

Scenarier for Danmarks el- og fjernvarmesystem 2020

Analyse nr. 3 | 28. september 2012

Resume

Analysen kaster lys over konsekvenserne for Danmarks el- og fjernvarmesystemer af udviklingen i det nordeuropæiske energisystem frem mod 2020. Den fokuserer på 4 forhold:

- Eludveksling med nabolande.
- De centrale kraftværkers driftsforhold.
- Varmeforsyningen i decentrale naturgasfyrede kraftvarmeområder.
- Kapacitetsbalance.

Analysen er baseret på en avanceret modellering af el- og fjernvarmesystemerne med Balmorel-modellen (www.balmorel.dk) og omfatter de Skandinaviske lande, Holland og Tyskland.

Resultaterne viser at Danmark vil være nettoeksportør af strøm når vandtilstrømningen til de nordiske vandkraftsystemer er normal eller høj. Vi eksporterer især til Holland og Tyskland der har højere elpriser i gennemsnit end norden og importerer fra Norge og Sverige.

Centrale kulfyrede kraftværker sætter meget ofte sætter prisen på elspotmarkedet i 2020. Der er dermed få driftstimer, hvor de centrale kraftværker kan få dækket deres faste omkostninger i elspotmarkedet. Cobrakablet mellem Danmark og Holland og afhjælpning af de interne flaskehalse i Tyskland øger elpriserne i Danmark og hjælper på økonomien i de danske kraftværker. Men økonomien for de centrale kraftværker uden fjernvarmegrundlag tegner meget anstrengt i analysen.

Analysen ser også på den fremtidige varmforsyning i naturgasfyrede kraftvarmeområder. Beregningerne viser at træflisfyrede kraftvarmeværker og varmekedler er konkurrencedygtige alternativer til naturgasfyrede kraftvarmeværker med den nuværende afgiftsstruktur. Varmepumper i kombination med levetidsforlængede naturgasfyrede kraftværker er et interessant alternativ til træflis, hvis energiafgiften på varmpumper omlægges fra varme- til elside.

Med mulig lukning af visse centrale og decentrale kraftværker vil forsyningssikkerheden ændre sig. I 2020 tyder alt på, at Danmark vil være afhængig af forbindelserne til udlandet, når elforbruget topper – typisk på en kold og mørk vinteraften.

Indledning

Det nordeuropæiske energisystem står over for store forandringer frem mod år 2020. Store dele af den klassiske kraftværkspark står over for udskiftning, samtidigt med at investeringerne i VE øges. I Danmark betyder energiforliget at 50 % af vores traditionelle elforbrug bliver dækket af vindkraft, og samtidigt sker der en markant omlægning fra kul til biomasse i de centrale kraftvarmeværker. 1,1 GW af den centrale kraftværkscapacitet er ved at være udtjent, fysisk som økonomisk, og bliver lagt i mølpose ved udgangen af 2012. I Tyskland forventes en udskiftning af 28 GW termisk kapacitet når gamle kul- og gaskraftværker går på pension og yderligere 4 GW kernekraft lukkes som led i den tyske regerings planer om udfasning af kernekraften. Nyinvesteringerne i Tyskland forventes hovedsagligt at ske i gaskraftværker og dernæst kul. I Norge og Sverige vil elcertifikatmarkedet sikre udbygning af vindkraft, vandkraft og biomasse med en produktionskapacitet i 2020 på ca. 26 TWh/år. Derudover opgraderes de svenske kernekraftværker så de kan producere yderligere 640 MW grundlast, mens Finland igangsætter yderligere 1,6 GW kernekraft på Olkiliuto-3.

De store forandringer vil ændre det energisystem, som både de centrale energimyndigheder og energiproducenterne kigger ind i. Nogle af de vigtigste spørgsmål er:

