

Elnettet

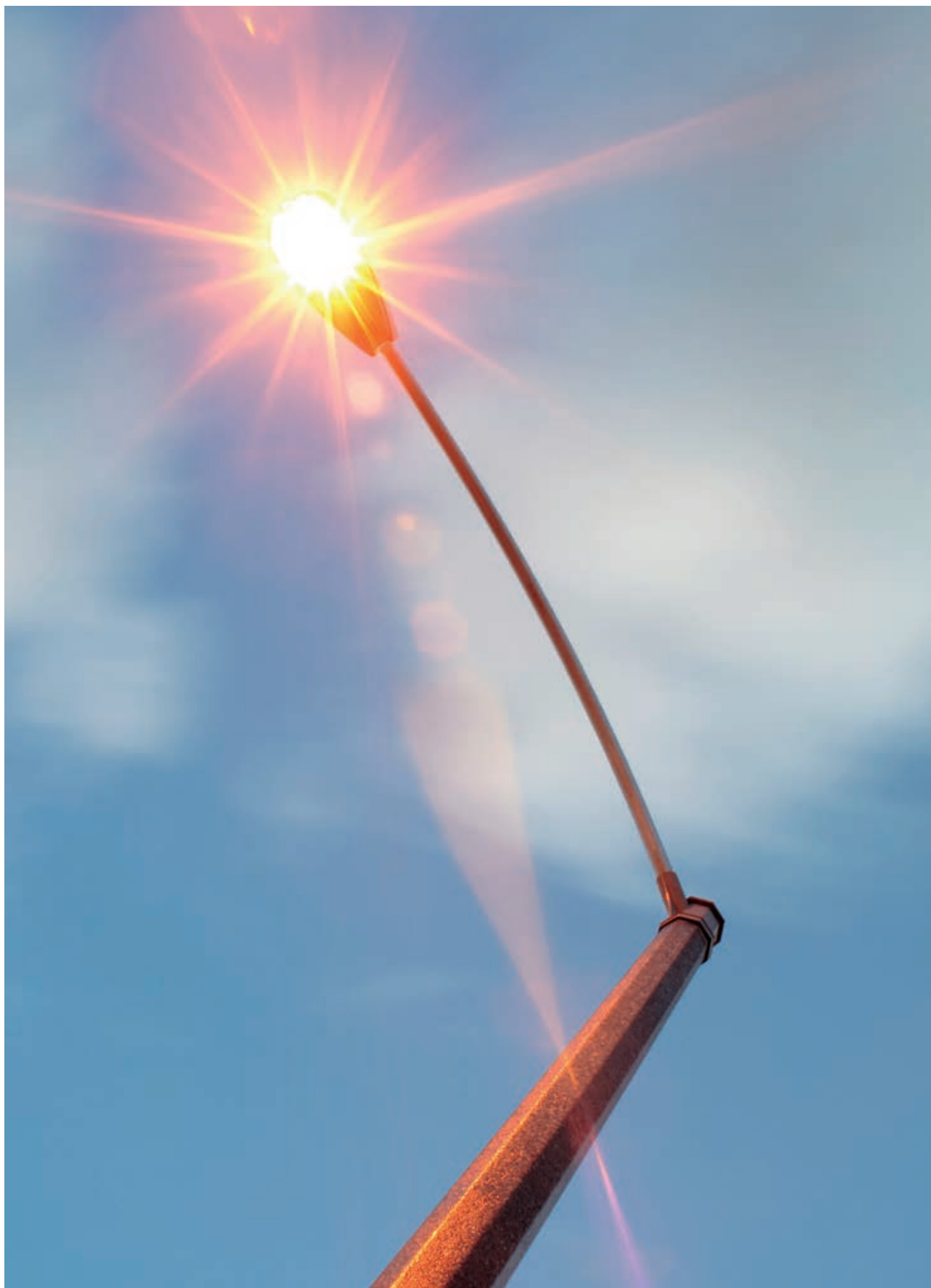
Analyse af elnettets funktionalitet



Indhold

1. Sammenfatning	4
2. Indledning	10
3. Det nuværende elsystem frem mod 2020	14
4. Forsyningssikkerhed i elsystemet	20
5. Energisystemet frem mod 2035 og 2050	30
6. Analyse af udvikling i elforsyningssikkerheden fra 2020.	38
7. Påvirkning af og betaling for forsyningssikkerheden	42
8. Bilagsliste.	54

Elnettet





1. Sammenfatning

Energiaftalen fra 22. marts 2012 igangsatte en række analyser af energisystemet, herunder en analyse om elnettets funktionalitet når vindandelen stiger med hovedvægt på perioden efter 2020. En anden analyse defineret i energiaftalen vedrører udlandsforbindelser – muligheder og effekter. De to analyser må ses under ét, idet udlandsforbindelserne udgør et vigtigt element i elnettets funktionalitet. Denne rapport med tilhørende bilag udgør en samlet afrapportering af begge elanalyser.

Elnettets funktionalitet bør forstås bredt. Nettet binder produktion og forbrug sammen, ligesom nettet skal sikre, at ny og eksisterende produktionskapacitet skal kunne udnyttes, uanset hvilken teknologi der er tale om. Nettet skal sikre forsyningen af forbrugerne med høj sikkerhed og give mulighed for, at fleksibelt forbrug kan bidrage til balanceringen af elsystemet. Endelig skal nettet via udlandsforbindelser sikre, at Danmark kan drage nytte af et velfungerende internationalt elmarked, både hvad angår fordelene ved samhandel over grænserne og gensidig støtte i driften af landenes elsystemer.

I analysen er der med elnettets funktionalitet fokuseret på evnen til at levere el, når der er efterspørgsel eller med andre ord at sikre forsyningen. Værkerens driftsøkonomi og generelle rammevilkår ligger ikke inden for opdraget til denne analyse.

Forsyningssikkerheden i Danmark er meget høj, og Danmark ligger sammen med Holland og Tyskland i den europæiske top-3. I Sverige og Norge – begge lande, som Danmark ofte sammenlignes med – er omfanget af afbrydelser 3-5 gange højere. Det skyldes, at nettet i Norge og Sverige er langt svagere, at mindre af nettet er kabellagt samt et hårdere klima.

Forsyningssikkerhed udgøres af net og værker i forening

Funktionaliteten måles ved at opgøre, hvornår der er afbrydelser. Forsyningsafbrydelser kendes til-

bage i tid, idet de måles af netvirksomhederne og indsamles systematisk af deres brancheorganisation Dansk Energi. Det fremgår af opgørelserne om årsagen skyldes planlagte afbrydelser som følge af arbejder i nettet, eller om det skyldes ikke-planlagte afbrydelser som følge af storm eller lignende. Omkring 3/4 af afbrydelserne skyldes distributionsnettet, mens den resterende 1/4 skyldes transmissionsnettet.

Kabellægninger i distributionsnettene betyder færre afbrydelser, og da distributionsnettet under 50 kV stort set er blevet kabellagt, har omfanget af afbrydelser været faldende. Tendensen forventes at fortsætte med yderligere kabellægning i distributionsnettene, hvor der primært er en gevinst i 50-60 kV nettene.

De seneste 10 år har en gennemsnitsforbruger været afbrudt i 45 min. pr. år, og de seneste 5 år har afbrydelserne været 25 min. i gennemsnit. Forbedringen over tid kan eksemplificeres ved konkret at sammenligne konsekvenserne af stormen 8. januar 2005 med stormen 28. oktober 2013. I 2005 var der omfattende og lange afbrydelser, mens der i 2013 kun var få og kortvarige afbrydelser, selv om DMI klassificerede stormen i 2013 som værende værre end i 2005. Transmissionsnettet planlægges til at kunne håndtere fremtidens vindudbygninger og tilpasses løbende udviklingen. Systembærende netkomponenter supplerer kraftværker som værn mod driftsfejl, ligesom afbrydelser som følge af transmissionsnettet forventes på nuværende niveau.

I driften af elsystemet håndteres en række tekniske parametre for at sikre den øjeblikkelige balance mellem forbrug og produktion. De kaldes samlet for systemydelse og vedrører bl.a. spændingsregulering, spændingsstøtte under fejl og inert. Sådanne ydelser er primært leveret af centrale kraftværker, men med færre værker til rådighed arbejdes der på at kunne tilvejebringe systemydelser på en anden måde. Energinet.dk vurderer, at det østdan-

ske elsystem i normalsituationer i 2020 vil kunne drives uden centrale kraftværker i drift. Det betyder dog ikke, at termiske værker kan undværes, men afhængigheden af, om de er i drift, reduceres væsentligt. Der er igangsat initiativer til at internationalisere markederne for systemydelse, særligt indkøb af reserver, så de samfundsøkonomisk billigste leverandører kan aktiveres på tværs af landegrænser. Det vil være i naturlig forlængelse af den eksisterende samdrift med udlandet, idet driften i Norden og på kontinentet i årtier er baseret på, at det enkelte land bidrager med en forholdsmæssig andel af det samlede behov for de hurtige reserver. Via udlandsforbindelserne er landene derfor gensidigt afhængige af hinanden for stabil forsyning.

Afbrydelser kan ud over nettet principielt også skyldes produktionsanlæg, men historisk har der ikke været effektmangel på produktionssiden. Det danske elsystem har de sidste to årtier været kendetegnet ved rigelig produktionskapacitet. Der vil fremover komme mere vind i elsystemet og dermed være mindre plads til termisk produktion. Samtidig er mange af de termiske værker ved at nå den tekniske levetid, og værkernes økonomi er presset. Derfor vil den termiske kapacitet blive reduceret. De senere år er mere end 2.000 MW kapacitet på ældre centrale værker taget ud af drift, og udviklingen ventes at fortsætte, også på decentrale kraftvarmeværker, så perioden med den store overkapacitet af termisk produktion er ved at slutte. Det gør det interessant at analysere produktionsanlæggenes betydning for forsyningssikkerheden fremadrettet.

Simuleringer på årene 2020 og 2025 og scenarier for 2035 og 2050

Selvom det er elnettene og driftshændelser, der historisk har været årsag til afbrydelser i forsyningen, er fokus på denne analyse den termiske kapacitet og udlandsforbindelserne. Udgangspunktet herfor er, at omstillingen af elsystemet med øget produktionskapacitet i form af vind og sol presser

den eksisterende fossile produktion ud. Yderligere sikrer elmarkedet, at el flyder frem og tilbage over landegrænserne gennem udlandsforbindelserne. Kabellægning af store dele af det interne net i Danmark er allerede besluttet og derfor ikke medtaget i denne analyse. Drift af et elsystem med over 50 pct. vind – eller for den sags skyld de 30 pct. som er omfanget i dag – er væsentligt forskellig fra drift af et elsystem med en mindre andel fra vind.

Til at belyse produktionskapacitetens betydning for forsyningssikkerheden fremadrettet er der anvendt en metode, der tager hensyn til en stor andel vind. Det er dog ikke kun vind, der kan mangle på en kold klar vinterdag, idet termiske produktionsanlæg heller ikke har en rådighed på 100 pct. De havarerer jævnligt og tages ud til revision. Det er derfor den sandsynlige rådighed, der afgør forsyningssikkerheden. Forsyningssikkerheden analyseres på en sandsynlighedsbaseret model, der omfatter alle produktionsanlæg og udlandsforbindelser. Baseret på forbrugsprofiler foretages en Monte Carlo-simulering time for time, hvor der ud fra sandsynligheder 'kastes terninger' om, hvorvidt indenlandsk produktion og import fra udlandet er til rådighed. Der er også indlagt en sandsynlighed for, at udlandet ikke er i stand til at levere effekt. I hver time registreres, om den tilgængelige kapacitet kan dække forbruget.

Der simuleres på årene 2020, 2025, 2035 og 2050. For de to første år er indenlandsk produktionskapacitet fremskrevet, bl.a. baseret på udmeldinger fra ejerne, samt på formodninger om den fortsatte udfasning af central og decentral kapacitet. For 2035 og 2050 er der taget udgangspunkt i scenarier fælles for alle energianalyserne. Scenarierne er konstrueret, så forsyningssikkerheden er den samme; afbrydelser som følge af effektmangel forventes at indtræffe hvert 10. år, udlandsforbindelser indgår på lige fod med indenlandsk kapacitet, og der er inkluderet de nuværende forbindelser samt udbygninger til Norge, Sverige, Tyskland og Holland.

Elnettet



Resultaterne af simuleringerne for risikoen for effektmangel er følgende:

Frem til 2025 – baseret på fremskrivninger

- › Forsynings sikkerheden forventes forbedret i Vestdanmark og forventes opretholdt på sammenligneligt niveau i Østdanmark til 2025. Ud over risikoen for effektmangel vil der være afbrud i elnettene, men de forventes at være lavere end de historiske afbrud.
- › Udviklingen i Østdanmark er følsom overfor ændringer i forudsætninger for termisk kapacitet og udlandsforbindelser, herunder betydningen af en forsinket idriftsættelse af den planlagte udlandsforbindelse tilknyttet Kriegers Flak. Dette forventes ikke at få betydning for forsynings sikkerheden, da Energinet.dk i så tilfælde vil indføre alternative tiltag til at sikre kapacitet som en overgangsordning indtil Kriegers Flak idriftsættes. I denne forbindelse overvejes strategiske reserver.

Frem til 2035 og 2050 – baseret på scenarier

- › I 2035 og 2050 afhænger behovet for at øge mængden af termisk kapacitet af det valgte scenarie. I vind- og brintscenariet er der behov for at tilføje meget ekstra kapacitet for at sikre status quo for forsynings sikkerheden, mens der i de to biomassescenarier kun er behov for lidt ekstra termisk kapacitet ud over, hvad der i øvrigt er lagt ind i scenarierne. Ud over risikoen for effektmangel vil der være afbrud i elnettene, men de forventes at være ens for alle scenarier.

Tiltag for at sikre forsynings sikkerheden

Der er en række forskellige muligheder for at sikre forsynings sikkerheden fremadrettet. Både nettet, værkerne og forbruget vil kunne bidrage. Når nettet forstærkes eller distributionsnettene kabellægges,

forbedrer det isoleret set forsynings sikkerheden. Regionale forskelle i risikoen for effektmangel i Danmark vil kunne udlignes med f.eks. en ny forbindelse mellem Øst- og Vestdanmark. Udlandsforbindelser udover de allerede besluttede kan også bidrage til forsynings sikkerheden både i Danmark og i nabolandet, men handelsgevinster vil være den primære årsag til udbygning til udlandet.

