

Baggrundsnotat C: Skrotninger og investeringer i produktions- og transmissionskapacitet i RAMSES

Skrotninger og investeringer i produktionskapacitet

I RAMSES indlægges investeringer eksogent. Brugeren definerer altså, hvilke anlæg som lukkes hvornår og hvilke nye anlæg, der går i drift hvornår. I forhold til modeller, der investerer endogent, er der ikke et sæt eksplicite matematiske regler, der afgør hvad der investeres i, og hvad der lukkes. Dette indebærer, at brugeren af RAMSES skal tage konkret stilling til (i princippet) hvert eneste anlæg. Modelbrugeren skal altså forsøge at være beslutningstager i forhold til investeringerne for alle de energiproducenter, der indgår i modellen. I langt de fleste tilfælde kan disse beslutninger dog bygge på beslutninger taget af elproducenterne på markedet, godkendelser der er givet, anlæg der er under opførelse/afvikling eller lignende.

I det følgende beskrives ”spillereglerne” for investeringer i produktionskapacitet nærmere. Der skelnes mellem eksisterende anlæg, anlæg under opførelse, besluttede anlæg og nye anlæg.

Eksisterende anlæg

For eksisterende anlæg skal der primært tages stilling til levetiden. Dette gøres ud fra generelle teknologidata om levetid af anlæg. Dog under hensyntagen til investeringer i levetidsforlængelse, som måtte være foretaget undervejs samt anlæggets drifttid.

Eksempel 1: Landvindmøller antages i udgangspunktet at leve i 20 år. Herefter skrottes de, og hvis der ikke investeres i ny landvindkraft, falder kapaciteten. Dog vil færre investeringer i nye møller sandsynligvis modsvares af levetidsforlængelse af eksisterende møller i et vist omfang.

Eksempel 2: Centrale kulfyrede damp turbineanlæg har normalt en design-levetid omkring 30 år. I praksis står der imidlertid en del anlæg i Danmark og udlandet, som er meget ældre. Levetiden kan ”strækkes” ved at køre mindre på anlæggene. Dette sker automatisk efterhånden som anlæggene overgår fra grundlast til mellemlast. I visse tilfælde tages anlæg ud af drift uden at skrottes - lægges i ”mølpose” – for så efter en årrække at blive taget i drift igen, eksempelvis under perioder med høje elpriser. I en række tilfælde foretages reinvesteringer i de centrale anlæg. Det kan være levetidsforlængelse (5-10 års ekstra levetid, mindre investeringer) eller renoveringer (15-25 års ekstra levetid, større investeringer). Asnæsværkets blok 2 blev oprindeligt opført i 1961 med en kapacitet på 125 MW. I 1991, efter ca. 30 års drift, blev anlægget renoveret og fik omkring 25 års ekstra levetid. Kapaciteten blev øget til 147 MW, og virkningsgraden blev forbedret godt 2 procentpoints. Anlægget ender således med at leve i 55 år. Det er naturligvis ikke helt det samme anlæg, men væsentlige dele af det oprindelige anlæg eksisterer fortsat.

Eksempel 3: Egentlige spids- og reservelastanlæg kan leve meget længe. Et markant eksempel er dieselmotoren på H. C. Ørstedsværket, som blev bygget i 1933. Dens sidste aktive tjeneste var i 2003, hvor den var med til at genstarte elsystemet efter strømafbrydelsen i Østdanmark og Sydsverige.

Eksempel 4: De mange naturgasfyrede decentrale kraftvarmeværker, der blev etableret i midten og slutningen af 1990'erne, fylder 20 år i perioden omkring 2015-2018. Der ligger omkring 1500 MW kapacitet i disse anlæg. Det er i basisfremskrivningen antaget, at anlæggene fortsætter også efter dette tidspunkt, enten ved erstatning med tilsvarende anlæg eller ved levetidsforlængelse.

Anlæg under opførelse

Anlæg under bygning vil med rimelig sikkerhed gå i drift på et givet tidspunkt med nogenlunde kendte egenskaber. Et eksempel er den 5. finske kernekraftreaktor, Olkiluoto3. Byggeriet er forsinket, og budgettet er skredet. Men der er rimelig sikkerhed for, at anlægget kommer.