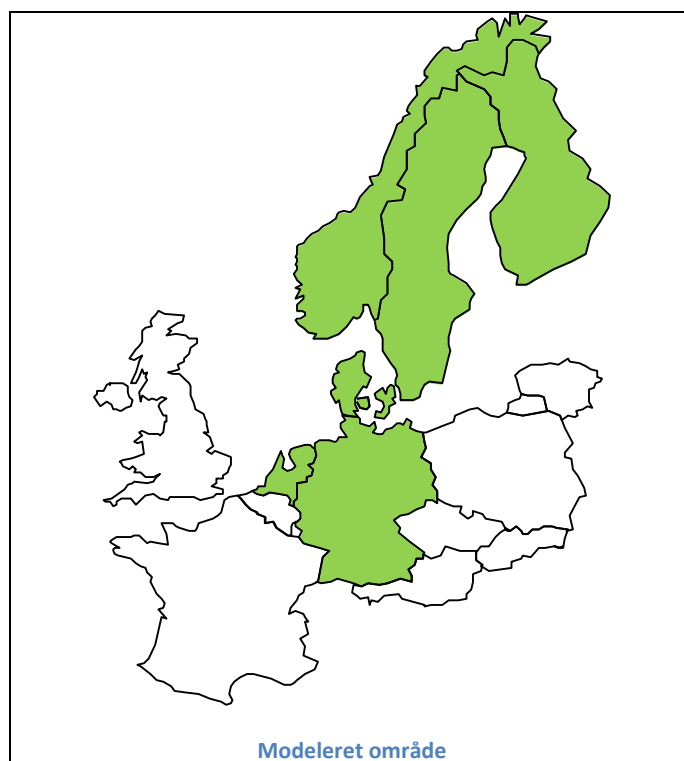
- *Hvor meget plads levner den megen ny VE til de øvrige teknologier?*
- *Hvordan sikres den danske forsyningssikkerhed?*
- *Er der et marked for de centrale kraftværker?*
- *Hvordan ser fremtiden ud for den decentrale kraftvarme?*

Dansk Energis Analyseenhed forsøger i denne analyse at give svar på disse spørgsmål, og samtidigt give et overordnet indtryk af, hvordan det fremtidige energisystem i Nordeuropa kan se ud.

Følgende scenarier er blevet opstillet:

- **Basis:** her benyttes de brændselspriser og CO₂-pris som vi har i dag og vandtilstrømningen til de Nordiske vandkraftmagasiner er normal (svarende til år 2009). Det forudsættes at Cobra-kablet mellem Danmark og Holland og Skagerak 4 mellem Norge og Danmark er blevet bygget, og at de interne flaskehalse i Tyskland som medfører reduktioner i transmissionskapaciteten mellem Danmark og Tyskland er blevet afhjulpet.
- **Vådår:** som Basis men med øget vandtilstrømning svarende til år 2011.
- **Tørår:** som Basis med reduceret vandtilstrømning svarende til år 2010.
- **Begrænset transmission:** Som Basis men Cobrakablet bliver ikke bygget og transmissionskapaciteten mellem Danmark og Tyskland bliver reduceret time-for-time svarende til tilgængeligheden af transmissionskapaciteten mellem disse land i 2011 (data fra Energinet.dks hjemmeside).
- **ENS-priser:** som Basis men brændselspriser og CO₂-pris er 2020-priser taget fra Energistyrelsens Basisfremskrivning 2012. Generelt er brændselspriserne højere i Energistyrelsens Basisfremskrivning end i Basis og CO₂ prisen er 162 kr/ton CO₂ i forhold til 56 kr/ton CO₂ i Basis.

I det følgende præsenteres analysens centrale resultater.