Der findes endvidere forskellige metoder til at opretholde den indenlandske elkapacitet på et vist niveau. Sådanne kapacitetsmekanismer inddeles typisk i tre kategorier; strategiske reserver, kapacitetsmarked og kapacitetsbetaling. I mange lande er forskellige modeller under overvejelse eller besluttet. Ingen af modellerne er gratis. Der er fordele og ulemper ved alle tre modeller. Internationale erfaringer med kapacitetsmekanismer viser, at omkostningerne til kapacitetsbetalinger ligger i den høje ende, og kapacitetsbetalinger kan være inefficente. I forhold til at sikre elkapacitet i elsystemet er dette også erfaringen med det danske grundbeløb, hvor decentrale kraftvarmeværker i 2012-13 har modtaget ca. 1,2 mia. kr./år i kapacitetsbetaling. Omkostningen til et kapacitetsmarked er meget afhængig af udformning, og dominerende aktørers deltagelse giver stor risiko for markedsmagt, hvis ikke buddene kræves omkostningsbestemt. Strategiske reserver er billige, men ikke nødvendigvis en permanent løsning, ikke mindst fordi de vanskeligt spiller sammen med kombineret el- og varmeproduktion. Det skal understreges, at erfaringen med de forskellige kapacitetsmekanismer er begrænset, og at omkostningerne vil variere fra land til land. Eksempelvis er den svenske strategiske reserve indført i et væsentligt anderledes marked end den italienske kapacitetsbetaling. EU-Kommissionen resumerer i sin gennemgang, at strategiske reserver har fungeret godt sammen med energimarkeder, hvor de har været anvendt i Sverige og Finland, at de forårsager et minimum af forvriddning og med succes har inkluderet forbrugssiden.

EU-Kommissionen anfører videre, at etablering af kapacitetsmekanismer under visse omstændigheder kan være kontraproduktive og fastholde ineffektiv kapacitet på markedet.

På liberaliserede markeder er investeringer ikke garanteret af staten, noterer EU-Kommissionen. Kun, hvor der er en reel trussel mod forsyningssikkerheden som følge af svigtende effektilstrækkelighed, bør eksisterende anlægs driftsøkonomi blive et samfundsanliggende. Endelig anfører Kommissionen vigtigheden af, at der ikke skal anvendes offentlige midler til at kompensere for reducerede driftsindtægter.

Fleksibelt forbrug reducerer kapacitetsbehovet. Det kan aktiveres på forskellige måder, men i Danmark betyder fraværet af en elintensiv industri at volumen er lille. Det vil kunne ændre sig, hvis smart grid konceptet udvikles med succes.

Sammenfattende om forsyningssikkerheden

- › **Samlet set vurderes forsyningssikkerheden 10 år frem at kunne opretholdes på dagens niveau.** Kapacitet på vind og udlandsforbindelser øges som følge af vedtagne initiativer. Den termiske kapacitet forventes reduceret, og perioden med stor overkapacitet på de termiske værker slutter. Analysen viser, at der i årene omkring 2025 kan opstå behov for særlige initiativer for at sikre det nuværende niveau af forsyningssikkerhed. Hvis kravene til forsyningssikkerheden slækkes i forhold til i dag, vil behovet for nye initiativer for at sikre forsyningssikkerheden kunne udskydes yderligere. Omvendt vil lavere kapacitet på termiske værker eller planlagte udlandsforbindelser fremskynde behovet for nye initiativer. Betydningen er særligt stor i Østdanmark, hvor forsinkelsen af handelsforbindelsen via Kriegers Flak kan medføre tiltag til at sikre kapacitet fx via strategiske reserver. Forsyningssikkerheden vil være på samme niveau uafhængigt af dette.
- › **Forstærkning af nettet opvejer til en vis grad nedgang i effekt.** De seneste års forbedringer i distributionsnettene, primært gennem kabel-lægning, gør, at den samlede forsyningssikkerhed hos elforbrugerne ikke forventes at blive dårligere end de historiske forsyningsafbrydelser, selv om effektsituationen skulle udvikle sig væsentlig mindre gunstigt end forventet. Elforbrugere mærker ikke, om afbrydelserne skyldes manglende effekt eller fejl i distributionsnettet, f.eks. på grund af nedfaldne træer. Yderligere har Danmark i international sammenhæng en meget høj forsyningssikkerhed. Forsyningssikkerheden hos elforbrugerne er overordnet robust.
- › **Der er forskellige muligheder for at sikre tilstrækkelig kapacitet.** Det kan f.eks. være udlandsforbindelser, betalte reserver (strategiske reserver), indførelse af et effektmarked eller øget stimulering af fleksibelt forbrug. De samfundsøkonomisk laveste omkostninger fås formentlig ved en kombination af flere virkemidler. Internationale erfaringer med kapacitetsmekanismer viser, at omkostningerne til kapacitetsbetalinger ligger i den høje ende, og dominerende aktører gør et kapacitetsmarked vanskeligt. Strategiske reserver er billige, men ikke nødvendigvis en permanent løsning.
- › **Nedgangen i termisk kapacitet følges tæt nu og også fremover.** F.eks. vurderer Energinet.dk, hver gang et centralt kraftværk ønskes taget ud af drift, hvordan det påvirker forsyningssikkerheden. Der er mulighed for at betale for forlænget drift, så der er tid til at indføre kompenserende foranstaltninger. Det kan være, at der ikke er behov for at gøre noget, mens opretholdelsen af det nuværende niveau af forsyningssikkerhed i andre situationer kan klares ved mindre ændringer i nettet. Lovgivningen giver desuden mulighed for udbud af ny kapacitet af hensyn til forsyningssikkerheden. Etablering af ny spidslastkapacitet kan ske på relativt få år.

2. Indledning



Den 22. marts 2012 indgik Folketingets partier bortset fra Liberal Alliance en energipolitisk aftale om udviklingen af energisektoren i perioden frem til 2020. I aftalen indgår, at der skal udarbejdes detaljerede analyser på en række områder.

En af analyserne vedrører mulighederne for at fastholde elnettets høje funktionalitet i en situation med stadigt stigende andel af vindkraft med særlig vægt på perioden efter 2020. Med den besluttede udbygning af vindkraften på havet og den forventede udbygning på land i energiaftalen vil over 50 pct. af elproduktionen allerede i 2020 være baseret på vind. Efter 2020 skal anvendelsen af fossile brændsler reduceres yderligere, og da vindkraft er et af de oplagte virkemidler, vil vindkraftandelen stige yderligere efter 2020. Så stor en vindkraftandel stiller særlige krav til, hvordan den øvrige del af elsystemet tilrettelægges.

En anden af analyserne i energiaftalen er en analyse af muligheder og effekter af udvekslingsforbindelser, herunder kobling til udbygninger i nabolandene. Analysen er i energiaftalen planlagt færdiggjort ultimo 2014, men da udveksling med udlandet er et væsentligt virkemiddel til indpasning af vindkraften i Danmark, håndteres udveksling med udlandet i sammenhæng med den øvrige del af elnettets funktionalitet. Nærværende analyse omfatter derfor både elnettes funktionalitet og muligheder og effekter af udlandsforbindelser.

Denne rapport med tilhørende bilag udgør således en samlet afrapportering af begge elanalyser.

Analysearbejdet og resultatet hænger tæt sammen med flere af de øvrige analyser, særligt med fjernvarmeanalysen og analysen om den fremtidige anvendelse af gasinfrastrukturen, hvori indgår vurdering af tilstanden for de naturgasfyrede decentrale kraftvarmeværker. I forhold til analysen af fjernvarmens rolle i den fremtidige energiforsyning kigges bl.a. på kraftvarme i forhold til ren varmeproduktion. Fjernvarmeanalysen vurderer anvendelse af andre teknologier til fjernvarmeproduktion som solfangere og varmepumper. Når andre teknologier i et vist omfang erstatter kraftvarmeanlæggene, påvirker det den samlede forsyningsikkerhed i elsystemet.

Elnettets funktionalitet bør forstås bredt. Nettet binder produktion og forbrug sammen. Nettet skal sikre, at ny og eksisterende produktionskapacitet skal kunne udnyttes uanset hvilken teknologi der er tale om. Nettet skal sikre forsyningen af forbrugere og give mulighed for, at fleksibelt forbrug kan bidrage til balanceringen af elsystemet. Og endelig skal nettet via udlandsforbindelser sikre, at Danmark kan drage nytte af et velfungerende internationalt elmarked, både hvad angår fordelene ved samhandel over grænserne og gensidig støtte i driften af landenes elsystemer. I forhold til elforsyningsikkerhed opereres normalt med to begreber. Det første vedrører pludselige forstyrrelser i driften af systemet såsom elektriske kortslutninger eller uventede udfald kraftværker, mens det andet vedrører tilstrækkelig og tilgængelig produktionskapacitet (kraftværker) og infrastruktur (net). Det er sidstnævnte, der er genstand for nærværende analyse.

Med en vindkraftandel på mere end 50 pct. og færre centrale kraftværker til at sikre systemets stabilitet, vil både transmissionsnettets og udlandsforbindelsernes funktion blive vigtigere. Den teknisk-økonomiske levetid for adskillige centrale produktionsenheder er ved at være nået og flere af de centrale kraftværker bliver i disse år taget ud af drift. Med færre centrale kraftværker i drift skal der findes andre muligheder for at opretholde forsyningsikkerhed i elsystemet, og herunder stabilitet. Også de økonomiske rammevilkår for de decentrale kraftvarmeværker ændrer sig, f.eks. vil det årlige grundbeløb bortfalde i 2018.

Med mere vind vil der være behov for større transport af produktion væk fra området, når der er stærk vind og lavt forbrug, mens der omvendt vil være

11

behov for transport til området, når der er højt forbrug og stille vejr. Det er en langsom udvikling, der i Danmark allerede har været i gang i en del år. Med hensyn til udbygning af eltransmissionsnettet tiltrådte alle Folketingets partier bortset fra Enhedslisten i 2008 nye retningslinjer for udbygning og kabellægning af elnettet. Herunder forstærkning af 400 kV-nettet og kabellægning og restrukturering af 132 og 150 kV-nettet. Efterhånden som disse initiativer gennemføres, vil eltransmissionsnettet kunne håndtere de forventede stigende mængder vindkraft. Nærværende analyse har derfor været bredere og haft mere fokus på det samlede elsystem, og særligt hvorvidt den høje forsyningssikkerhed kan opretholdes med de ændringer, der sker i elproduktionen fremadrettet.

Der er bred politisk enighed om, at Danmark skal være uafhængigt af fossile brændsler i 2050. Det samme gælder udviklingen af energisystemet frem til 2020, hvor rammerne er fastlagt med energiaftalen fra 2012.

Analysen tager udgangspunkt i udviklingen i den mellemliggende periode med fokus på årene 2020, 2025 og 2035 og beskriver og vurderer effektsituationen i hhv. Vest- og Østdanmark, effekten af udbygningen med udlandsforbindelser til de omkringlig-

gende lande, betalingsmekanismer til påvirkning og sikring af forsyningssikkerheden samt effekten af hhv. kraftværker og elnettet (transmissions- og distributionsnet og udlandsforbindelser). Værkerne driftsøkonomi og generelle rammevilkår ligger ikke inden for opdraget til denne analyse. Således vurderes ikke de store variationer i produktion på vandkraftanlæg som skyldes varierende nedbør og påvirkningen på elprisen og dermed de danske termiske kraftværkers økonomi. Bortfald af de decentrale kraftværkers grundbeløb i 2018 er forudsat i fremskrivningen af elkapaciteten, mens øvrige konsekvenser ved bortfaldet ikke vurderes.

Analyserne er udarbejdet under den forudsætning, at forsyningssikkerheden i elsystemet fastholdes på samme niveau som i dag. Hvis der stilles andre krav til forsyningssikkerheden end i dag, vil det give et andet resultat.

Analysearbejdet er udført af Energistyrelsen og Energinet.dk.

Retningslinjerne for gruppens arbejde er beskrevet i notat af 15.februar 2013, som også blev oversendt til ordførerne bag 2012-energiaftalen. Notatet er vedlagt som bilag 1

Elnettet



Foto: Palle Peter Skov. Energinet.dk



3. Det nuværende elsystem frem mod 2020

Elsystemets historie

Oliekrisen i 1970'erne blev en brat opvågning for Danmark og igangsatte en udvikling, der over en kort årrække førte til et dramatisk skifte væk fra importeret olie fra den arabiske halvø som brændsel til elproduktion over til kul, som kunne skaffes fra hele verden. Fra 1973, startåret for den første oliekrise, til 1979, startåret for den anden oliekrise, øgedes andelen af kul som brændsel i elproduktionen fra 10 pct. til 90 pct.

Selvom Danmark skiftede olien ud med kul, forblev produktionsstrukturen dog grundlæggende den samme. Elproduktionen fandt sted på store centrale kraftværker placeret i umiddelbar nærhed af de store byer og med let adgang til kølevand og blev derfra transmitteret til de lokale forbrugssteder. Samtidig var Danmark allerede dengang stærkt forbundet med udlandet med forbindelser til Norge, Sverige og Vesttyskland. Figur 1 på næste side viser opbygningen i 1985.