Besluttede anlæg

Et antal anlæg er mere eller mindre langt fremme i beslutningsprocessen. Det er ikke helt entydigt, hvad det vil sige at et anlæg er "besluttet". I Danmark vil der typisk være en proces i fx et kraftværksselskab, hvor der afsættes midler til feasibility studier af nye investeringer. Herefter foretages skitseprojektering og detailprojektering, hvorefter der afgives ordrer på de forskellige anlægsdele. Sideløbende hermed køres en myndighedsproces efter planloven, energilovene, miljøbeskyttelsesloven m.m. Selv ganske langt henne i en sådan tilblivelsesproces for et anlæg kan forholdene ændres, således at et besluttet anlæg alligevel ikke realiseres. Det kan skyldes faktorer som økonomisk krise, lokale interessegrupper og organisationsændringer. Realismen af besluttede projekter må således vurderes i hvert enkelt tilfælde.

Eksempel 1: I Norge er der godkendt (givet koncession til) et meget stort antal vindmølleprojekter (ca. 10 TWh i alt). Herudover er der ansøgt om godkendelse af projekter svarende til yderligere 10 TWh. I basisfremskrivningen er det dog antaget, at langt fra alle projekter faktisk realiseres. Dette bygger på erfaringer fra en række godkendte norske gasfyrede kraftværksprojekter, hvoraf langt fra alle blev til noget.

Eksempel 2: Skærbækværkets blok 3 gik i drift 1997 som naturgasgasfyret. I den politiske energiaftale fra februar 2008 blev anlægget forudsat ombygget til kul efter anmodning fra bl.a. anlægsejeren. Kulombygningen blev derfor indlagt som forudsætning i basisfremskrivningen fra 2009. Efterfølgende er der startet en VVM-proces med henblik på ombygning til biomasse, og i basisfremskrivning 2011 regnes anlægget derfor for biomasseombygget.

Nye anlæg

Da teknologier primært konkurrerer på elmarkedet (idet varmemarkedet er reguleret), må det forventes, at investorerne vil vælge investeringerne ud fra overvejelser om deres langsigtede elproduktionsomkostninger relativt til den forventede elsalgspris. Derudover kan der være en række planmæssige begrænsninger ift. mulighederne for at investere i en teknologi, fx adgang til kraftværkspladser eller placeringsmuligheder til vindmøller.

Den langsigtede elproduktionsomkostning (Long Run Marginal Cost - LRMC) for en elproducerende teknologi kan bestemmes som sum af en række bidrag, jf. i tabellen nedenfor, hvor alle bidrag beregnes per MWh produceret el.

Den langsigtede produktionsomkostning er et udtryk for, hvilken pris det er nødvendigt at få for den producerede elektricitet, for at investeringen bliver rentabel. LRMC kan – i en meget forenklet betragtning -

sammenlignes direkte med den forventede børspris for el. Hvis børsprisen er højest, skal der investeres – ellers ikke.

+ Kapitalomkostning
+ Driftsomkostninger (faste og variable)
+ Brændselsindkøb
+ CO2-kvoter
+ Afgifter
+/- Indtjening/udgift fra/til regulérkraft
- Etilskud
- Varmesalg
= Elproduktionsomkostning (LRMC)

Tabel 1. Komponenterne i LRMC.

