rammebetingelser for udbygningsplan S1 ("høj-høj")

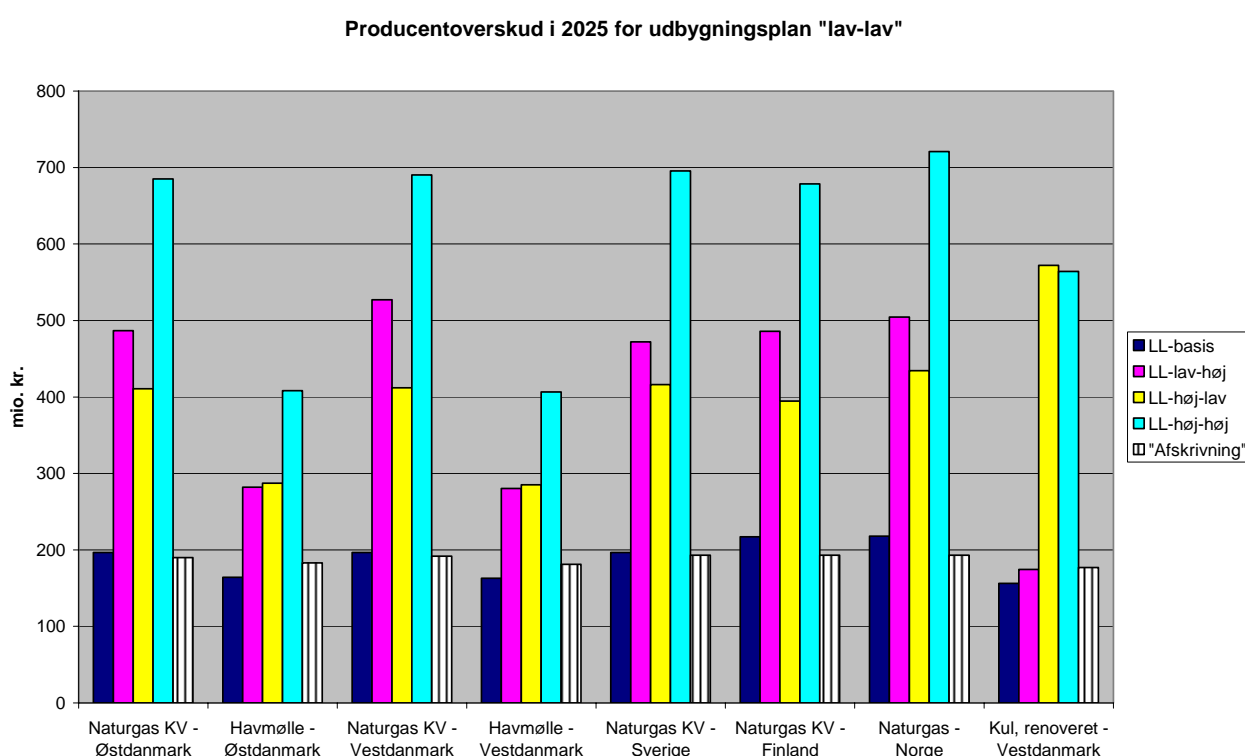
For de biomassefyrede værker falder indtjeningen med elprisen. Minimumsniveauet for indtjening betegnes "afskrivning" og svarer til en 20-årig afskrivning af investeringen med et forrentningskrav på 10 procent p.a.. De danske biomasseværker fremviser med høje brændsels- og kvotepriser et betydeligt overskud som følge af en stor afgiftsmæssig kraftvarmefordel. Kun såfremt både brændsels- og kvoteprisen bliver lav, får værkerne et betydeligt underskud i forhold til det beregnede indtjeningskrav. De svenske og finske biomasseværkers indtjening lever ikke op til minimumskravet under ændrede rammebetingelser.

Forskellen på det østdanske og det vstdanske værks indtjening med kombinationen lave brændselspriser høje kvotepriser skyldes, at det østdanske værk, som er placeret i tilknytning til det københavnske fjernvarmenet, konkurrerer med gasfyret kraftvarmekapacitet, mens det vstdanske, som er placeret i tilknytning til fjernvarmenettet i Odense, primært konkurrerer med kulfyret kapacitet. Dette er også forklaringen på, at det vstdanske værk klarer sig bedre under "høj-høj" og "lav-lav" rammebetingelserne. Andre danske værker må forventes at fremvise lignende variationer afhængig af kapacitetssammensætningen i det specifikke fjernvarmeområde. For Finland og Sverige er der ikke differentieret mellem fjernvarmeområderne.

Det norske naturgaselværk fremviser en rimelig stabil indtjening. Dette skyldes, at en lavere elpris kompenseres af en højere benyttelsestid. I højprisscenariet har værket under 4000 fuldlasttimer, men elprisen i disse timer er høj. I scenarierne med lave brændselspriser har værket 6000-7000 fuldlasttimer. Kun med kombinationen af høje brændselspriser og lave kvotepriser falder indtjening til under minimumskravet. Dette skyldes, at det bliver udkonkurreret af kulfyret kondensproduktion.