Oliekriserne medførte også et skifte i opvarmningen af den danske boligmasse. Fjernvarme overtog den centrale rolle, og varmen skulle produceres i samproduktion med elproduktion for at øge udnyttelsesgraden af brændslerne. Da fjernvarme på grund af varmetabet i rørene skal udnyttes tæt på produktionsstedet, blev der etableret decentrale kraftvarmeanlæg over det meste af landet. Efter omstilling af store dele af varmforsyningen til

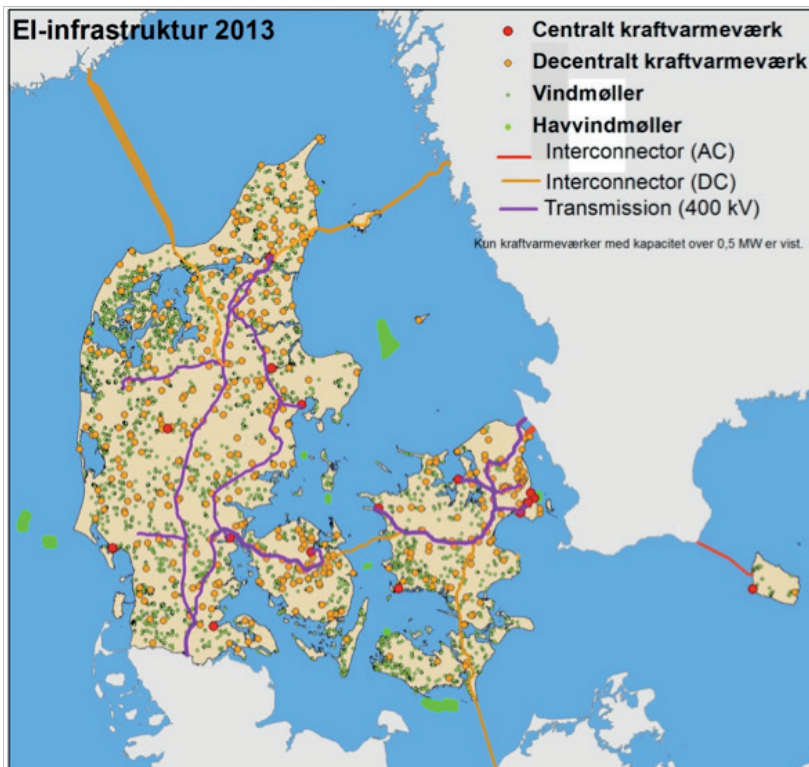
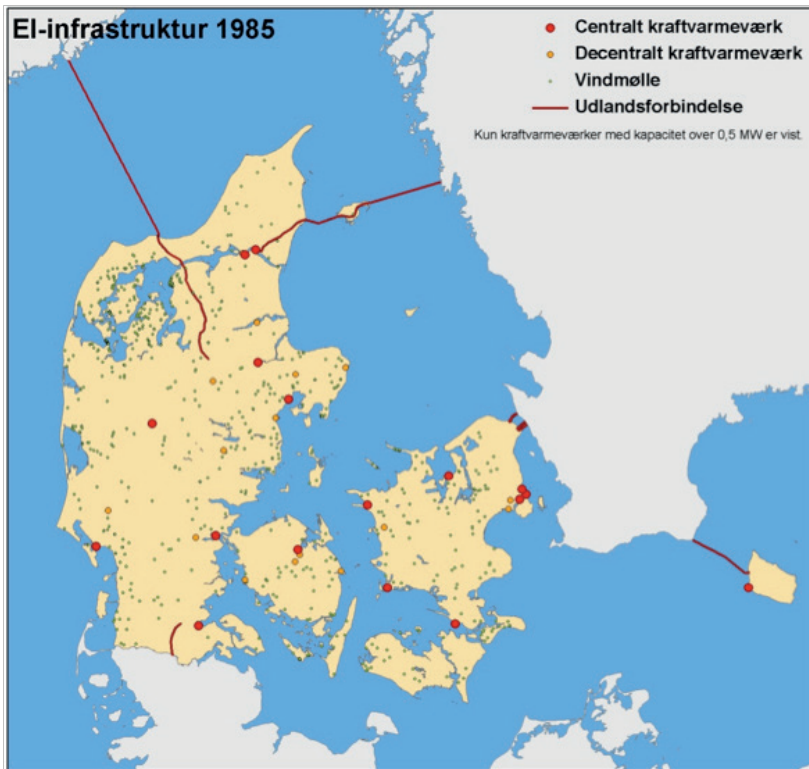
fjernvarme forsvandt det meste af den direkte elopvarmning. Samtidig begyndte opstillingen af vindmøller. Først primært drevet af ideologiske ildsjæle, men med tiden også af statsstøtte i form af subsidier til såvel investering som produktion. Resultatet blev et dramatisk skifte i strukturen i elsektoren, sådan at den blev langt mere decentral.

Figur 1 viser udviklingen fra 1985 til 2013. To ting springer i øjnene: Der findes nu decentrale kraftvarmeanlæg over hele landet, ligesom vindmøller er spredt over det meste af landet, og der er udbygget med store havmølleparker.

To synkroniserede elområder

Historisk har Vestdanmark været forbundet (drevet synkront) med Kontinentet og Østdanmark med Skandinavien. Begge områder har en frekvens på 50 Hz, men er asynkrone, hvorfor de to danske områder i årtier ikke var forbundet. I 2010, blev det vestdanske og østdanske elsystem forbundet gennem den elektriske storebæltsforbindelse. Jævnstrømsforbindelser til nabolandene er løbende udbygget siden 1960'erne.

Kapaciteten til udlandet er over årene blevet udbygget betragteligt, sådan at Vestdanmark i dag er forbundet med Norge, Sverige og Tyskland og Østdanmark er forbundet med Sverige og Tyskland.



Figur 1. El-infrastrukturen i hhv. 1985 og 2013.

Elnettet

Elsystemets funktionalitet

Elnettets funktionalitet bør forstås bredt, og i denne analyse er der med elnettets funktionalitet fokuseret på evnen til at levere el, når der er efterspørgsel eller med andre ord at sikre forsyningen.

For at kunne fungere kræver elsystemet, at det hele tiden balancerer inden for et snævert interval for ligevægten mellem forbrug og produktion. Tidligere, hvor de centrale kraftværker var altdominerende, var denne opgave relativt simpel, da det var et spørgsmål om at skruer op eller ned for produktionen, hvis der skete et havari eller lignende. I dag, hvor produktionen er langt mere fluktuerende, primært pga. vindmøllerne, er opgaven mere kompliceret. Energinet.dk har som systemansvarlig ansvaret for balancen og har derfor en række redskaber til sin rådighed for at opretholde balancen.

Det primære redskab er produktionsplanlægningen, som finder sted på baggrund af spotmarkedet. For den enkelte time i det kommende døgn indmelder forbrugssiden (de forbrugsbalanceansvarlige virksomheder) sit ønskede forbrugsmix (antal MW til hvilken pris) og producentsiden (de produktionsbalanceansvarlige) sit ønskede produktionsmix (antal MW til hvilken pris). I spotmarkedet Nord Pool Spot, der drives i fællesskab af de nordiske TSO'er, matches produktion og forbrug, og der udregnes en markedspris. Forskellige produktionsteknologier har forskellige omkostninger og produktionsstøtte, f.eks. har vindmøller meget lave variable omkostninger og modtager støtte, hvorfor de melder en meget lav pris ind. Omvendt har f.eks. et oliefyret kraftværk meget høje omkostninger og melder derfor en høj pris ind. Der opstår dermed en trappe-lignende udbudskurve for hver time i driftsdøgnet. Der, hvor efterspørgselskurven skærer udbudskurven, fastsættes markedsprisen, hvortil al produktion afregnes.

Energinet.dk har som systemansvarlig dermed en forventet driftsplan at arbejde ud fra. Denne plan kendes op til 36 timer før driftstimen.

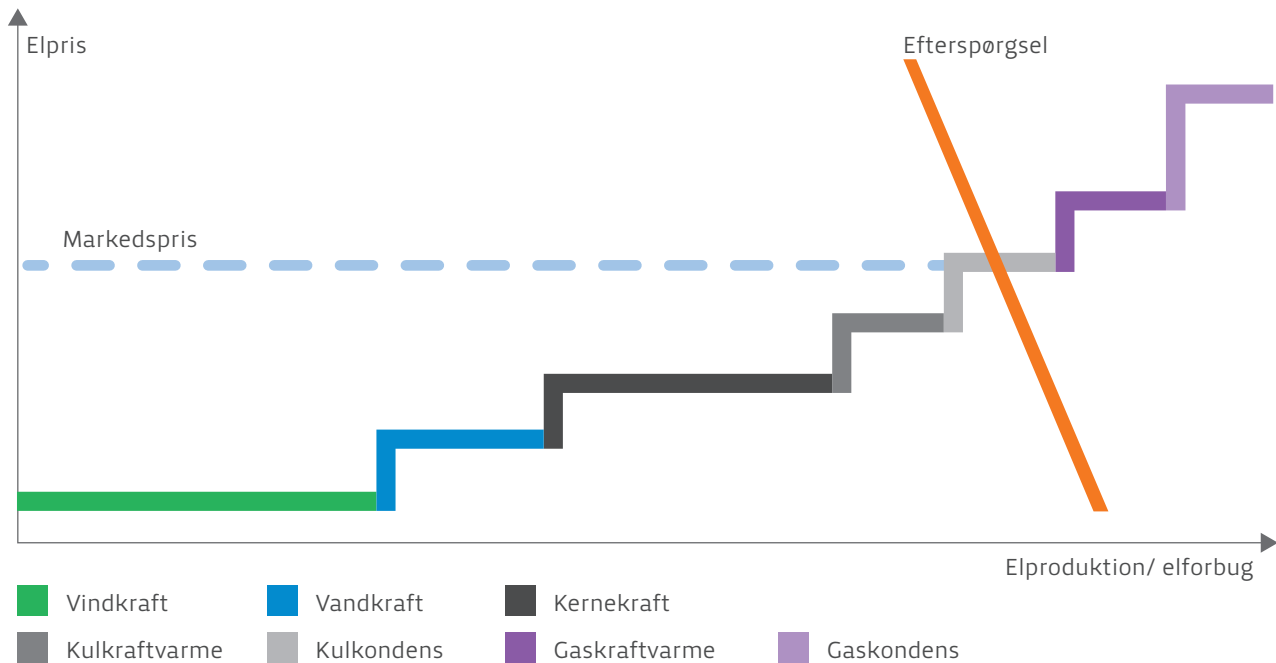
Tabel 1 viser den nuværende fordeling af den danske kapacitet på termiske kraftværker og på udlandsforbindelserne. Det fremgår, at udlandsforbindelser udgør en stor del af den samlede kapacitet.

Kapacitet (MW)	DK total
Central i drift	4.600
Centrale ikke i drift	2.400
Decentral, fjernvarme	1.800
Decentral, industri*	600
Decentrale ikke i drift	100
Termisk total	9.500
Udland, import	5.100
Havvind	1.300
Landvind	3.300
Total	19.200

Tabel 1. Kapacitet på termiske værker, udlandsforbindelser, havvind og landvind i 2013.

*Anlæg etableret som reservekraftanlæg er medregnet under 'decentral industri'.

Den samlede vindkraftkapacitet er i dag på niveau med kapaciteten fra de centrale kraftværker og vil blive betragteligt øget i de kommende år. I Energi-aftalen fra marts 2012 er en række målsætninger for 2020 således blevet konkretiseret: Der udbygges med 1000 MW havvind og 500 MW kystnære møller. Herudover forventes en stigning i landmølleproduktionen på ca. 1 TWh. Denne vindudbygning forventes at medføre, at over 50 pct. af Danmarks traditionelle elforbrug kommer fra vind i 2020. I 2012 svarede vindkraftproduktionen til 30 pct. af det samlede forbrug.

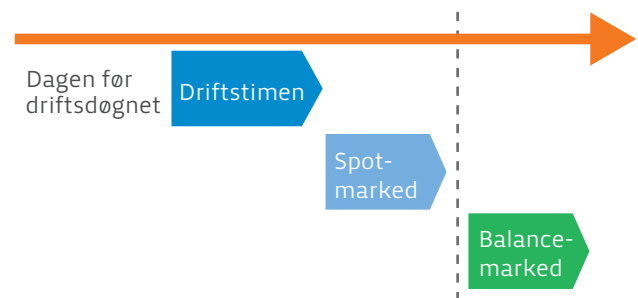


Figur 2. Princip for fastsættelse af markedsprisen.

Udover spotmarkedet findes også regulerkraftmarkedet, som kommer i spil, når driftstimen nærmer sig. Regulerkraft er bindende tilbud fra de balanceansvarlige om at øge eller sænke sin produktion eller sit forbrug, sådan at Energinet.dk som systemansvarlig kan sikre balancen, hvis der sker afvigelser fra driftsplanen. Tilbuddene dækker såvel effekt (MW) som pris (DKK/MW). Regulerkraften kommer i spil, fordi de fremskrivninger, der lå til grund for den forventede driftsplan, aldrig er fuldstændig identiske med den virkelige udvikling. Hvis f.eks. det blæser mere i Danmark end forventet, vil der være øget produktion fra de danske vindmøller, så der opstår overskud. Energinet.dk må i det tilfælde aktivere regulerkraftmarkedet for at skaffe nedregulering (enten lavere produktion eller øget forbrug), sådan at forbrug og produktion igen balancerer.

Kilden til ubalancerne, der udlignes i regulerkraftmarkedet, opgøres efter driftsdøgnet og afregnes i det såkaldte balancemarked. Forbruget ved nogle

balanceansvarlige vil have oversteget deres indmeldte forbrug, imens andres produktion vil have oversteget deres indmeldte bud. Alle ubalancer for den enkelte aktør i forhold til produktionsplanen afregnes i balancemarkedet.



Figur 3. Spotmarked, regulerkraftmarked og balancemarked og nærhed til driftstimen.

For at sikre tilstrækkeligt udbud på regulerkraftmarkedet indkøber Energinet.dk reserver, som ejeren herefter byder ind på regulerkraftmarkedet. Ellers kan elsystemet risikere at være i en situation,

hvor der ikke er nok bud i regulerkraftmarkedet til at dække udfald af største enhed. Reserverne inddeles i hurtige og langsomme reserver. De hurtigste skal kunne aktiveres inden for få sekunder, imens de langsomste skal kunne aktiveres inden for mellem 15 minutter og 90 minutter. De hurtige reserver aktiveres automatisk, og de langsomme aktiveres manuelt af Energinet.dk i regulerkraftmarkedet i konkurrence med andre regulerkraftbud.

I bilag 4 indgår Energinet.dk's strategi for systemydelse 2011-15. Der er flere tiltag på vej til at reducere de samfundsøkonomiske omkostninger til systemydelse, bl.a. synkronkompensatorer for tvangskørsler og internationale markeder for primære reserver. Generelt er målsætningen at internationalisere markederne for systemydelse i så høj grad som muligt, så de mest effektive leverandører kan blive aktiveret til at dække landenes behov.

Balancering – konstant balance mellem produktion og forbrug


Hos Energinet.dk overvåger kontrolcentret konstant elsystemet og kan gribe ind, hvis der indtræffer hændelser, der påvirker stabiliteten. Aktivering af regulerkraftmarkedet bruges i denne sammenhæng som reaktion på opståede ubalancer. Jo bedre information kontrolcentret har til rådighed, jo hurtigere og billigere kan ubalancer fjernes. Et centralt element er her varsling, hvor kontrolcentret forsøger at forudse, hvad der kommer til at ske i systemet. Varsling bruges på forbrugs- og produktions-siden, hvor vedvarende energi i form af vindkraft for sidstnævnte er en stadigt større udfordring, da produktionen herfra er ustabil og kan variere voldsomt på kort tid. Selv små afvigelser fra den faktiske vindhastighed kan give væsentlige ændringer i produktionen og dermed behovet for indgreb fra Energinet.dk's side. Præcise varslinger bliver derfor utroligt vigtige.

Og med den kraftige udbygning med solceller ved private husstande i Danmark er der kommet et

yderligere fluktuerende element ind i elsystemet. Produktionen herfra overvåges dog ikke på samme måde som vindkraften. Efterhånden vil også fluktuationer fra solcellerne spille en rolle i elsystemet. Der er – op til et vist punkt – et konstruktivt samspil mellem solceller og vind. Solceller bidrager om dagen, hvor elforbruget er højest – men mindre om vinteren, hvor elforbruget er højt. Vind bidrager mere om vinteren men ikke nødvendigvis om dagen.