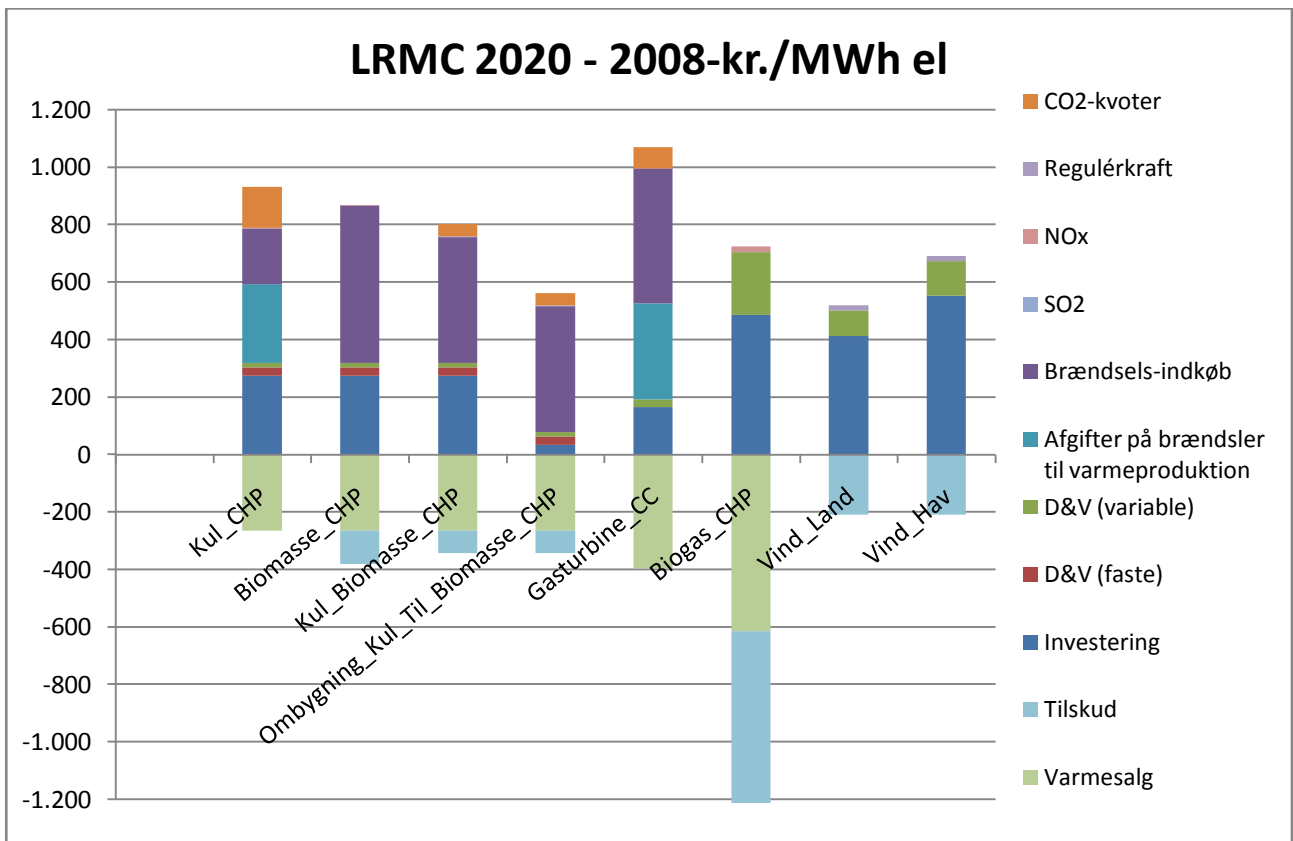
Nedenfor knyttes en række bemærkninger til de enkelte poster i LRMC:

1. **Kapitalomkostning:** En investors forrentningskrav tager udgangspunkt i den risikofrie forrentning ved en alternativ investering. Dertil kommer et ønske om risikodækning. Som udgangspunkt antages det i denne analyse, at investeringsomkostningen vil sættes i forhold til det antagne forrentningskrav (antaget 10 procent) og afskrivningsperiode (antaget 15 år), samt af den årlige drifttid. Der kan dog være betydelige forskelle på forrentningskravet til forskellige teknologier som følge af forskelle i risici ift. ændrede markedsvilkår, fx. andre brændselspriser eller CO2-priser end forventet. Derudover vil investorer med en større portefølje medtage overvejelser vedr. risikospredning (til optimering af forventet profit uanset udviklingen i markedsvilkår), ligesom det vil indgå i overvejelserne, om man kan opnå et højere afkast for den samme investering, hvis den foretages i et andet land (fx som følge af forskelle på tilskud fra land til land).
2. **Driftsomkostninger:** Både anlæggenes faste og variable driftsomkostninger indgår i produktionsomkostningerne. Det er omkostninger til mandskab, smørelolie, reservedele m.v. I den konkrete dag til dag drift indgår kun de variable driftsomkostninger.
3. **Brændselsindkøb:** Brændsel indgår med fuld vægt i både langtids- og korttidsmarginalomkostningerne. Bidraget beregnes som brændselspris delt med virkningsgrad.
4. **CO2-kvoter:** Hvis der anvendes fossilt brændsel, og anlægget indgår i kvoteordningen, bidrager kvoteprisen på marginalen til forøgelse af elproduktionsomkostningen. Bidraget beregnes som kvotepris * emissionsfaktor / virkningsgrad. Heri ligger implicit, at kvoterne slår igennem fuldt ud på marginalprisen. Herfra skal trækkes den årlige værdi af eventuelle gratiskvoter. Gratiskvoterne fungerer som et fast kapitaltilskud. Fra 2013 er der dog ikke længere nogen gratis kvoter til elproduktion, så dette bidrag bortfalder.
5. **Afgifter:** Energi- og CO2-afgifter indgår i produktionsomkostningerne på kraftvarmeværker. De pålægges typisk den del af brændslet, som går til varmeproduktion. I visse tilfælde beregnes der i stedet en afgift af varmeproduktionen. Herudover indgår svovl- og NOx-afgifter.
6. **Regulérkraft:** Som elmarkedet fungerer i dag, byder man en forventet elleverance ind. Bliver den faktiske leverance anderledes, skal der betales for op- og nedregulering. Vindmøller og andre vejrafhængige produktionsformer har svært ved at ramme rigtigt og må derfor købe regulérkraft. Andre typer anlæg vil omvendt kunne levere regulérkraft og dermed tjene penge. Det vil dog forde, at de ikke stiller hele deres kapacitet til rådighed for det almindelige elmarked.