Det renoverede kulværk har da også den største indtjening når høje brændselspriser kombineres med lave kvotepriser. Her har værket også den højeste benyttelsestid med over 5000 fuldlasttimer. Med høje brændselspriser og kvotepriser fremviser værket et tilfredsstillende resultat trods kun ca. 2000 fuldlasttimer. Med lave brændsels- og kvotepriser er benyttelsestiden knap 5000 timer med elprisen i disse timer er ikke tilstrækkelig høj til at opnå en indtjening der svarer til minimumskravet.

Investeringer i vindkapacitet er mindre afhængig af rammebetingelser som følge af at en del af indtjeningen er sikret igennem et fast pristillæg. På trods af, at den samlede installerede kapacitet er stor, tjener møllerne 80 procent af afskrivningen i år med lave brændsels- og kvotepriser.



Figur 66: Producentoverskud med varierende rammebetingelser for udbygningsplan S2 ("lav-lav")

Med udbygningsplanen fra scenariet med lave brændsels- og kvotepriser øges indtjeningen fra de fossile værker betydeligt under de øvrige betragtede kombinationer. Dette skyldes den voldsomme stigning i elprisen som blev illustreret i figur 62.

Kulværker klarer sig bedst med høje brændselspriser, da kulprisen er forudsat at stige relativt mindre end olie-/gasprisen. Med kombinationen høje brændselspriser og lave kvotepriser tager de kulfyrede værker en del af indtjeningen fra de gasfyrede værker. Selv med høje kvotepriser har kulværkerne fortsat en betydelig indtjening (og en benyttelsestid på mere end 4000 timer for det renoverede værk). Dette skyldes, at der ikke som med "høj-høj" udbygningsplanen er betydelig konkurrence fra biomassefyrede værker.

Også vindkraften nyder godt af den stigende elpris og giver under ændrede rammevilkår en indtjening betydeligt over minimumsniveauet.

Sammenfatning

Investeringer i gasfyret kapacitet synes rimelig robuste overfor ændrede rammebetingelser. Stigende gaspriser kan dog føre til hård konkurrence med kulfyrede værker, men kun hvis kvoteprisen samtidig er lav.

Risikoen ved investeringer i vindmøller reduceres væsentligt i kraft af, at en del af indtjeningen er garanteret via det faste tilskud.

Kulværkerne klarer sig bedst, når høje brændselspriser kombineres med lave kvotepriser. Det er da også under disse rammebetingelser, at der forventes at blive investeret i ny kulfyret kapacitet.

Biomasseværkernes indtjening er afhængig af høje priser på fossile brændsler relativt til biomasseprisen, gerne kombineret med høje CO₂-kvotepriser. Biomasseværkerne er ikke forudsat at få tildelt gratiskvoter, hvilket øger risikoen relativt til de fossile værker. Til gengæld har afgiftsfordelen ved kraftvarmeproduktion stor betydning.

I beslutningssituationer med lave brændselspriser og kvotepriser synes investeringsporteføljer med megen gas og lidt kul (evt. som renoveringer) at supplere hinanden fornuftigt. Investeringer i vindmøller kan ligeledes tænkes inkluderet her, om end rentabiliteten som udgangspunkt er tvivlsom. Såfremt der kun er en eller få investorer på markedet, synes der at være betydelig risiko for en investeringsportefølje, der vil resultere i markante elprisstigninger i tilfælde af stigende brændsels- eller kvotepriser.

Ved pludselige prisstigninger på gas relativt til kul vil combined cycle værker ikke umiddelbart kunne omstilles. Det vil kunne ske ved tilbygning af kulforgasning (kendt teknologi) eller bioforgasning (mindre kendt teknologi), men dette kræver yderligere investeringer. Brændselsfleksibiliteten af naturgasbaserede værker kan øges ved at vælge multibrændselsværker frem for combined cycle anlæg. Dette kræver dog en væsentligt højere investering. En anden mulighed er at booste eksisterende kulkraftværker. Det giver dog en afhængighed af kul, som kan være uheldig ved høje kvotepriser.

I beslutningssituationer med høje brændsels- og kvotepriser er investeringer i biomasse umiddelbart fornuftige, men indtjeningen synes at falde betydeligt ved et fald i prisen på fossile brændsler. Der er dog ikke taget højde for, at det er muligt at skifte brændsel, eksempelvis vil kul uden videre kunne anvendes i biomasseværkerne. Også naturgas kan anvendes, og biomasseværkerne repræsenterer således i sig selv en langt større brændselsfleksibilitet end modelberegningerne viser.

Investeringer i vindmøller synes meget attraktive ved høje elpriser, da risikoen ved fald i brændselspriser er begrænset af det faste tilskud.