Øgede handelsgevinster har i de senere år været det væsentligste argument for at bygge udlandsforbindelser, og de stærkt stigende mængder af energi fra fluktuerende kilder giver en øget værdi af forbindelserne til udlandet. Gennem udlandsforbindelserne er det muligt at eksportere den overskydende strøm og dermed opnå en bedre pris for strømmen, end det er tilfældet på et rent dansk marked. Herudover er forbindelsernes bidrag til forsyningsikkerheden gennem øget importkapacitet også en betydende parameter, der forventes at spille en større rolle i fremtiden. Energitilsynets rapport om overvågning af engrosmarkederne fra 2013 viser, at kapaciteten på udvekslingsforbindelserne det meste af tiden stilles til rådighed for markedet. Mod Norge, Sverige og det østlige Tyskland har mere end 85 pct. af kapaciteten i begge retninger været til rådighed for markedet i første halvår af 2013. Mellem Jylland og Tyskland har der derimod været restriktioner, så importkapaciteten i gennemsnit var 62 pct. Største begrænsning skete for eksporten, hvor der blev stillet 34 pct. til rådighed for markedet. Det er således primært mod det vestlige Tyskland, at der optræder større restriktioner på udlandsforbindelserne.

Generelt spiller fluktuerende energikilder særligt godt sammen med de norske og svenske vandre-servoarer, der fungerer som et naturligt batteri, som kan lades eller aflades alt efter produktionsomfanget fra de fluktuerende kilder. Det sker reelt ved, at prissignaler fra elmarkedet holder vandkraftproduktion tilbage ved høj produktion fra vindmøller.

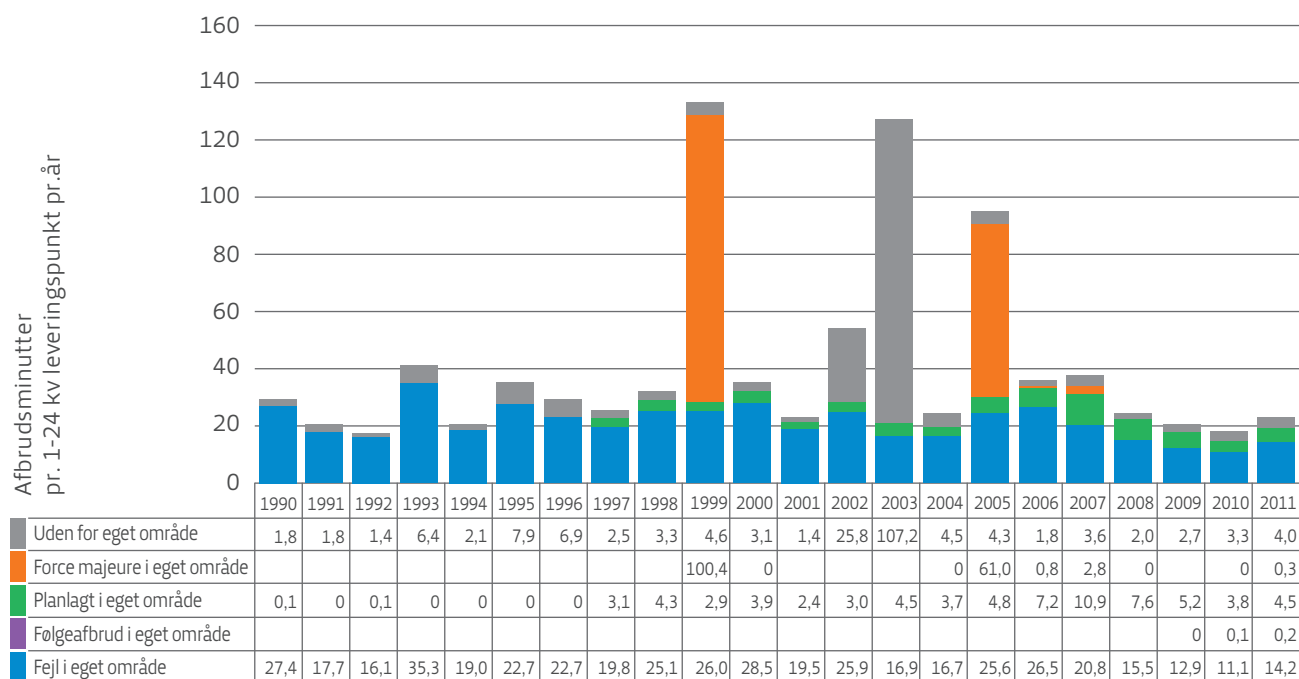


4. Forsynings- sikkerhed i elsystemet

I forhold til elforsyningsikkerhed opereres normalt med to begreber. Det første vedrører pludselige forstyrrelser i driften af systemet såsom elektriske kortslutninger eller uventede udfald kraftværker, mens det andet vedrører tilstrækkelig og tilgængelig produktionskapacitet (kraftværker) og infrastruktur (net). Det er sidstnævnte, der er genstand for nærværende analyse. Begrebet "forsyningsikkerhed" i elsystemet bliver ofte brugt uden at blive nærmere defineret. Elforsyningsloven indeholder heller ikke en præcis definition af elforsyningsikkerheden. Energinet.dk og Energistyrelsen arbejder her med følgende definition:

"Sandsynligheden for at der er el til rådighed for forbrugerne, når den efterspørges."

I de senere år har elforsyningsikkerheden ligget omkring 99,991 pct. i Danmark. Typisk udtrykkes elforsyningsikkerheden dog ved den gennemsnitlige tid, hvor der ikke er el til rådighed for en forbruger. De 99,991 pct. svarer til, at der har manglet strøm i 45 minutter i løbet af et enkelt år for en gennemsnitsforbruger. Lokalt er der store variationer. Nogle forbrugere kan have oplevet strømsvigt i adskillige timer på et år, imens de fleste kun sjældent oplever strømsvigt. Tre fjerdedele af tiden uden forsyning skyldes fejl og afbrydelser i distributionsnettet, sådan at blot ca. 10 minutter stammer fra fejl i transmissionsnettet. Figur 4 viser, hvor mange minutter forbrugerne i gennemsnit ikke fik leveret strøm i de enkelte år fra 1990 til 2011. Tallene dækker de samlede afbrydelser uanset om det skyldes det lokale distributionsnet eller det overordnede elsystem.



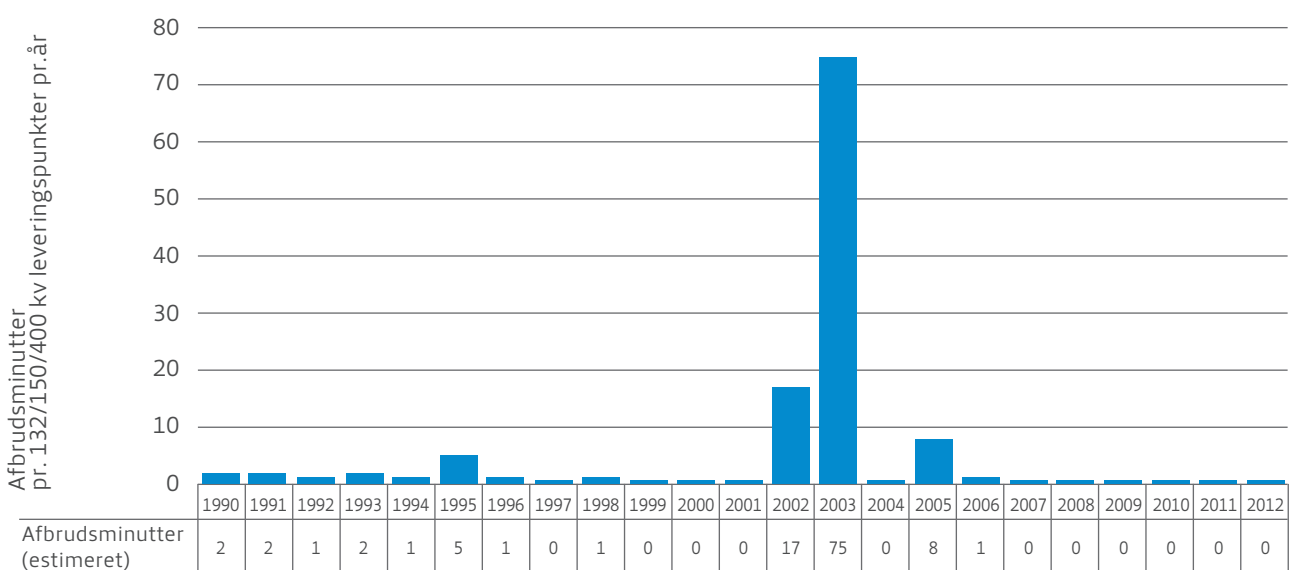
Figur 4. Leveringssikkerhed i distributionsnettet perioden 1990-2011¹.

1. Bygger på data fra Dansk Energi. Mere information: http://www.danskenergi.dk/AndreSider/NetTeknik/Fejl_og_afbrud.aspx

Årsag til afbrydelse	Distributionsnet	Transmissionsnet	Effektmangel i DK
Gennemsnitlig afbrydelse 2002-11	35 min./år	10 min./år	0 min./år
Gennemsnitlig afbrydelse 2007-11	25 min./år	0,2 min./år	0 min./år

Tabel 2. Årsager til forsyningsafbrydelse i Danmark. Tallene er afrundede gennemsnitstal for perioden, da der er store variationer fra år til år.

I de senere år er store dele af distributionsnettet kabellagt, hvilket har øget robustheden mod vejr og vind. Samtidig investeres der i systembærende anlæg, der forbedrer den tekniske kvalitet i elsystemet. Begge dele bidrager til at højne elforsynings-sikkerheden. Af Tabel 2 og Figur 4 ses, at den gennemsnitlige afbrydelse i både distributionsnettet og transmissionsnettet er faldet. På Figur 5 nedenfor er opgjort afbrudsminutter for en gennemsnitsforbruger, som skyldes transmissionsnettet. Som det fremgår af figuren, er det på transmissionsniveau enkelthændelser i enkelte år, der påvirker forsynings-sikkerheden.



Figur 5. Leveringssikkerhed i transmissionsnettet.

Siden 1990 har der været tre større hændelser i transmissionsnettet, der har givet anledning til større afbrydelser: I 2002 var omkring en million mennesker i det nordlige og vestlige Jylland uden strøm i op til tre timer som følge af to fejl, der opstod uafhængigt af hinanden i det vstdanske transmissionsnet. I 2003 blev hele Østdanmark ramt af strømafbrydelse. Den primære årsag var en dobbelt samleskinnefejl på en koblingsstation i Sydsverige, som medførte et udfald af fire 400 kV-ledninger og to blokke på kernekraftværket i Ringhals. Forud var der sket et udfald af kernekraftværket Oskarshamn blok 3. Resultatet var et spændingskollaps i Sydsverige og i Østdanmark. I Danmark havde de første forbrugere strøm efter et par timer, og de sidste efter ca. seks timer. Senest i 2005 var en orkan skyld i, at omkring 200.000 husstande over hele Danmark mistede strømmen. Siden 2005 har der ikke været væsentlige afbrydelser, som skyldes transmissionsnettet.

Som det fremgår ovenfor, er det afbrydelser i det danske net, der har været årsag til forsyningsafbrydelserne. Uanset, at det er nettet, der giver anledning til de fleste afbrydelser, er det interne danske transmissions- og distributionsnet i international sammenhæng meget stærkt. Frem til 1980'erne var den årlige stigning i elforbruget 5-10 pct., hvilket krævede nye net og nye værker. En årrække efter stigningen i elforbruget fladede ud fortsatte udbygningen med net og værker. Det har resulteret i et – i international sammenhæng – meget stærk net.

Et elsystem uden termiske kraftværker?

Traditionelt har elsystemet været bygget op om centrale termiske kraftværker, som har leveret både energien og de systembærende egenskaber

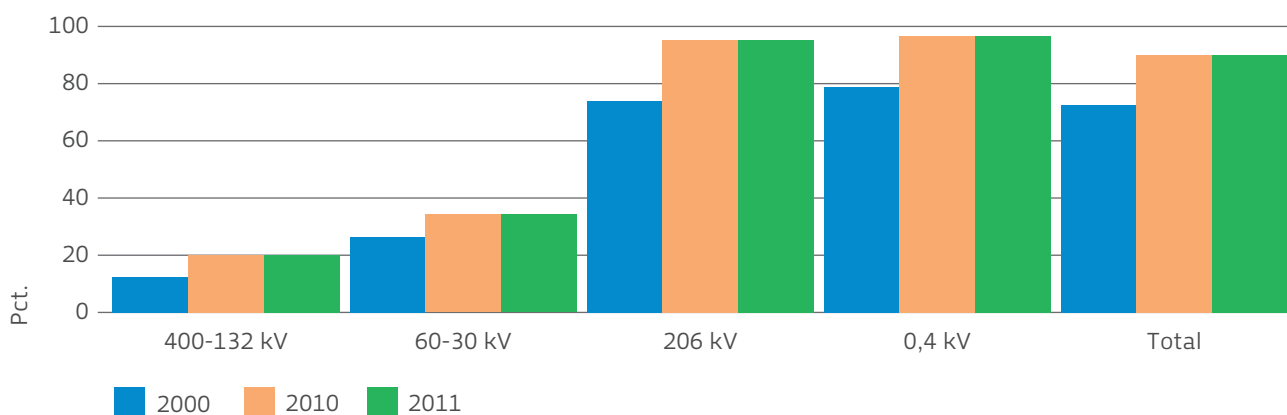
til elsystemet f.eks. spændingsregulering og kortslutningseffekt til at sikre stabiliteten i elsystemet. Med stigende mængder fluktuerende elproduktion fra vind og sol samt en øget europæisk markedsintegration vil indenlandsk termisk kraftværkskapacitet ikke være den dominerende leverandør af energi til fremtidens elsystem. Samtidig kan de systembærende egenskaber leveres til en lavere samfundsøkonomisk omkostning fra synkronkompensatorer, VSC-anlæg og Statcoms. I 2020 forventes det østdanske elsystem i normalsituationer at kunne drives uden termiske kraftværker. Der vil dog fortsat være behov for termiske anlæg til reserve mv.

I fremtidens elsystem har man ikke behov for hele den nuværende kraftværkskapacitet, men der vil i nogle situationer i en årrække frem fortsat være behov for central kraftværkskapacitet bl.a. til at regulere den reaktive effekt, der ikke kan leveres af synkronkompensatorer. Flexibilitet på andre kraftværker vil være nødvendig som backupkapacitet og til regulering, hvis der sker udfald af enheder i elsystemet, eller når vinden ikke blæser, og solen ikke skinner. Desuden skal man have nødstartsmuligheder, så nettet kan startes op igen efter et blackout. Kraftværkerne behøver dog ikke at være lokaliseret i Danmark, men kan være lokaliseret i nabolande, hvortil Danmark har elforbindelser. På nuværende tidspunkt kræver internationale regler, at et område har indenlandske driftsreserver, men disse regler kan på sigt blive ændret. Elsystemet kan derfor på sigt udvikle sig, så der ikke er behov for indenlandsk kraftværkskapacitet, hvis det viser sig at være mere samfundsøkonomisk attraktivt at anvende fleksible anlæg placeret i andre lande end Danmark.