7. **Eltilskud:** En række anlæg modtager tilskud til elproduktionen. Dette reducerer LRMC tilsvarende.
8. **Varmesalg:** En indtægt fra varmesalg reducerer elproduktionsomkostningerne på kraftvarmeværker. Varmesalgsprisen er beregnet ud fra generelle principper, idet det ikke har været muligt at skaffe konkrete kontraktlige varmepriser i hvert fjernvarmeområde. Hovedprincippet er, at varmeprisen i centrale kraftvarmeområder beregnes ud fra kulkraftvarme ved delt kraftvarmefordel og i decentrale kraftvarmeområder ud fra varmeproduktionsprisen på naturgasbaseret fjernvarme.

Regneeksempel for LRMC

I figuren nedenfor beregnes LRMC i 2020 for et antal forskellige anlægstyper. Den resulterende elproduktionspris findes ved at fratække de negative bidrag (tilskud og varmesalg) fra de positive.



Figur 1. Langtidsmarginalomkostninger for forskellige anlægstyper, 2008-kr./MWh

Faktisk indtjening

Sammenligningen mellem LRMC og børsprisen er i virkeligheden kun første trin i rentabilitetsvurderingen for nye anlæg. Denne bruges til at skønne over hvilke anlæg, der ser ud til at være mest rentable. Disse anlæg lægges ind i datasættet, hvorefter RAMSES foretager en driftssimulering. Nu kan indtægter og udgifter på de enkelte anlæg vurderes mere nøjagtigt. Eksempelvis beregner modellen den "rigtige" drifttid for de enkelte anlæg og ikke den drifttid, som blev antaget ved beregningen af LRMC. Simuleringen tager også højde for, at nogle teknologier (eks. kondensværker) har mulighed for et indrette deres produktion efter markedsprisen, således at de producerer mest, når prisen er høj, mens andre teknologier (eks. vindmøller og i nogen grad varmbunden produktion) ikke kan styres efter markedsprisen og risikerer at opnå en lave-re gennemsnitspris end den gennemsnitlige spotpris set over hele året.