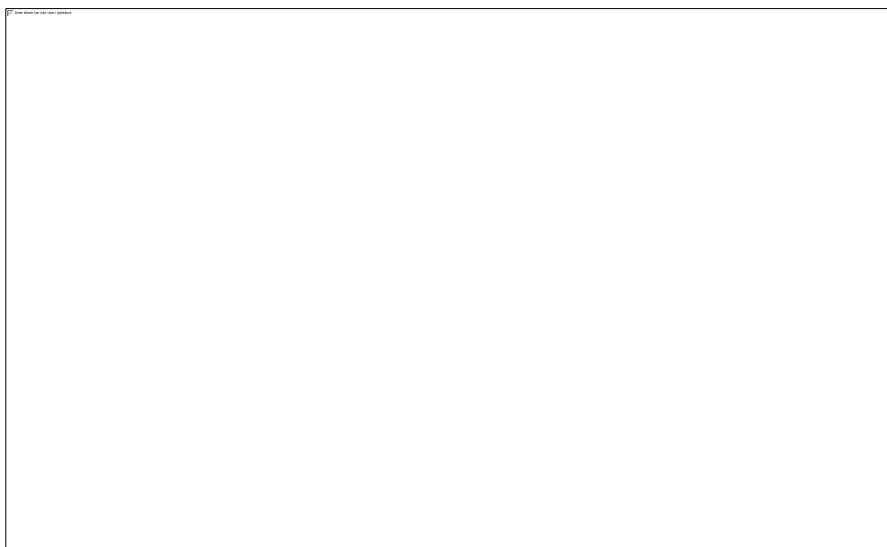


Et grønt Skandinavien - Det danske elmarked i internationalt perspektiv

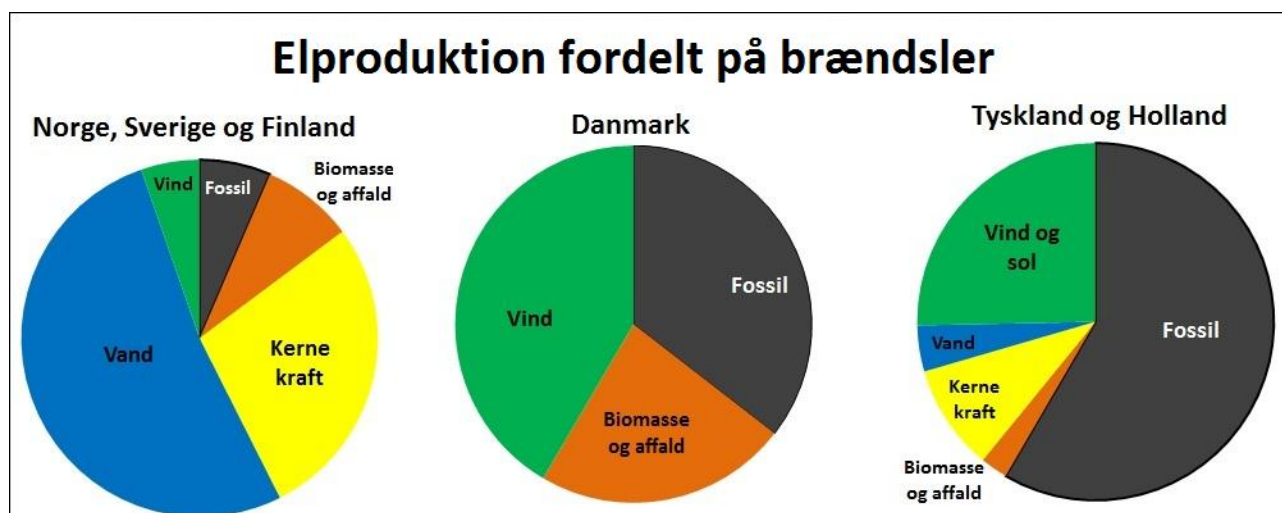
Danmark er via sine transmissionsforbindelser og det Nordiske elspotmarked koblet stærkt til landene omkring os, der alle har større elproduktion og forbrug end os. Udviklingen af energisystemet kan derfor ikke betragtes for Danmark alene, men skal ses i en større sammenhæng, hvor udviklingen i vores nabolande har stor betydning.

Tilstrømningen til de nordiske vandkraftmagasiner i Norge, Sverige og Finland har historisk haft stor betydning for prisdannelsen og produktionen i det nordeuropæiske elmarked. Denne betydning vil bevares frem mod 2020. Afhængigt af nedbøren klassificeres år som normal-, våd- og tørår.

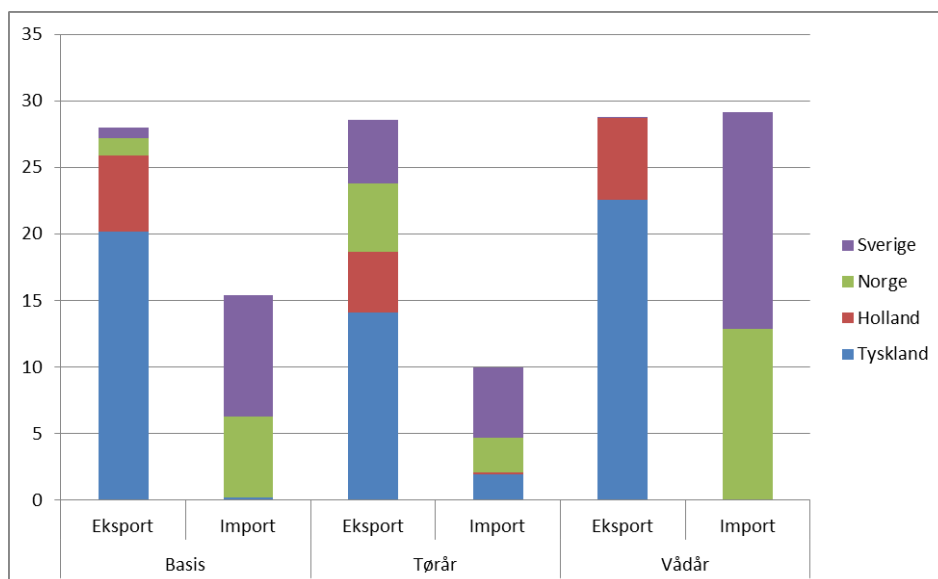
Frem mod 2020 forventes VE og kernekraften at blive udbygget endnu mere i Danmark, Norge, Sverige og Finland, end landenes forventede stigning i elforbruget. Dette resulterer i at Skandinavien bliver nettoeksportør af strøm til vores naboer mod syd.