Distributionsnettene

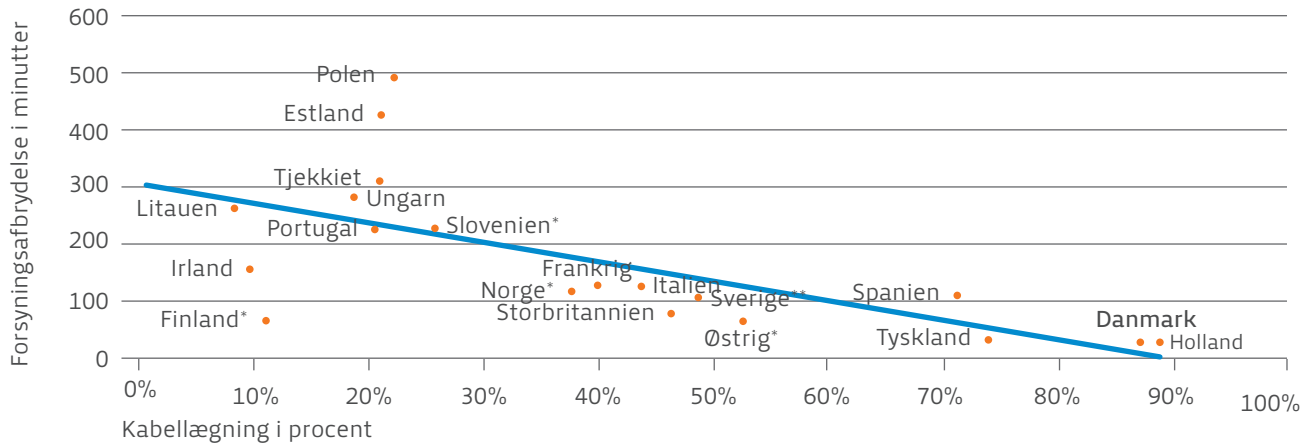
Ligesom i andre europæiske lande skyldes afbruddene i Danmark hovedsagelig afbrud i de lavere spændingsniveauer. Historisk har afbruddene i distributionsnettene været ca. 35 minutter om året for en gennemsnitsforbruger. Trenden har dog været nedadgående, og de seneste år har afbruddene ligget på ca. 25 minutter om året for en gennemsnitsforbruger. Afbrud i distributionsnettene kan ikke undgås, da der altid vil være f.eks. materialeskader og planlagte udkoblinger.

Som det fremgår af Figur 6, er der siden år 2000 gennemført mange kabellægninger i distributionsnettene, så robustheden over for voldsomt vejr er øget. I 2015 vil stort set hele lavspændingsnettet være kabellagt. I 1999 og 2005 forårsagede orkaner i distributionsnettene i alt 160 afbrudsminutter, og lignende hændelser i fremtiden forventes at medføre markant færre afbrudsminutter. Fremadrettet forventes distributionsnettene at medføre afbrud svarende til ca. 20-25 minutter for en gennemsnitsforbruger pr. år i gennemsnit, dvs. lavere end det historiske gennemsnit.



Figur 6. Kabler i procent af samlet ledningslængde i hele landet (kilde Dansk Energi).

Den statistiske sammenhæng mellem kabellagte distributionsnet og antallet af afbrudsminutter er på europæisk plan vist på Figur 7.



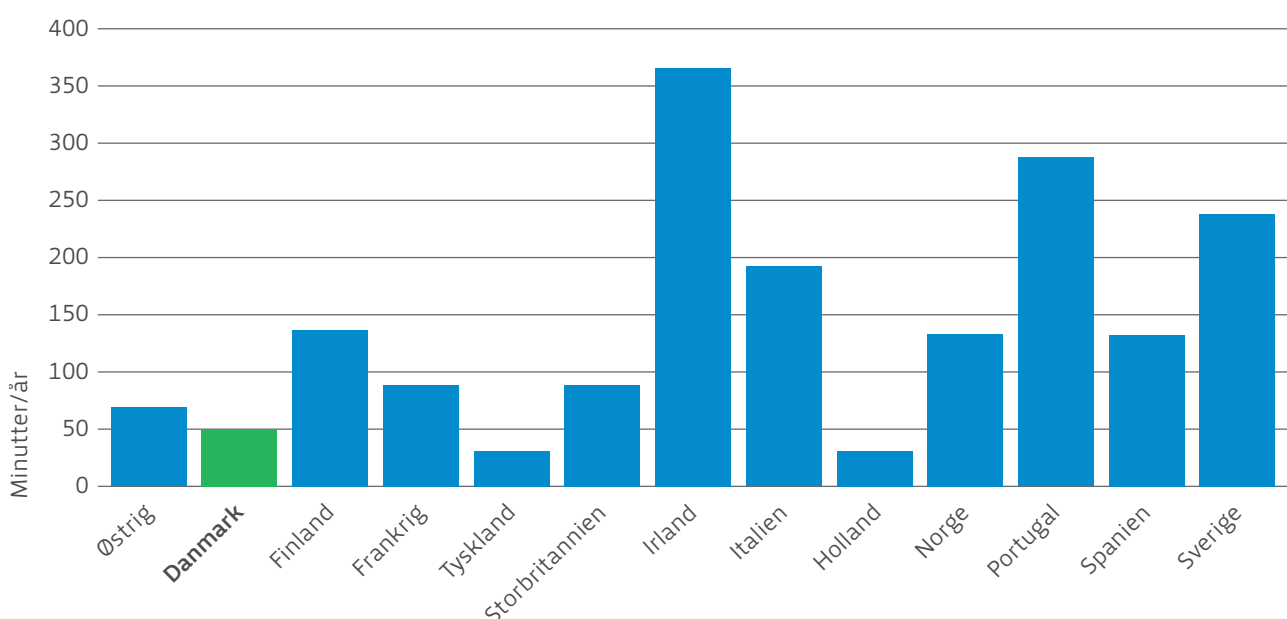
Figur 7. Sammenhæng mellem kabellægning og forsyningsafbrydelser i Europa (kilde CEER).

Transmissionsnettene

Som beskrevet tidligere i dette kapitel, har afbrud i transmissionsnettene været gennemsnitlig ca. 10 minutter om året udelukkende pga. systemfejl i 2002 og 2003. I fremtidens elsystem vil fluktuerende vind- og solproduktion i højere grad dominere elsystemet og stille større krav til elsystemets reguleringssevne end i dag. Samtidig bidrager vind- og solkraft ikke på samme måde som centrale kraftværker med spændingsregulering, kortslutningseffekt og inert, hvilket er nødvendigt for at have et elsystem, der er robust over for fejl. Systemsikkerheden forventes dog at kunne fastholdes i fremtiden, da systembærende netkomponenter og udlandsforbindelser bidrager til at sikre elsystemets reguleringssevne og robusthed.

En anden årsag til afbrud i transmissionsnettene kan potentielt være mangel på produktion af strøm, dvs. effektmangel. Historisk har der aldrig været afbrud i transmissionsnettene pga. effektmangel. Den termiske kapacitet i elsystemet forventes dog fortsat at blive reduceret i fremtidens elsystem, og på sigt kan en mangel på effekt derfor opstå. Af disse årsager undersøger de nedenstående afsnit risikoen for effektmangel i produktionssystemet. Fejl i distributionsnettene, som historisk og i fremtiden forventes at udgøre en overvejende del af afbruddene hos elforbrugerne, er således ikke medtaget i beregningerne. Ligeledes er der ikke medtaget afbrud pga. systemsikkerhed, f.eks. spændingskollaps ved fejl, hvilket har forårsaget alle historiske afbrud i transmissionssystemet.

I international sammenligning er den danske forsyningsikkerhed meget høj. Figur 8 viser minutter uden forsyning på tværs af europæiske lande fra 1999 til 2010. Danmark, Tyskland og Holland har alle få afbrudsminutter, hvilket betyder at forsyningsikkerheden i disse lande er højest.



Figur 8. Forsyningsikkerheden opgjort som minutter uden forsyning i europæiske lande 1999-2010 (kilde CEER).

Bidragydere til forsyningsikkerheden er termiske værker – centrale og decentrale, vindmøller, solceller samt muligheden for træk på nabolandene via udlandsforbindelserne.

I forhold til elforsyningsikkerhed opereres normalt med to begreber; systemsikkerhed og systemtilstrækkelighed. Det første vedrører pludselige forstyrrelser i driften af systemet såsom elektriske kortslutninger eller uventede udfald af kraftværker. Drift af elsystemet tilrettelægges derfor med reserver, så når produktion på et anlæg falder ud, træder et andet produktionsanlæg til. Det andet begreb handler om, hvorvidt der er tilstrækkelig og tilgængelig produktionskapacitet (kraftværker) og infrastruktur (net). Historisk har vind og sol ikke været medregnet.

Forsyningsikkerheden påvirkes således både af den samlede eleffekt i systemet og af driftsforstyrrelser. Analysen forholder sig primært til, hvorvidt der er tilstrækkelig effekt til rådighed – både net og værker. I Danmark har eleffekten til rådighed de seneste 20 år været meget høj. Der blev i 1990'erne udbygget både med decentrale kraftvarmeværker og med centrale kraftvarmeværker. Der har således i en længere årrække været omkring 10 GW termisk produktionskapacitet til rådighed samt vind og udlandsforbindelser, mens det maksimale forbrug har været omkring 6-6,5 GW. Af opgørelsen i Tabel 1 fremgår det, at der fortsat er 9,5 GW på termiske anlæg i Danmark. Hertil kommer kapaciteten på udlandsforbindelserne og kapaciteten på vindmøller og solceller, totalt mere end 19 GW.

Forsyningsikkerheden frem mod 2020

Opretholdelse af den høje forsyningsikkerhed i elsystemet med stigende andel vindkraft skal både kunne håndtere den stigende fluktuerende produktion og være robust over for nedbrud og havari. Frem til 2020 vil vindproduktionen stige fra 30 pct. i dag til over 50 pct. i 2020. Det vil stille større krav til elsystemets fleksibilitet. Analysen og simuleringerne tager udgangspunkt i, at forsyningsikkerheden fastholdes på det nuværende niveau. Da forsyningsikkerheden som nævnt sikres af forskellige teknologier, opridses nedenfor tendenserne for de enkelte bidragsydere. Nedenfor beskrives forventningen til forsyningsikkerheden i 2020. Den er bl.a. baseret på simuleringerne, som fremgår af kapitel 6.

De termiske værker bliver ældre. Den primære udbygning af decentrale værker fandt sted i løbet af 1990'erne, ligesom de nuværende centrale anlæg overvejende blev etableret i 1990'erne. Tidligere var elproduktion mange værkers primære indtjeningskilde, men med den megen vedvarende energi og dens subsidiering er værkernes konkurrenceevne kommet under pres. Der er sket en glidning af værkernes indtjening over på varmesiden. Her presses særligt de gasfyrede decentrale værker af brændselspriserne og af konkurrence fra afgiftsfritagede biomassekedler. På sigt er der yderligere usikkerhed omkring de decentrale værker, når grundbeløbet falder bort i januar 2019. Alderen samt ringere indtjening fra elproduktion betyder, at den termiske kapacitet, som hidtil er blevet opfattet som primær bidragsyder til forsyningsikkerheden, reduceres. Udviklingen følges tæt. Energinet.dk og Energistyrelsen forventer samlet set et fald i kraftværkskapacitet til 5-6.000 MW i 2020. Bilag 2 indeholder en mere detaljeret beskrivelse af de forudsætninger, der er lagt til grund for denne vurdering.

Øgede handelsgevinster har været det væsentligste argument for at bygge udlandsforbindelser, men forbindelserne til udlandet bidrager også væsentligt til forsyningsikkerheden. Energinet.dk planlægger forstærkninger af forbindelserne til Tyskland og Holland. Derudover undersøges økonomien i at etablere en ny forbindelse til England. Bilag 2 indeholder en gennemgang af projekter for udlandsforbindelser og interne forbindelser frem mod 2020.

Vind og sol bidrager også til forsyningsikkerheden, men historisk har elsektoren ikke medregnet bidrag herfra. I et elsystem som det danske, hvor vindandelen forventes at overstige 50 pct. allerede i 2020, giver det ikke mening fortsat at negligere bidrag fra sol og vind til forsyningsikkerheden. Simuleringer for dagens elsystem indikerer, at vindens bidrag til forsyningsikkerheden groft sagt svarer til spidslastkapacitet på 500 MW. Vinden reducerer den simulerede effektmangel til under det halve af, hvad den ville have været i et system uden vind. Hvis bidrag fra vind ikke medregnes, vil der ske en overinvestering i termiske værker. Bidrag fra disse teknologier medregnes i nærværende analyser. Kapitel 6 beskriver metoden, og bilag 7 indeholder en detaljeret beskrivelse af, hvordan de medregnes, ligesom myter om, at de ikke bidrager, aflives. Fordi sol og vind har noget lavere rådighed end termiske anlæg, er værdien historisk set ikke indregnet i effektbalancer anvendt til at vurdere forsyningsikkerheden med, men selv det bedste termiske anlæg har heller ikke en rådighed på 100 pct. Derfor er de forskellige teknologiers bidrag til forsyningsikkerheden reelt et spørgsmål om sandsynligheden for deres rådighed.

Endelig vil styring af dele af elforbruget også kunne bidrage til forsyningsikkerheden. I de tre nordiske lande, hvor der er storforbrugere i træ- og papirindustrien, meldes allerede i dag forbrug ind på regu-

lerkraftmarkedet. I Danmark er der i disse år fokus på fleksibelt forbrug fra elbiler og varmepumper. Potentialet er stort, men udnyttes dog ikke, og det forventes, at der vil gå adskillige år, før elbiler og varmepumper vil kunne få betydning i det samlede billede. Det vil i høj grad være økonomien, der bliver afgørende for, om det er forbrugs- eller produktions- siden, der sikrer fleksibiliteten i elsystemet.