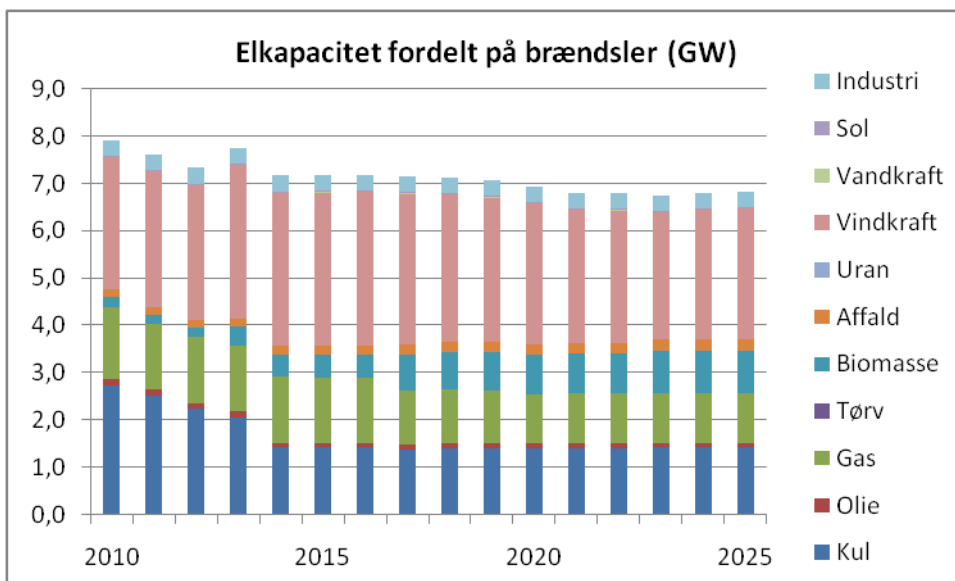
Komplicerende faktorer

Når beregningen ovenfor er gennemført, ved man i princippet hvilke anlæg markedet vil opføre af sig selv og hvornår. Imidlertid er der en række komplicerende faktorer, man i praksis også må tage hensyn til. Her skal blot nævnes nogle få:

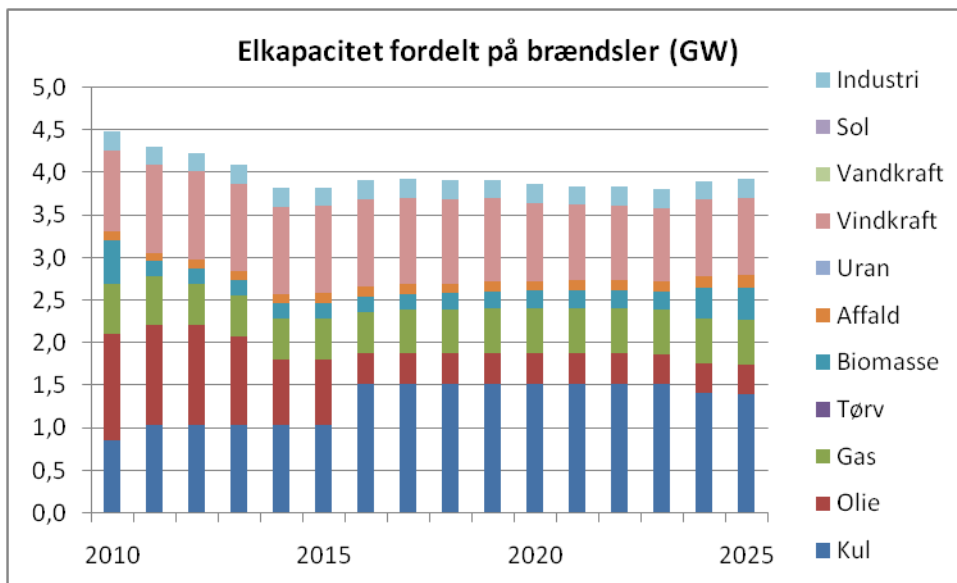
- Selv-konkurrence. Hvis en eksisterende elproducent bygger et nyt anlæg, vil dette tage indtægt fra producentens allerede eksisterende anlæg. Dette fænomen (som kunne kaldes selv-konkurrence) findes ikke for en nytilkommen investor. Hvis der ikke var nogen barrierer og rigeligt med byggepladser, ville truslen fra nytilkomne få de eksisterende til at investere tidligere end de ellers ville. I praksis kan det imidlertid være svært for nytilkomne at komme ind på fx det danske elmarked, selv om der ikke er nogen principielle begrænsninger.
- Vådår og tørår. Beregninger af rentabilitet laves i udgangspunktet på normale år mht. nedbør og vindforhold. Imidlertid viser beregninger, at gevinsten for mange ikke-vandbaserede elproducenter i tørår er større end tabet i vådår. Dette kan alt andet lige motivere til at investere tidligere.
- Usikkerhed om svingende brændselspriser. Ved rentabilitetsberegninger tager man typisk udgangspunkt i en given brændselsprisprognose. Hvis denne sammen med investeringerne peger på, at en bestemt anlægstype er billigst, vil investorerne dog ikke nødvendigvis i praksis vælge denne løsning. Men måske i stedet vælge et investeringsmæssigt lidt dyrere anlæg mod at kunne anvende flere forskellige brændsler. Herved garderes for en begrænset omkostning mod væsentlige fremtidige prisforskydninger i forhold til de forventede.