Det samlede billede vil være et grønt Skandinavien, hvor ca. 40 % af den danske elproduktion vil være baseret på vind (svarende til ca. 50 % af det traditionelle forbrug), og hvor ca. 90 % af elproduktionen i Skandinavien vil være baseret på vind, biomasse, vand, affald og kernekraft. I Tyskland og Holland vil den primære elproduktion – på trods af den massive udbygning af VE i disse lande – fortsat være baseret på fossile brændsler, bl.a. som resultat af udfasningen af atomkraften i Tyskland.



I et år med normalnedbør vil Danmark hovedsageligt importere fra Norge og Sverige og eksportere mod Tyskland og Holland, således Danmark bliver netto-eksportør af op mod 13 TWh. I tørår med ringe nedbør kan netto-eksporten stige med yderligere 5 TWh, hvor også Norge vil blive netto-importør af dansk strøm. I vådar vil billedet være vendt om; importen af el, primært drevet af vandkraft fra Sverige og Norge, svarer stort set til den samlede danske el-eksport mod Tyskland og Holland, således at Danmark reelt fungerer som et transitland for grøn, nordisk elproduktion.

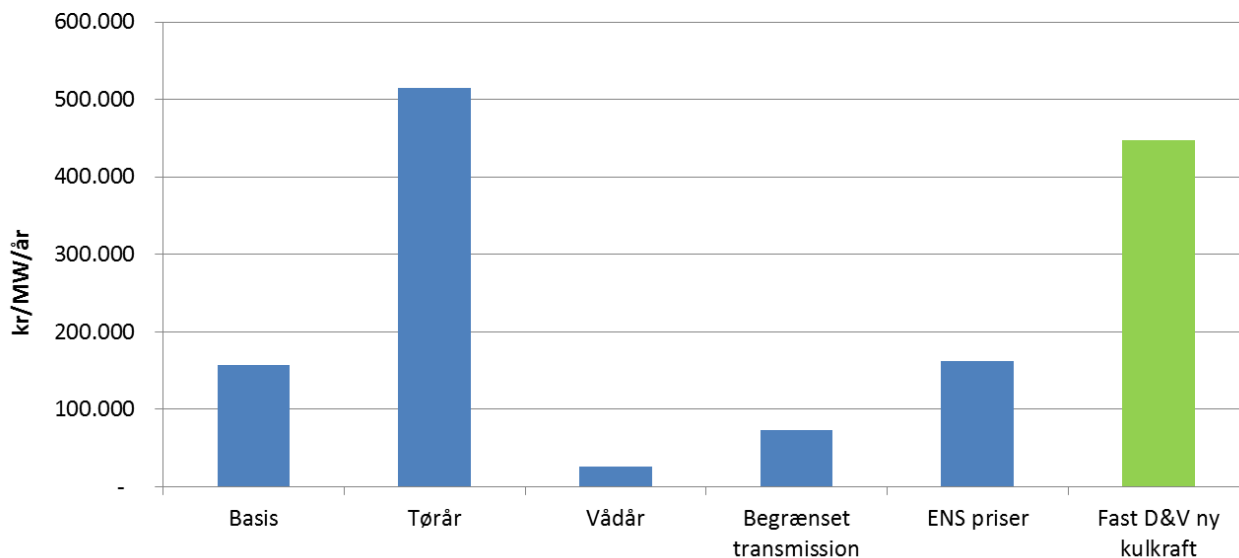


Udbygning med ny VE og kernekraft presser de centrale kraftværker

Udbygningen med vedvarende energi og kernekraft i Skandinavien vil skabe overskud af billig strøm i de nordiske lande. Niveauet for elprisen vil være afhængig af prisudviklingen i de primære brændsler, kul og gas og i stigende grad biomasse samt udviklingen i CO₂-prisen, men uanset udviklingen i brændselspriserne og CO₂-prisen, vil de centrale kraftværker blive udfordret på deres indtjening, da de i høj grad selv kommer til at sætte prisen i det nordiske elmarked. Dette medfører at det vil blive sværere at opnå indtjening til at dække de faste omkostninger, hvilket kan føre til at værkerne må lukke.