Samlet set vurderes kapacitet til rådighed i 2020 at være som det fremgår af Tabel 3:

Kapacitet (MW)	2013	2020
Central i drift (Centrale ikke i drift)	4.600 (2.400)	4.100 -
Decentral, fjernvarme Decentral, industri (Decentral ikke i drift)	1.800 600 (100)	1.100 600 -
Termisk total i drift	7.000	5.800
Udland, import	5.100	7.900
Havvind	1.300	2.700
Landvind	3.300	3.000
Total	19.200	19.400

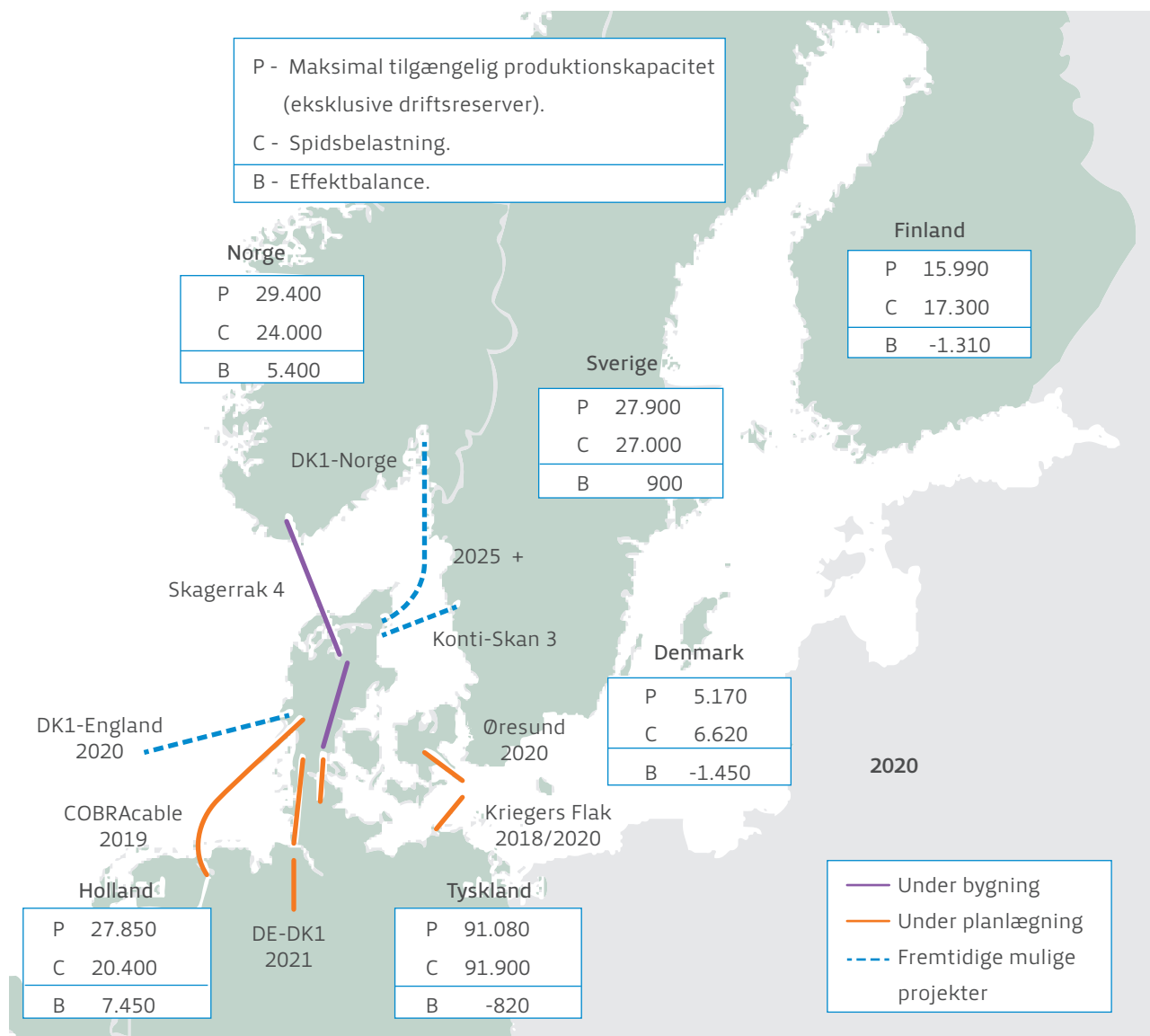
Tabel 3. Vurdering af kapacitet på termiske værker, udlandsforbindelser og vind i 2013 og 2020.

Danmarks nabolande oplever også ændringer i deres effektbalancer. ENTSO-E, samarbejdsorganet for de europæiske TSO'er for elektricitet, forventer jf. Figur 9 en forringet effektbalance i både Danmark, Sverige og Tyskland, mens der derimod i Norge vil være en forbedret effektbalance. Danmark og Tyskland forventes således at have en negativ effektbalance (på hhv. 28 pct. og 1 pct. af produktionskapaciteten), mens Norge og Sverige fortsat vil have en positiv effektbalance (hhv. 18 pct. og 3 pct.


af produktionskapaciteten). Bilag 6 indeholder en omverdensbeskrivelse med flere detaljer omkring situationen i nabolandene i perioden frem til 2020.

I kapitel 6 gennemgås resultaterne af simuleringer af forsyningsikkerheden. I 2020 er forsyningsikkerheden ikke kritisk med de valgte forudsætninger om udviklingen i nabolandene og vurderingen af indenlandsk kapacitet. Det forventes således, at der på denne side af 2020 ikke vil være problemer med at skaffe effekt, så længe Danmark har forbindelser til flere forskellige lande. I Østdanmark kan skrotning af værker ud over det forventede eller forsinkelsen af Kriegers Flak udlandsforbindelsen medføre, at der skal nye initiativer til at sikre forsyningsikkerheden i Østdanmark. Energinet.dk overvejer i den forbindelse en løsning i form af indkøb af strategiske reserver i en overgangsperiode. Som nævnt i kapitel 3 stilles det meste af kapaciteten på udlandsforbindelserne til rådighed for markedet. Mod Norge og Sverige, hvor der er overskud af kapacitet jf. Figur 9 nedenfor, opleves færrest restriktioner. Mod Tyskland, hvor ENTSO-E forventer en lille negativ effektbalance, har der været større restriktioner på handelskapaciteten, primært i retning ud af Danmark. I forhold til forsyningsikkerheden er det af stor værdi, at der er næsten fuld rådighed over udlandsforbindelser til områder med positiv effektbalance samt at de restriktioner, der forekom i første halvår af 2013, ikke var på importen til Danmark.

EU-Kommissionen lægger stor vægt på at kapaciteten på forbindelserne mellem landene stilles til rådighed for markedet. Det er et helt centralt element i et velfungerende fælles europæisk elmarked. Således har Sverige indført fire prisområder for at afspejle flaskehalse i det interne net, fremfor at regulere på handelskapaciteten over Øresund. Dette er sket efter pres fra EU.



Figur 9. Effektbalance i Norden, Holland og Tyskland for 2020 (kilde ENTSO-E).

A woman with dark hair tied back, wearing a white t-shirt, is shown in profile from the chest up. She is looking upwards towards a bright sun in a clear blue sky. Her hands are raised and positioned to catch the sunlight. The overall mood is optimistic and hopeful.

5. Energisystemet frem mod 2035 og 2050

Med Energiaftalen fra marts 2012 blev udviklingen frem mod 2020 konkretiseret. Konsekvenserne af aftalen indgår nu i Energistyrelsens basisfremskrivning og i Energinet.dk's planlægning.

Regeringsgrundlaget fra oktober 2011 lægger op til, at Danmark er 100 pct. forsynet af vedvarende energi i 2050. Den forrige regerings udmelding fra september 2010 lagde op til 100 pct. uafhængighed af fossile brændsler på lang sigt. Efter Klimakommissionens arbejde var det formodningen, at "lang sigt" var omkring 2050. Yderligere har EU en målsætning om at reducere drivhusgasudledningen med 80-95 pct. i 2050. Dette mål indebærer, at energisektoren skal være stort set drivhusgasneutral.

Der står således et bredt politisk flertal bag hovedtrækkene af energisystemet i 2020 og på lang sigt.

Hvad angår de mellemliggende år og 2035 lægger regeringsgrundlaget op til, at el- og varmforsyningen er fossilfri allerede i 2035. Kul i kraftværker samt oliefyr udfases i 2030. Den forrige regering lagde desuden op til 30 pct. vedvarende energi i 2025, herunder mere biomasse og affald på de centrale værker.

Scenarier for 2035 og 2050

Energistyrelsen har til brug for alle analyserne opstillet 5 scenarier for 2035 og 2050. Disse defineres ud fra de energipolitiske rammer, jf. ovenfor, samt under hensyn til potentialet for biomasse, biogas og affald, idet disse er de eneste "tilladte" brændsler i 2050. Til sammenligning er der lavet et teoretisk fremtidsbillede, hvor der ses bort fra alle målsætninger, og fossile brændsler er tilladt.

Scenarierne bidrager til at belyse spillerummet for den fremtidige danske energiforsyning og danner en fælles ramme om de analyser, der blev igangsat med energiaftalen fra 2012. Scenarierne er beskrevet i en separat publikation.

Nettoenergiforbruget i scenarierne er beregnet på en forbrugsmodel, der inkluderer tre forskellige niveauer af energibesparelser, herunder omkostninger dertil (reference, moderate besparelser og store besparelser). Der medregnes el, fjernvarme, procesvarme, individuel opvarmning og transportenergi (inkl. al flytrafik og indenlandsk skibstrafik).

Energiproduktionen i scenarierne er gennemregnet på en energibalancemodel inkl. timesimuleringsmodul, der inkluderer alle øvrige omkostninger. Brændselsprisudviklingen antages at være i overensstemmelse med de tre scenarier i World Energy Outlook (Current Policies Scenario, New Policies Scenario, 450 Scenario). Teknologidata tages fra de nyeste teknologikataloger.

Der er foretaget en driftssimulering med henblik på at sikre, at scenarierne er teknisk realiserbare og kan dække energiefterspørgslen time for time. Scenarierne er desuden vurderet med hensyn til forsynings sikkerhed samt følsomhed for forskellige forudsætninger.

I alle fire fossilfri scenarier er energisystemet i 2050 baseret på 100 pct. vedvarende energi, og el og varme baseret på 100 pct. vedvarende energi i 2035. I alle scenarier regnes med moderate energibesparelser. Der er regnet med ca. 6000 MW udlandskapacitet (inkl. Kriegers Flak). I alle scenarier tilstræbes, at der ikke forekommer netto-elimport i normalår. Der antages placeret biobrændstoffabrikker i Danmark, og disse integreres i el- og varmforsyningen.

- ▶ **Vindscenariet:** Bioenergianvendelsen begrænses til omkring 250 PJ, nogenlunde svarende til det danske potentiale og ca. 100 PJ mere end i dag. Der foretages en massiv elektrificering af transport- og varmesektoren. Vindkraft bliver den bærende teknologi i elproduktionen, men der vil også være bidrag fra solceller og kraftvarmeværker. Opvarmning baseres i vidt omfang på

overskudsvarme (til fjernvarme) fra biobrændstoffabrikker, kraftvarme samt elvarmepumper, hvis behovet er ved lave og moderate temperaturer. Varmekilder til varmepumperne er udeluft, havvand, spildevand og geotermisk varme. Til mellem- og højtemperaturvarme i industrien bruges kraftvarme, el og biomasse. En stor del af personbilerne forsynes med el. Det gælder også jernbaner og en del af varebilerne og busserne. Resten af transporten forsynes med biobrændstoffer og syntetisk naturgas baseret på biogas. Der produceres i et vist omfang brint ud fra vindmøllestrøm som supplement til bioenergianvendelsen. Vindscenariet ligger tæt op ad det scenarie, som Klimakommissionen opstillede², som Energistyrelsens gamle vindscenarie³ og som Energinet.dk's vindspor⁴.

- ▶ **Biomassescenariet:** Energisystemet designes til et samlet bioenergiforbrug omkring 450 PJ inkl. affald og inkl. eventuelle konverteringstab i udlandet, dvs. noget mere end i vindscenariet. I dag er biomasseforbruget omkring 100 PJ. Biomassescenariet indebærer en betydelig import af biomasse. Det er som i vindscenariet nødvendigt med en vis elektrificering, idet 450 PJ bioenergi langt fra rækker til at erstatte kul, olie og naturgas med uændret struktur af energisystemet. Transporten baseres på biobrændstoffer og el. El- og fjernvarmeforsyningen baseres fortsat på en vis del kraftvarme. Vindkraft anvendes også i væsentligt omfang – men mindre end i vindscenariet. Opvarmning i boliger og industri baseres på biomasse og el (via varmepumper, hvor dette er muligt).
- ▶ **Bio+scenariet:** Et "traditionelt" brændselsbaseret scenarie, hvor kul, olie og naturgas erstattes med bioenergi. Transporten baseres på biobrændstoffer og (i beskeden omfang) el. El- og fjernvarmeforsyningen baseres fortsat på kraft-

varme. Vindkraft anvendes også i væsentligt omfang – men kun på 2020-niveau, dvs. omkring 50 pct. af det klassiske elforbrug i 2020. Opvarmning i boliger og industri baseres på biomasse og (i moderat omfang) el (via varmepumper, hvor dette er muligt). Der importeres store mængder biomasse, herunder biobrændstof. Der sigtes ikke imod begrænsning af bioenergiforbruget, der kommer til at ligge på godt 700 PJ, dvs. et brændselsforbrug nogenlunde som i dag.

- ▶ **Brintscenariet:** I dette scenarie sigtes mod begrænsning af bioenergiforbruget til et absolut minimum på knap 200 PJ bioenergi (biomasse, biogas og affald), lidt over hvad der anvendes i dag (men anvendt i andre sektorer end i dag). Scenariet afspejler en situation, hvor der er ekstra fokus på bæredygtighed og alternative anvendelser af biomassen uden for energisektoren, eller hvor risikoen for høje biomassepriser vurderes som meget stor. Scenariet indebærer derfor (foruden endnu mere vind end i vindscenariet) en betydelig brintproduktion.
- ▶ **Fossilsценariet:** Til sammenligning er der lavet et fremtidsbillede, hvor der ses bort fra alle målsætninger, og fossile brændsler er tilladt. Da kul er det billigste brændsel med den forudsatte CO₂-pris, er referencen karakteriseret ved en stor kulanvendelse både til el og varme. Olie og naturgas anvendes til transport, decentral kraftvarme m.m. Da elbiler og vindkraft med de anvendte teknologidata er økonomisk fordelagtige teknologier, er disse også lagt ind i referencen. Vindkraft dog kun på biomasse-scenariets niveau.

Scenarierne konstrueres ved "back-casting". Dvs. først konstrueres en 2050-energiforsyning, der er konsistent med målsætningerne. Dernæst konstrueres en 2035-energiforsyning, der er konsistent

2. Grøn energi. Dokumentationsdel til Klimakommissionens samlede rapport. ISBN www 978-87-7844-882-8. 2010.
3. Fossil uafhængighed 2050. Analyse af forskellige systemer. Energistyrelsen 16. september 2010.
Samt Følsomhedsanalyser på fossiluafhængige scenarier. Energistyrelsen 5. oktober 2010.
4. Energi 2050. Vindspor. Energinet.dk. Dok. 6357/11, sag 10/33/3378.

med de energipolitiske mål for 2035, som beskriver en energiforsyning, der er "på vej" mod 2050, og som beskriver en energiforsyning der er mulig at overgå til fra 2020. Situationen i 2020 defineres af Energistyrelsens Basisfremskrivning fra 2012.

Elproduktion 2050

I Tabel 4 ses kapaciteterne i elsystemerne 2035 og 2050 i de forskellige scenarier. Kapaciteten i gas-turbiner (GT) er beregnet residualt således, at forsyningsystemets (inkl. udlandsforbindelsernes) bidrag til afbrydelse af elforbruget bliver mindre end 10^{-5} , dvs. en størrelsesorden mindre end net-tets bidrag. Herved sikres, at den samlede forsyningsikkerhed holdes på dagens niveau.