Kapacitetsudviklingen i basisfremskrivningen.

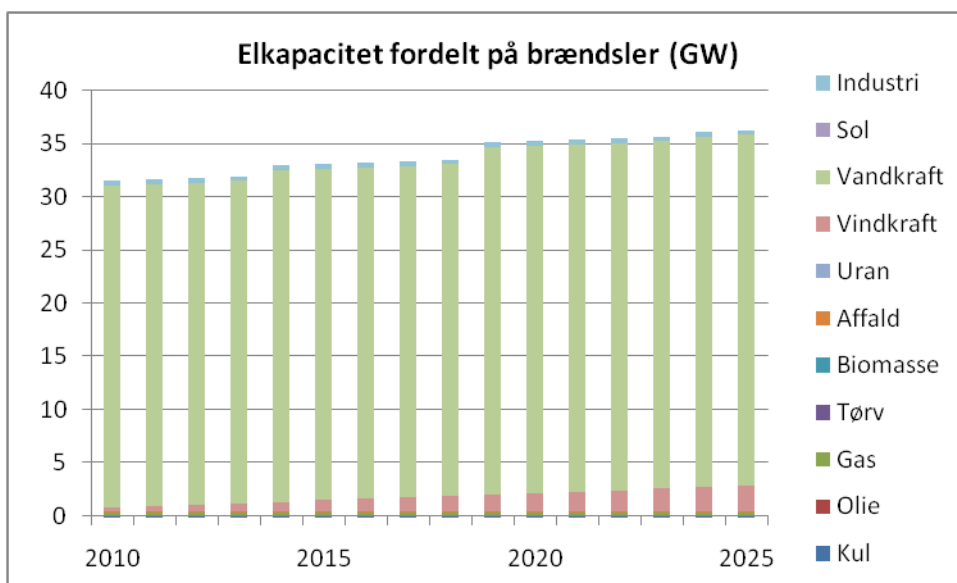
På baggrund af de foran beskrevne principper er der i basisfremskrivning 2011 antaget investeringer og skrotninger bliver kapacitetsudviklingen i de 5 elområder som vist i figur 2-6 nedenfor. I figurene indgår vindkraft med den installerede kapacitet, hvilket overvurderer "effektværdien" i relation til forsyningssikkerheden. Udlandsforbindelser indgår ikke. Disse bidrager i væsentligt omfang til forsyningssikkerheden, idet de muliggør gensidig backup landene imellem.



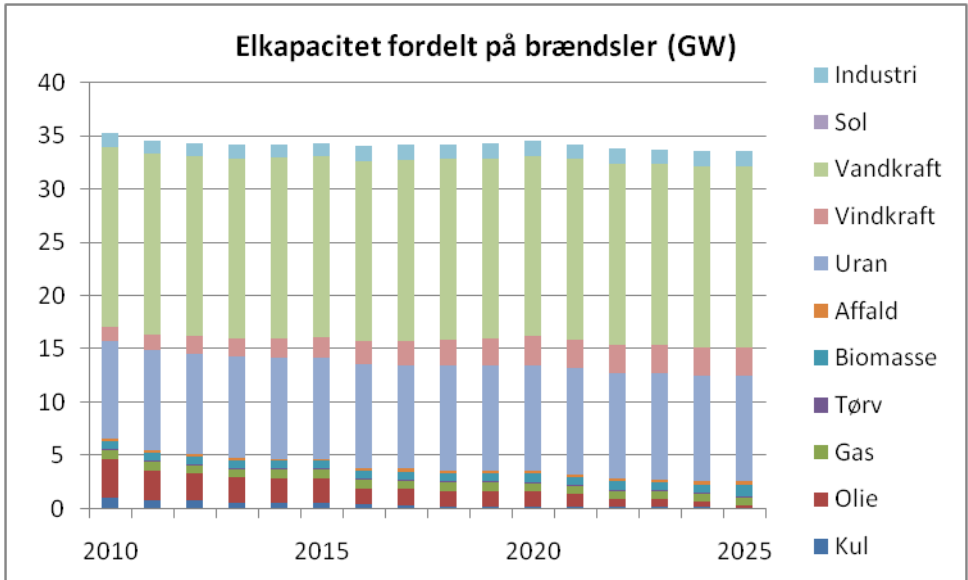
Figur 2. Kapacitet fordelt på brændselstype i Danmark-Vest, GW