Figuren herunder viser den driftsindtjening modellen beregner for en række danske centrale kulkraftværker, der ikke har noget varmegrundlag, pga. varmegrundlaget i deres fjernvarmeområder tilfredsstilles af kraftvarmeværker konverteret til biomasse. Driftsindtjeningen er indtægten ved elsalg minus de variable produktionsomkostninger (brændsels- og CO₂-priser samt andre variable omkostninger). Driftsindtjeningen er sammenlignet med de faste omkostninger for et nyt kulkraftværk i 2020 eksklusiv kapitalomkostninger taget fra Energistyrelsens teknologikatalog, dvs. omkostningen ved at have et nyt kulkraftværk stående uden forretning af investeringen. I normal- og vådår er driftsindtjeningen langt mindre end de faste omkostninger for et nyt kulkraftværk, og i et tørt år lidt større. I scenariet "Begrænset transmission" reduceres driftsindtjeningen med 53% i forhold til Basisscenariet, hvilket understreger den store betydning etableringen af transmissionslinier imod højprisområderne i Tyskland og Holland har for konkurrencesituationen af disse værker. Interessant nok får kulkraftværkerne ikke en højere driftsindtjening i scenariet "ENS-priser" selvom dette scenarie giver højere elspotpriser, pga. disse værker stadig er marginale i mange timer og dermed ikke får dækket deres faste omkostninger.

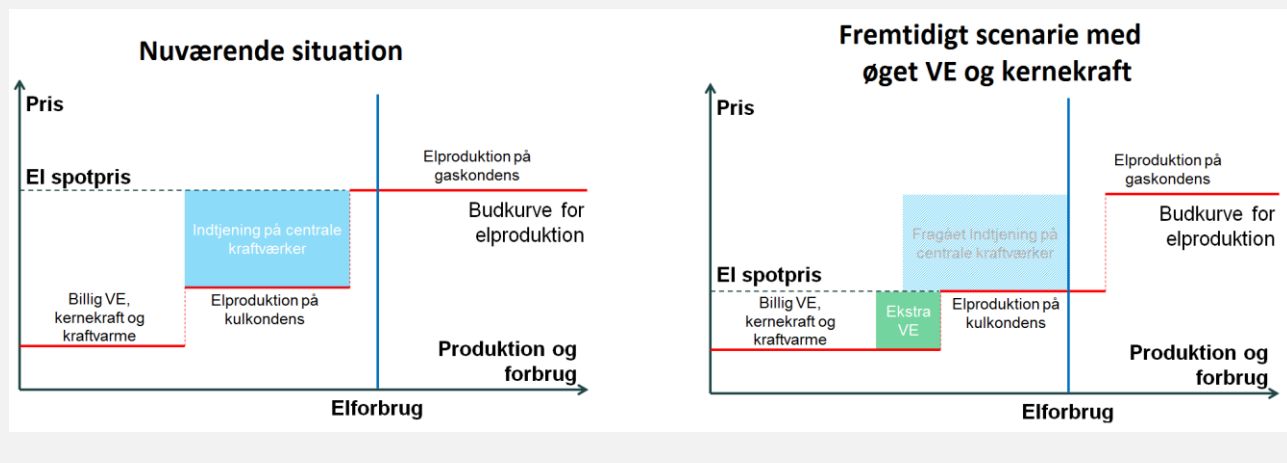
Driftsindtjening på udvalgte centrale kulkraftværker uden varmegrundlag



Faktaboks: Øget VE og kernekraft presser kondensværkerne

I det perfekte elmarked byder elproducenterne i hver time ind med deres produktionskapacitet med en pris svarende til deres marginale produktionsomkostninger. Markedsprisen afgøres herefter af den efterspurgte mængde el, således at den nødvendige produktion igangsættes. Dette betyder, at markedsprisen, som alle enheder afregnes til, afgøres af den dyreste aktiverede produktion. Heraf følger, at de marginale enheder, som sætter prisen, ikke har nogen profit, da prisen svarer til deres produktionsomkostninger. Værkerne med de billigste, marginale produktionsomkostninger er vindkraft og solceller mens de dyreste er kondensværker, hvor spildvarmen bortkøles.