2035 (MW)	Vindkraft	Solceller	CKV	DKV	IKV	Affald	GT*	Total
Fossil	5.150	800	2.776	1.425	712	319	300	11.482
Bio+	5.600	750	2.776	864	656	319	200	10.665
Biomasse	7.000	1.000	2.776	684	656	319	400	12.835
Vind	8.500	1.000	1.421	1.026	410	319	900	13.576
Brint	9.500	1.000	1.421	684	445	319	900	14.269

2050 (MW)	Vindkraft	Solceller	CKV	DKV	IKV	Affald	GT*	Total
Fossil	8.500	800	1.575	1.425	488	366	1400	14.554
Bio+	6.000	1.000	2.400	864	516	366	400	11.546
Biomasse	8.500	2.000	2.040	684	516	366	1000	15.106
Vind	17.500	2.000	-	684	305	366	4600	25.455
Brint	21.000	2.000	-	684	445	366	4600	29.095

Tabel 4. Installeret kapacitet i 2035 og 2050 i de 5 scenarier. Foreløbige data. CKV = centrale kraft(varme)værker, DKV = decentrale kraft(varme)værker, IKV = industrielle kraftvarmeværker.

* Det er beregningsmæssigt antaget, at den elkapacitet, der mangler for at opnå tilfredsstillende forsyningsikkerhed, etableres som gasturbiner. Men det kunne også være anden kapacitet eller forbrug.

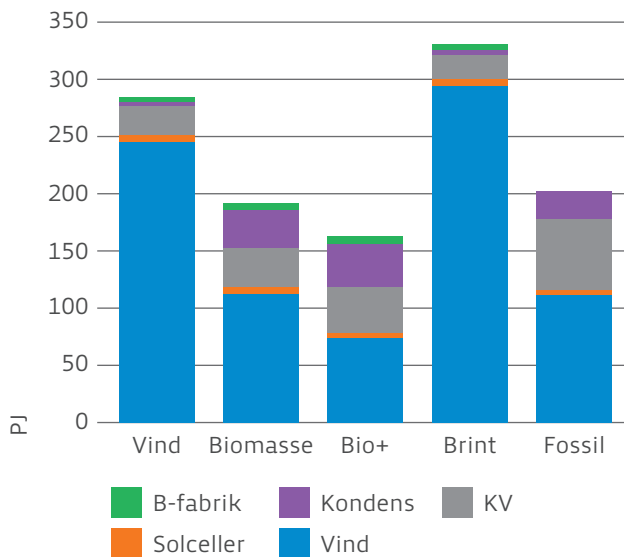
I Tabel 5 ses den beregnede elproduktion og import/eksport 2050. I vind- og brintscenariet er vindkraftproduktionen altdominerende, men også i biomassescenariet er den betydelig. Selv i Bio+ scenariet udgør den knap halvdelen af den samlede elproduktion. Kraftvarme- og kondensproduktionen er størst i Bio+ scenariet.

Eludvekslingen med udlandet er betydelig i alle scenarier. I vind- og brintscenariet er elimporten og eleksporten nogenlunde ens. Der importeres, når det blæser meget lidt og eksporteres, når det blæser rigtig meget. I biomasse- og navnlig i bio+ scenariet er der en betydelig netto-el-eksport. Dette er også tilfældet i det fossile scenarie. Det skyldes de forudsatte priser kombineret med rigelig kapacitet i vindrige perioder.

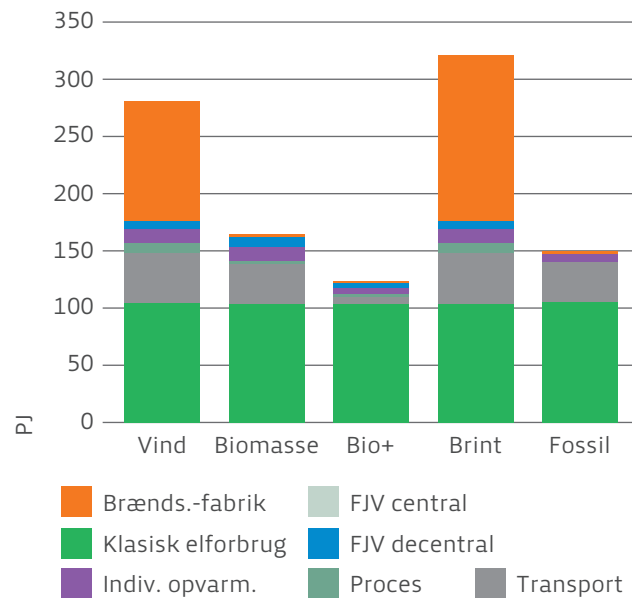
Scenarie PJ	Vind	Solceller	KV	Kondens	Brændselsfabrikker	Elimport	Eleksport	Total
Vind	246,2	6,1	24,6	5,0	3,9	46,7	-51,9	280,6
Biomasse	113,3	6,1	34,9	33,4	4,8	15,4	-42,7	165,3
Bio+	75,9	3,1	39,7	40,1	5,2	5,4	-46,4	122,9
Brint	295,4	6,1	21,2	4,4	3,0	45,5	-55,7	320,1
Fossil	113,2	2,4	63,2	23,6	0,0	6,9	-62,1	147,1

Tabel 5. Beregnet elproduktion, elimport og -eksport i PJ for 2050.

Elnettet



Figur 10. Elproduktionens sammensætning i de 5 scenarier i 2050. Grafisk illustration af Tabel 5.



Figur 11. Beregnet elforbrug i 2050 i de 5 scenarier.

I Figur 10 ses elforbruget i 2050 i de 5 scenarier. Det store forbrug i brændselsfabrikker går til at lave brint, der bruges til at opgradere biogas, bio-kerosen og biodiesel. Der er i vind- og brintscenariet meget store kapaciteter i afbrydeligt elforbrug. I vindscenariet drejer det sig om brintfabrikker (~4600 MW), varmepumper i fjernvarme og proces (~500 MW), individuelle varmepumper (~800 MW) og elkedler (~2300 MW). I alt godt 8000 MW. Elbiler bruger i gennemsnit omkring 1100 MW el. Dette er ikke beregnet som værende fleksibelt, men i takt med at batterier bliver billigere, vil elbiler formentlig kunne bidrage med indregulering af vindkraften i et vist omfang. Klassisk elforbrug er også beregnet som værende ufleksibelt, men også her er der et vist potentiale for fleksibelt forbrug. Endelig er der et elforbrug på ~1200 MW til opgradering af biogas. Dette er heller ikke regnet som fleksibelt, men med et korttidslager af biogas og brint kan der skabes fleksibilitet i elforbruget. I Figur 11 ses det samlede elforbrug i scenarierne fordelt på klassisk elforbrug og nye anvendelser.



6. Analyse af udvikling i elforsynings- sikkerheden fra 2020

Som vist på Figurerne 4 og 5 er den danske elforsyningssikkerhed meget høj. Udgangspunktet i denne elanalyse er, at forsyningssikkerheden også fremover skal opretholdes på det nuværende niveau.

Årsagerne til afbrud hos elforbrugerne er historisk sket enten i distributionsnettene eller i transmissionsnettene. Afbrydelser kan ud over nettet principielt også skyldes produktionsanlæg. Det danske elsystem har de sidste to årtier været kendetegnet ved rigelig produktionskapacitet. Der vil fremover komme mere vind i elsystemet og dermed være mindre plads til termisk produktion. Samtidig er mange af de termiske værker ved at nå den tekniske levetid, og værkernes økonomi er presset. Derfor vil den termiske kapacitet blive reduceret. De senere år er mere end 2.000 MW kapacitet på ældre centrale værker taget ud af drift, og udviklingen ventes at fortsætte, også på decentrale kraftvarmeværker, så perioden med den store overkapacitet af termisk produktion er ved at slutte. Det gør det interessant at analysere produktionsanlæggenes betydning for forsyningssikkerheden fremadrettet. Så selvom det er elnettene og driftshændelser, der historisk har været årsag til afbrydelser i forsyningen, er fokus i denne analyse den termiske kapacitet og udlandsforbindelserne.

Modeller til beregning af forsyningssikkerhed

Elforsyningssikkerhed illustreres ofte med effektbalancer, dvs. summerede – og typisk vægtede – elkapaciteter på produktionssiden sammenlignet med maksimalforbruget i en eller flere timer på året, man tillægger relevans. Brug af effektbalancer har dog væsentlige mangler, bl.a. at elnettet ikke eller kun delvist inddrages. I takt med at der kommer mere vindkraft ind i systemet, og der etableres flere udlandsforbindelser bliver brug af effektbalancer som illustration af forsyningssikkerheden mere problematisk.

Der findes andre metoder til at beregne elforsyningssikkerheden eksplicit. Energistyrelsen og Energinet.dk har udviklet to modeller til beregning af forsyningssikkerheden (Sisyfos og den dermed beslægtede FSI-model). Begge modeller baseres på såkaldt Monte Carlo-simulering, dvs. ”terningkast”, der simulerer hændelser i elsystemet, der kan lede til elmangel. FSI-modellen medtager effekt af udlandsforbindelser, men inddrager ikke det interne net. Sisyfos-modellen inkluderer også det interne net. I denne analyse anvendes FSI-modellen. Metoden vurderes at give et godt bud på risikoen for afbrydelser. Det skal dog nævnes, at simuleringen foretages på timebasis, og at variationer inden for den enkelte driftstime ikke indgår i simuleringen. I tabel 6 fremgår det, hvilke hovedforudsætninger der er anvendt. Som det fremgår medregnes ikke en evt. kommende forbindelse til England.

MW	Centrale værker	Udlandsforbindelser	Decentrale værker	Vindkraft	Solceller	Total
Kapacitet - 2020	2.150 vest 2.000 øst	DK1-NO2: 1.700 DK1-SE3: 680 DK1-DE: 2.500	315 øst 1.270 vest	5.800	900	20.915
Kapacitet - 2025	1.850 Øst 1.750 Vest	DK1-NL: 700 DK1-DK2: 600 DK2-DE: 1000 DK2-SE4: 1.300	985 vest 200 øst	6.300	1276	20.841
Kapacitet - 2035	1.850 Øst 1.750 Vest	Som ovenfor, dog DK2-SE4: 1.700	1.448-2.456	5.150 - 9.500	1968	11.687- 18.394
Kapacitet - 2050	0-2.400		1.355-2.279	8.500 - 21.000	750-2000	12.305- 29.379
Havari-sandsynlighed	8% og revision på ca. 1 måned	5 % for AC og 8 % for DC. Herudover er der risiko for, at der ikke er tilstrækkelig effekt i nabolandet	8% og revision på ca. 5 uger	Følger vindprofiler	Følger solprofiler	

Tabel 6. Analysens hovedforudsætninger.

En stor udfordring ved at anvende denne metode er,

1. at der skal regnes meget, før modellen "finder" de sjældne hændelser, hvor der mangler effekt, samt
2. at datagrundlaget på nogle parametre er noget usikkert (havarisandsynligheder både på forskellige værker og udlandsforbindelser samt sandsynligheder for at havarier leder til følgehavarier).

FSI-modellen er dog i denne sammenhæng meget brugbar, da det i de fleste tilfælde er tilstrækkeligt at bestemme størrelsesorden af forsyningssikkerheden (f.eks. 10^{-4} eller 10^{-5}), og ikke i samme grad nødvendigt at regne meget præcist på decimaler.

Forsyningssikkerhed fra 2020

Forsyningssikkerheden forudsættes beregningsmæssigt fastholdt på det nuværende høje niveau. Udgangspunktet for analysen af forsyningssikkerheden har derfor været at undersøge behovet for termisk kapacitet i elsystemet for at opretholde samme grad af forsyningssikkerhed i 2020 2025, 2035 og 2050, som den er i 2013.

Ved modelkørsler er det bestemt, hvilken mængde termisk effekt i hhv. Vestdanmark og Østdanmark, som er nødvendig for at ramme en sandsynlighed for effektbrist som i 2013. Effektbristen er et udtryk for den periode, hvor der i gennemsnit kan forventes at mangle strøm i løbet af et år. Effektbrist er ikke forekommet endnu, så simuleringen reflekterer en forventning om, at effektbrist kan opstå. Der forventes ikke effektbrist i Vestdanmark i den nære fremtid. Der beregnes dog en simuleret værdi

for 2013. For årene 2020 og 2025 er indenlandsk produktionskapacitet fremskrevet, bl.a. baseret på udmeldinger fra ejerne samt på formodninger om den fortsatte udfasning af central og decentral kapacitet. På sigt vil usikkerheden være for stor til at fortsætte en sådan fremskrivning til 2035 og 2050.

Nedenfor er angivet mængden af pålidelig termisk kapacitet, der er 'for meget' eller mangler i hhv. 2020 og 2025 for at opretholde den nuværende sandsynlighed for effektbrist. Der er samtidig angivet en følsomhed, hvis Kriegers Flak ikke er færdigetableret i 2020, og en følsomhed der tager hensyn til et nyt indkøb af manuelle reserver indgået i april 2014. Det nye indkøb tilfører en mindre usikkerhed på 100 MW, idet en blok på Kyndbyværket, som hidtil har indgået som reserve, ikke er en del af den nye aftale for perioden 2016-20.

	2020	2025
Vestdanmark (DK1)	Overskud 900 MW	Overskud 600 MW
Østdanmark (DK2)	Overskud 100 MW	Underskud 100 MW
Østdanmark (DK2) (Kriegers Flak udlandsforbindelse senere og ændrede manuelle reserver)	Underskud 300 MW	Underskud 200 MW

Tabel 7. Resultat af simuleringer 2020 og 2025 illustreret som hhv. overskud eller mangel på termisk kapacitet for at bevare samme lave risiko for effektbrist som i 2013. Som en følsomhed i DK2 er vist balancen (nederste række), hvis forbindelsen via Kriegers Flak ikke er idriftsat i 2020, og der samtidig er ændrede manuelle reserver.

Ny kapacitet kan tilvejebringes enten ved nye termiske værker, nye udlandsforbindelser eller fleksibelt forbrug. Kabellægningen af elnettet medvirker til at forbedre forsyningssikkerheden og kan i en vis

grad kompensere for en øget risiko for effektmangel.

Som det fremgår af Tabel 7, er der i 2020 mere kapacitet end nødvendigt for at holde risikoen for effektbrist på 2013-niveau. Der er dog forskel i de to landsdele. I Vestdanmark er der rigelig kapacitet, mens der i Østdanmark ikke skal ændres meget på forudsætningerne, før der er risiko for reduceret forsyningssikkerhed, hvilket fremgår af følsomhederne. I 2025 er billedet det samme; i Vestdanmark er der tilstrækkelig kapacitet, mens der i Østdanmark er et lille underskud.