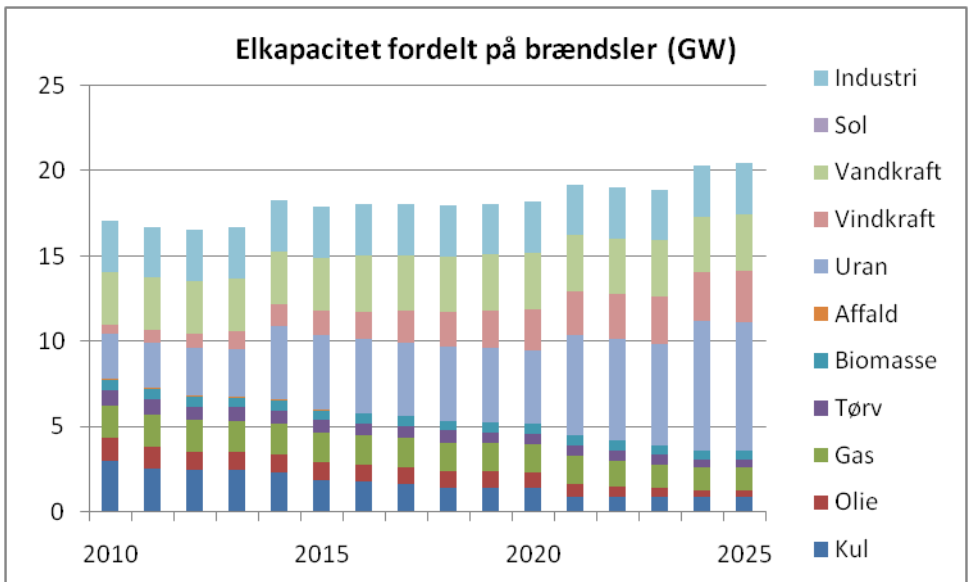
Figur 3. Kapacitet fordelt på brændselstype i Danmark-Øst, GW



Figur 4. Kapacitet fordelt på brændselstype i Norge, GW



Figur 5. Kapacitet fordelt på brændselstype i Sverige, GW



Figur 6. Kapacitet fordelt på brændselstype i Finland, GW

Skrotninger og investeringer i transmissionskapacitet

Ligesom for anlæg indlægges skrotninger og investeringer i transmissionskapacitet mellem de nordiske lande eksogent i RAMSES. I basisfremskrivningen antages der ikke skrotninger af eksisterende kapacitet. Mht. investeringer er det i basisfremskrivningen antaget at udbygningerne i nedenstående tabel finder sted. Der er herudover en forbindelse under overvejelse mellem Jylland og Holland (Cobra).

Investeringer i udlandsforbindelser involverer typisk to eller flere statslige myndigheder, der skal beslutte og godkende forbindelserne. Der er således ikke tale om kommercielle beslutninger foretaget af private aktører. Udlandsforbindelser er derfor, i overensstemmelse med "frozen policy" tilgangen, kun medregnet i det omfang de er eksisterende, under bygning eller godkendte.

Forbindelse	Fra	til	I drift år	Kapacitet (MW)
Storebæltsforbindelsen	Danmark Vest	Danmark Øst	2011 ¹	600
Skagerrak4	Danmark Vest	Norge	2015 ²	600
Fenno-Skan2	Sverige	Finland	2012	800
Fenno-skan3	Sverige	Finland	2021	600
Swe-Lit ³	Sverige	Litauen	2016	700
Estlink2 ⁴	Finland	Estland	2014	650

Tabel 2: Udbygning med transmissionskapacitet i basisfremskrivningen.

¹ Storebælt går i drift i 2010, men 2011 vil være første fulde driftsår, hvorfor forbindelsen først medregnes herfra.

² Skagerrak4 er godkendt og undwv etablering. Forventes i drift i sidste halvdel af 2014.

³ Der er ikke regnet med netto-energioverførsel i ledningerne. Der er ikke historiske data at basere sig på. Og skrotningnen af Ignalina kernekraftværket gør det ikke oplagt hvilken retning et evt. energiflow vil få.

⁴ Samme bemærkning som for Swe-Lit.