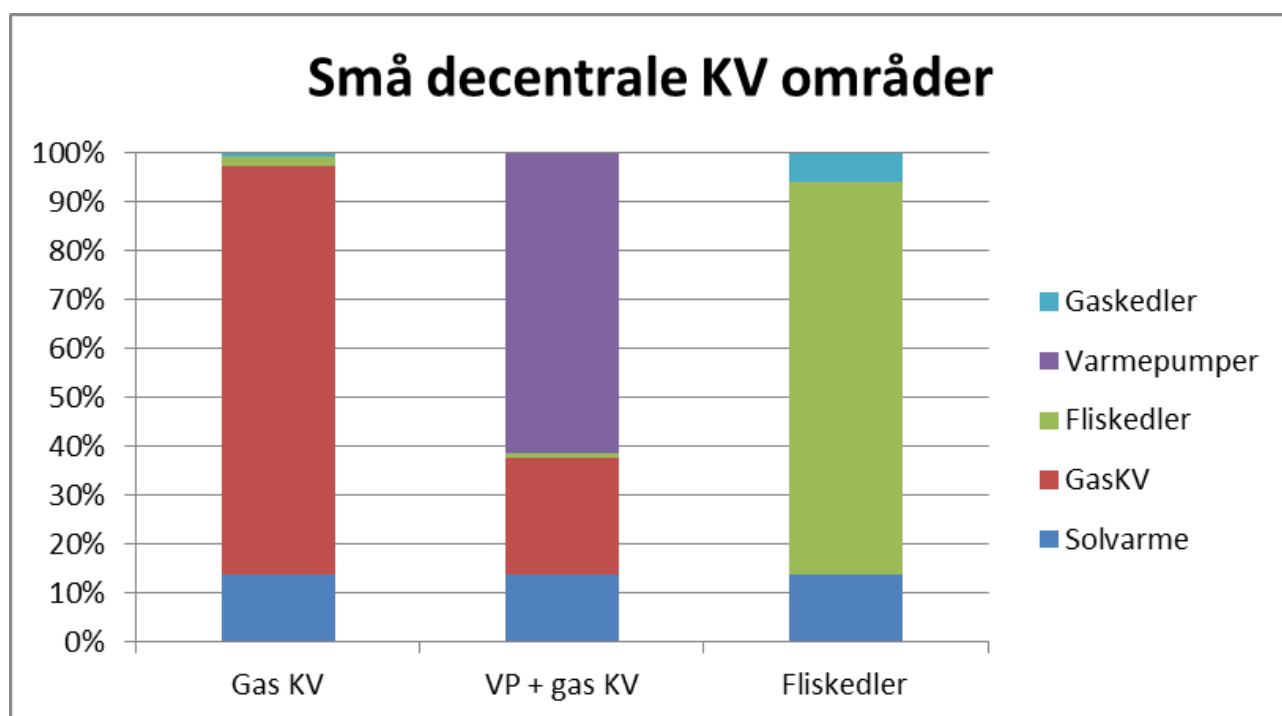
I et fremtidigt scenarie, med en betydelig udvidelse af VE og kernekraftkapacitet, vil det øgede udbud fra disse teknologier betyde, at en mindre del af elforbruget skal dækkes af kul- og gaskondens. Dermed vil kulkondens udgøre den marginale produktion i flere af årets timer, og dermed reduceres kulkondensens indtjeningsmuligheder i disse timer.



Fremtiden for de decentrale kraftvarmeværker

Ligesom de store centrale kraftværker bliver presset på økonomien bliver de decentrale kraftvarmeværker udfordret af en fremtid med stor import fra vores nordiske naboer. Dette kombineret med fortsat lave CO₂ kvotepriser stiller elproduktion på gas relativt dårligt. Dansk Energis analyse peger på at det oftere og i særlig høj grad i vådår med lave elpriser kan vise sig mere attraktivt at bruge gaskedler til at producere fjernvarme frem for kraftvarmeproduktion. Dette er ikke en holdbar situation for de mange decentrale fjernvarmeselskaber, der allerede nu søger at omlægge deres fjernvarmeproduktion. De primære alternativer til gasfyret kraftvarme er varmeproduktion på flis (enten i kedler eller som kraftvarme), solvarme, store varmepumper og geotermi. Fliskedler og solvarme oplever i disse år en massiv udbygning. Fliskedler begrænses dog af at lovgivningen ikke tillader at der omstilles fra kraftvarme til kedeldrift medmindre der finder fjernvarmeudvidelser sted.

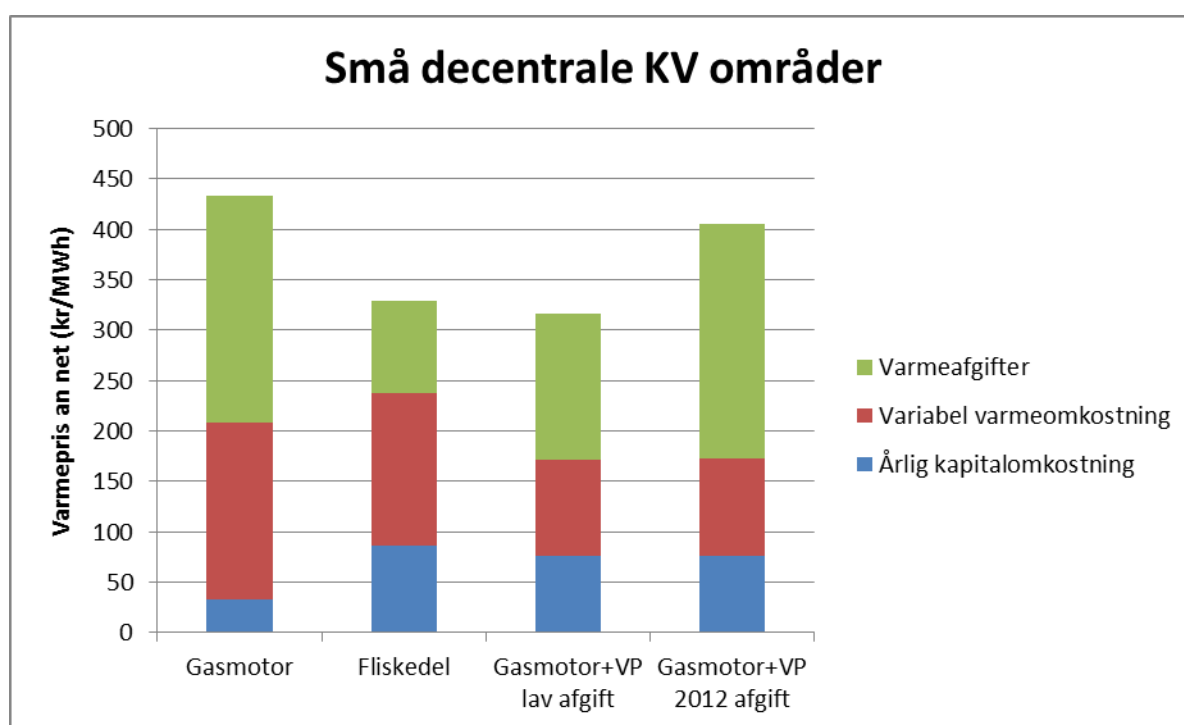
Vi har i denne analyse valgt at undersøge to fremtidsscenarier hvor fjernvarmeområderne der stort set udelukkende er forsynet med decentral kraftvarme på naturgas og solvarme omstilles til hhv. flis og varmepumper. I sidstnævnte scenarie fastholdes kapaciteten på gaskraftvarme, der spiller fornuftigt sammen med varmepumperne: Når elprisen er høj produceres der på kraftvarmeværket og når elprisen er lav producerer varmepumperne. Varmepumperne er i øvrigt så dyre at de kun kan installeres til at dække grundlasten i fjernvarmesystemet. Figuren herunder viser produktionssammensætningen i 2020 for de små decentrale kraftvarmeområder, hvis de hhv. fortsætter som i dag, supplerer med varmepumper eller overgår til fliskedler. Solvarme er sat til at dække ca. 13 % af varmegrundlaget, men kunne potentielt dække op til 20 % før yderligere lagerkapacitet er nødvendig. Derudover fastholdes gaskedler til at dække spidsbelastningen.



Den resulterende varmepris for værkerne afhænger i høj grad af afgifterne og her har fliskedlerne en klar fordel idet flis er afgiftsfritaget i øjeblikket. Energiforliget medfører en forsyningsikkerhedsafgift på biomasse, men denne er væsentlig mindre end afgiften på naturgas og den nuværende afgift på el. Sænkes

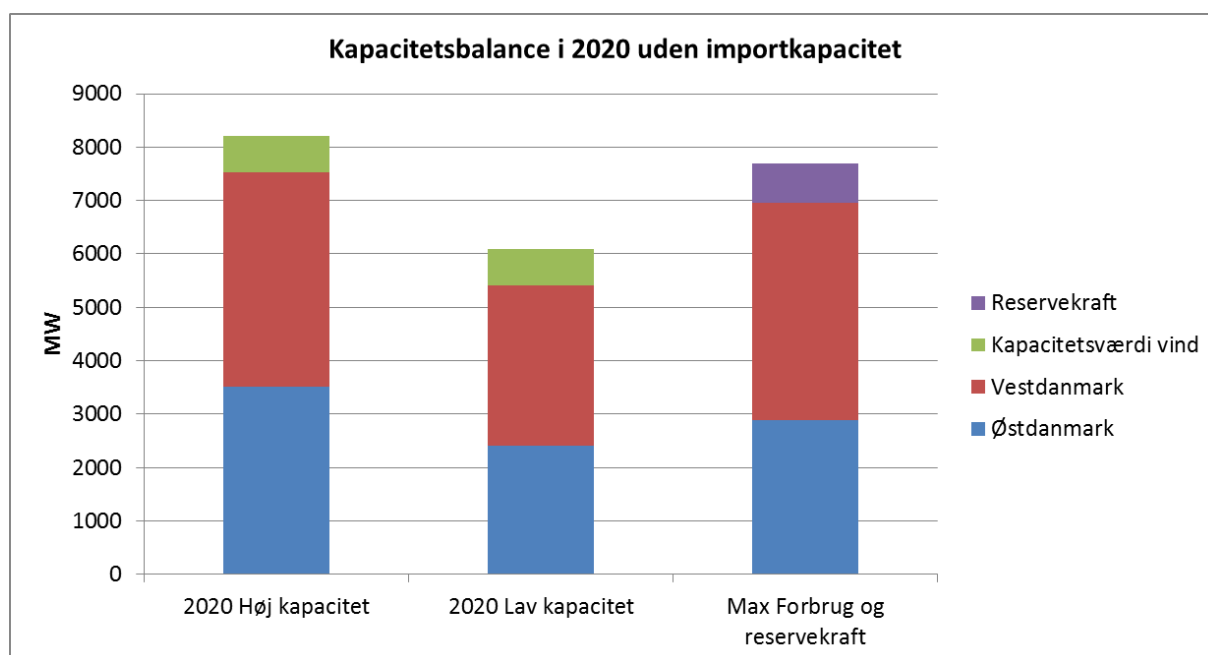
afgiften på varmepumper således at afgiften lægges på inputsiden får varmepumpen reduceret sin afgift med en faktor tre (der er den mængde varme varmepumpen kan lave ud af en enhed el). I dette tilfælde bliver varmepumpen i kombination med gaskraftvarme konkurrencedygtig med fliskedler. Denne løsning resulterer i et højere provenu til staten end en omlægning til fliskedler, frigør biomasse til andre formål og bidrager til integration af vindkraft.

Det skal bemærkes at denne beregning er gennemført for et normalår, i vådår vil varmepumpen være endnu billigere, mens gasmotoren med fordel kan producere kraftvarme i tørår med højere elpriser. Dermed bidrager denne løsning med fleksibilitet til elsystemet. Ændres afgifterne ikke og ophæves restriktionerne for de decentrale kraftvarmeværker vil det være sandsynligt at disse overgår til varmeproduktion på flis i kedler for de små områder og nye flisfyrede kraftvarmeværker med lave elvirkningsgrader for de store. Dette kan føre til skrotningen af et stort antal decentrale kraftvarmeværker, hvilket vil påvirke kapacitetsbalancen i Danmark.



Kapacitetsbalancen bliver påvirket

I det tilfælde, at indtjeningen på de centrale kraftværker bliver presset i endnu højere grad end i dag, vil det være forventeligt at de mindst økonomisk rentable bliver taget ud af drift. Vores analyser peger på, at yderligere 1,5 GW kulraftkapacitet, udover de i forvejen annoncerede lukninger på ca. 1 GW, kan blive taget ud af drift frem mod 2020. Dette vil sammen med en evt. lukning af ca. 0,5 GW decentral kraftvarmekapacitet føre til en udhuling af den danske kapacitetsbalance. I et sådan fremtidsbillede vil den danske forsyningssikkerhed være afhængig af adgangen til import af el fra nabolande, gennem de internationale transmissionsforbindelser. I figuren er vindkraftens kapacitetsværdi sat til 10% af vindkraftens installerede kapacitet.



Metode

Analysen bygger på fremskrivninger af el- og fjernvarmeforbruget, sammensætningen af produktionskapaciteten i de nordeuropæiske lande, brændsels- og CO₂-priser samt energifgifter, og er analyseret via Balmorel-modellen (www.balmorel.com). Datagrundlaget omfatter en detaljeret repræsentation af de eksisterende produktionsenheder i Danmark, og en mere aggregeret repræsentation i nabolandene. Fjernvarmesystemerne i Danmark er repræsenteret ved 28 fjernvarmeområder - de 14 største fjernvarmeområder repræsenteret individuelt samt resten aggregeret til 14 områder ud fra en analyse af hvilke varmeproduktionsenheder, der er til stede i de decentrale fjernvarmeområder. Fjernvarme i Holland, Sverige og Finland er stærkt aggregeret i modellen og kun elproduktionssiden af kraftvarmeproduktionen i Tyskland er medtaget. Eludvekslingen mellem lande og mellem Vest- og Østdanmark er repræsenteret i modellen, mens effekten af de nationale elnet kun repræsenteres gennem reduktion af eltransmissionskapaciteten mellem lande. Modellen minimerer, time-for-time, omkostningerne ved el- og fjernvarmeproduktionen i Danmark, Sverige, Norge, Finland, Tyskland og Holland.