For 2035 og 2050 er produktionskapaciteten baseret på scenarier fælles for alle energianalyserne. Scenarierne er konstrueret, så forsyningssikkerheden er den samme i alle scenarier og på niveau med i dag. Det fremgår af scenarierne, hvor meget kapacitet der etableres som gasturbiner eller brændselsceller⁵. Disse tal er samtidig et udtryk for, hvor meget kapacitet eller afbrydeligt/fleksibelt forbrug, der er nødvendigt at tilføre i de forskellige scenarier for at opretholde forsyningssikkerheden på dages niveau. Tallene er gengivet i Tabel 8 nedenfor:

Scenarie	2035	2050
Fossil	300 MW	1400 MW
Bio+	200 MW	400 MW
Biomasse	400 MW	1.000 MW
Vind	900 MW	4.600 MW
Brint	900 MW	4.600 MW

Tabel 8. Forudsætninger i scenarier 2035 og 2050 – nødvendig etablering/tilførsel af ny kapacitet i de fem scenarier (her forudsættes gasturbiner/brændselsceller, men kan også være anden kapacitet eller afbrydeligt/fleksibelt forbrug).

Som det ses vil der være behov for ekstra kapacitet i alle scenarier allerede i 2035.

5. Her beregningsmæssigt antaget som gasturbiner, men kapaciteten kan alternativt være gasmotorer, brændselsceller eller anden kapacitet samt i form af reduceret elforbrug.



**7.
Påvirkning af
og betaling for
forsynings-
sikkerheden**

Dette kapitel beskriver og vurderer forskellige påvirkningsmuligheder, som staten har til at påvirke forsyningssikkerheden. Herunder robustheden over for ændrede forudsætninger.

Energinet.dk har i henhold til elforsyningsloven ansvaret for elforsyningssikkerheden og skal for at opfylde dette ”opretholde den tekniske kvalitet og balance inden for det sammenhængende elforsyningssystem og sikre tilstedeværelsen af tilstrækkelig produktionskapacitet i det sammenhængende elforsyningssystem”.

Samme lov giver Energinet.dk forskellige håndtag til at sikre elforsyningssikkerheden. Elproduktionsanlæg med en kapacitet på mere end 25 MW kan ikke tages ud af drift i længere tid uden godkendelse fra Energinet.dk. Med henblik på opretholdelsen af forsyningssikkerheden kan Energinet.dk mod rimelig betaling kræve godkendte driftsstop udskudt eller fremrykket.

Desuden skal ejerne af anlæg over 25 MW orientere Energinet.dk om hvilke anlæg, der forventes holdt i driftsklar stand i 4 uger frem. Såfremt Energinet.dk vurderer, at der ikke er tilstrækkelig sikkerhed for, at forsyningssikkerheden kan opretholdes med de anlæg, som forventes holdt driftsklare, kan Energinet.dk kræve, at yderligere anlæg mod betaling holdes driftsklare.

Endelig kan ministeren pålægge Energinet.dk at udbyde ny kapacitet til idriftsættelse på et nærmere specificeret tidspunkt med henblik på at sikre forsyningssikkerheden.

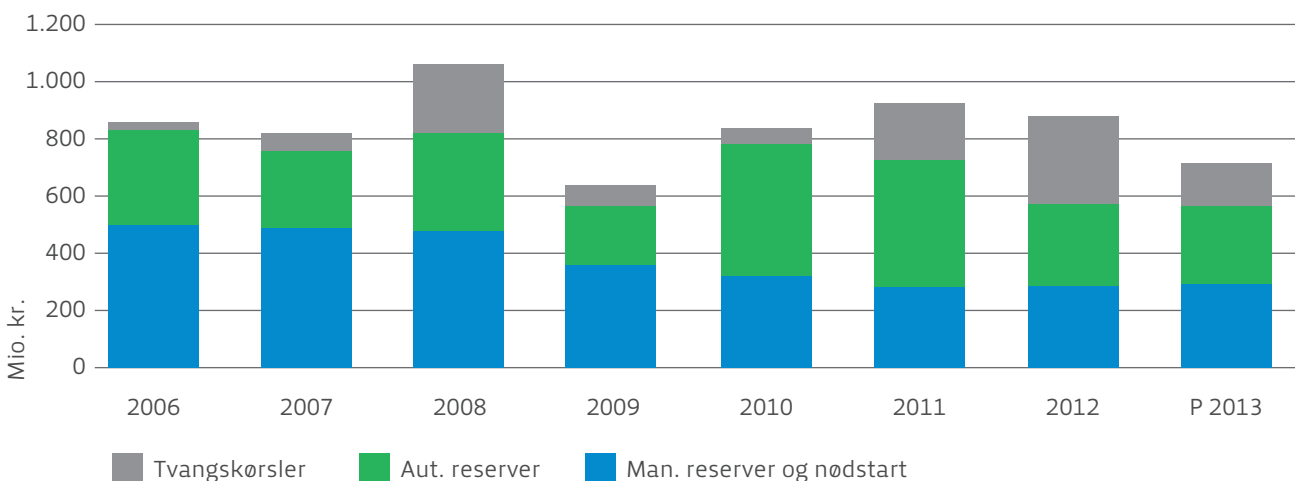
Systemtjenester/Systemydelse – betalinger i dag

For at sikre balancen i elsystemet betaler Energinet.dk for forskellige ydelser. Der købes forskellige systemydelse hos elproducenter og elforbrugere i Danmark og i vores nabolande. De senere år har omkostningen til at holde systemet i balance varieret fra ca. 600 mio. kr. til godt 1 mia. kr. pr år.

Uanset at der har været rigelig med termisk kapacitet til rådighed, betales der således for forsyningssikkerheden allerede i dag.

Med den strategi, som Energinet.dk indkøber systemydelse efter og de investeringer i synkronkompensatorer, der foretages i øjeblikket, vurderes omkostningerne – særligt til tvangskørsler – at falde.

Fremadrettet vil der i tillæg til disse betalinger muligvis opstå behov for at sikre forsyningssikkerheden på anden vis, jf. næste afsnit.



Figur 12. Energinet.dk's omkostninger til systemydelser. Prognose for 2013.

Instrumenter til sikring af forsyningssikkerheden fremadrettet

Med henblik på at belyse, hvilke værktøjer der er til rådighed for at sikre forsyningssikkerheden fremadrettet, gennemgås de forskellige led i elsystemet, som alle principielt kan bidrage. Det drejer sig om;

- › Nettet
- › Værkerne
- › Forbruget

Elnettet kan forstærkes

Forstærkning og kabellægning af nettet forbedrer isoleret set forsyningssikkerheden.

Transmissionsnettet

Det danske eltransmissionsnet udbygges og ombygges af hensyn til den store indfasning af vedvarende energi samt nye potentielle udlandsforbindelser. Desuden kabellægges elnettet på især 132/150 kV-niveau. Formålet er, at transmissionsnettet vil være i stand til at håndtere ændringer i produktions- og forbrugsmønstret.

Hvert andet år udgiver Energinet.dk en Netudviklingsplan, hvori den langsigtede struktur for de næste 20 år skitseres. Planen testes på forskellige scenarier for forbrug og produktions sammensætning. Den informerer om Energinet.dk's langsigtede mål for transmissionsnettet og bidrager til, at Energinet.dk kan gennemføre en sammenhængende planlægning med teknisk/økonomisk optimale løsninger, der etableres efterhånden, som behovet opstår. Det bidrager til, at forsyningssikkerheden fastholdes på dagens niveau, også på langt sigt frem mod 2050.

Et af de scenarier, netudviklingsplanen testes på, kaldes 'Vindsporet'. Heri er vindkraft og anden fluktuerende elproduktion den bærende del af forsyningen. Det er det af scenarierne, der udfordrer elsystemet mest, hvorfor denne test angiver robustheden af den langsigtede netstruktur.

Som et eksempel på, at transmissionsnettet tilpasses til ændret produktionssammensætning kan nævnes, at der i løbet af 2013 og 2014 etableres tre nye synkronkompensatorer. En synkronkompensator er en stor generator, men i modsætning til en generator på et kraftværk, leverer en synkronkompensator ikke aktiv effekt, men bruges til spændingsregulering (levering af reaktiv effekt), ligesom den tilfører elsystemet inertie og øger kortslutnings-effekten. Alt sammen vigtige tekniske parametre ved driften af elsystemet.

I disse år arbejdes på at udvikle og indføre mere automatik i elsystemet, bl.a. ved centralt at være i stand til at aktivere alle typer regulerbare produktions- og forbrugsapparater på forskellige spændingsniveauer, herunder de ovenfor nævnte synkronkompensatorer. Denne udvikling vurderes at fortsætte, så driften af det danske elsystem på sigt (hen imod 2050) vil være automatiseret.

Da der forventes markant forskel på effektsituationen i Vestdanmark og Østdanmark kan en Storebælt 2-forbindelse mellem områderne være interessant. En Storebælt 2-forbindelse vil især kunne bidrage til effektsituationen i Østdanmark, som med en Storebælt 2-forbindelse forventes at kunne trække 1.200 MW fra Vestdanmark i stedet for de nuværende 600 MW fra den nuværende Storebæltsforbindelse. Samtidig diversificeres risikoen for udetid på forbindelserne, da man har to enheder, som forbinder områderne i stedet for én. En Store-

Elnettet

bælt 2-forbindelse er dog kun interessant, hvis den vurderes at være den samfundsøkonomisk billigste måde at sikre tilstrækkelige effektsituationer i Vestdanmark og Østdanmark.

Den detaljerede netplanlægning rækker ca. 20 år frem, og den netstruktur, der nu planlægges efter, er detaljeret frem til 2032, men er også vurderet i forhold til videre udbygning frem mod 2050.

De analyser, der ligger til grund for den aktuelle netudviklingsplan, viser store belastninger i 400 kV-nettet på lang sigt (i 2050), men overbelastningerne kan reduceres ved senere udbygninger i 400 kV-transmissionsnettet og ved aktivering af fleksibelt forbrug. Der vil således være god tid til at tilrettelægge elsystemet, herunder transmissionsnettet til at kunne håndtere de situationer, der måtte opstå på sigt.

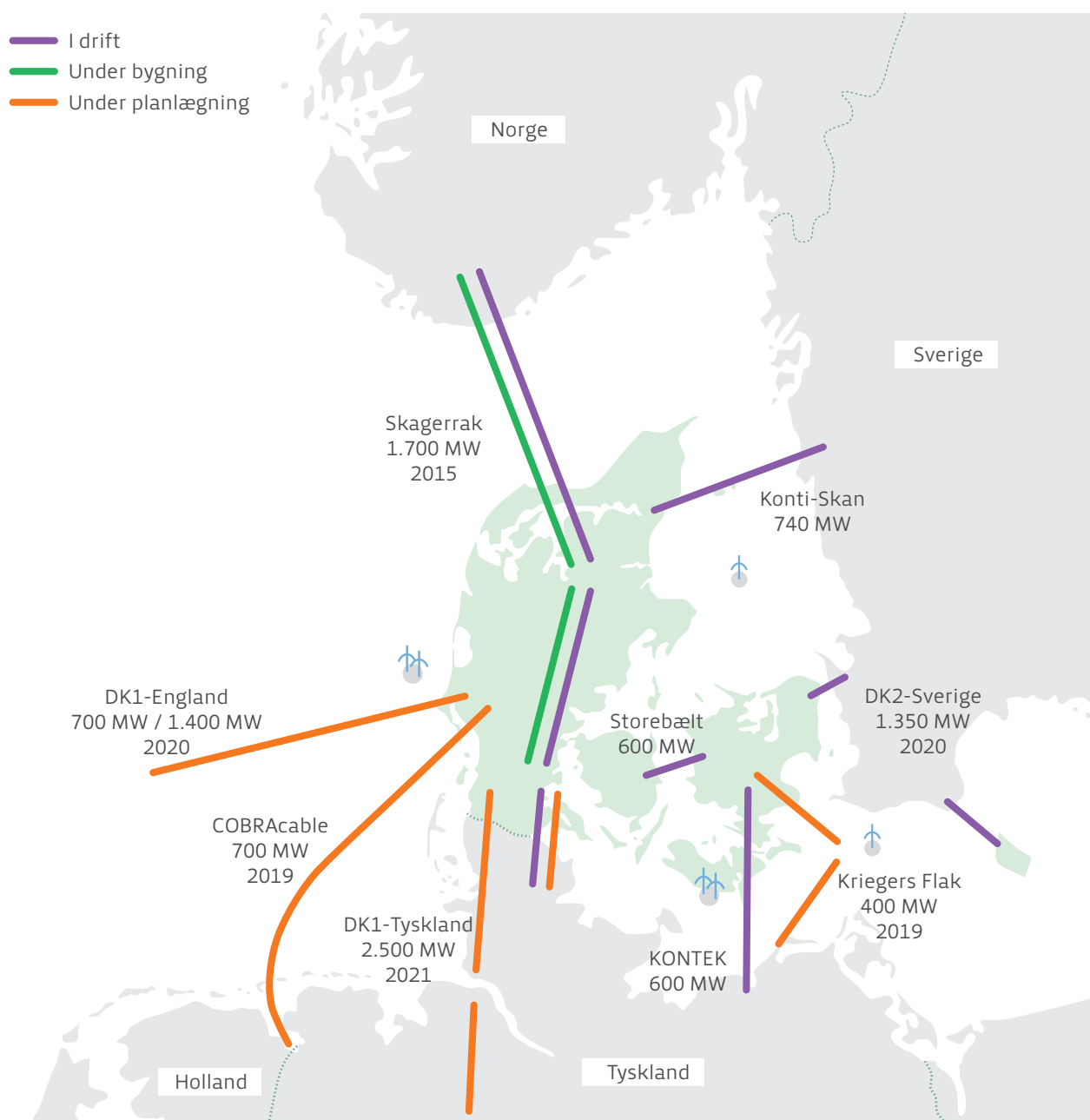


Fotograf: Niels Aage Skovbo. Energinet.dk

Udlandsforbindelser

Udlandsforbindelserne bidrager især til at opretholde velfungerende elmarkeder og til at sikre bedre udnyttelse af vedvarende energi samtidig med at et højt niveau af forsyningsikkerhed fastholdes.

Energinet.dk screener hvert eller hvert andet år de samfundsøkonomiske gevinster ved nye udlandsforbindelser. Herefter følges op med detaljerede undersøgelser af de mest lovende projekter. Strategien er en diversificeret udbygning for at sikre uafhængigheden.



Figur 13. Udlandsforbindelser – i drift og under planlægning (kilde ENTSO-E).

Energinet.dk planlægger/etablerer i disse år flere nye udlandsforbindelser:

- › En fjerde jævnstrømsforbindelse mellem Jylland og Norge – Skagerrak 4 på 700 MW med VSC-teknik og forstærkningen af Kassø-Tjele-forbindelsen gennem Jylland er under etablering og forventes begge færdige ultimo 2014.
- › En jævnstrømsforbindelse (også med VSC-teknik) fra Sjælland via Kriegers Flak Havmøllepark til Tyskland. Den endelige tidsplan er ikke fastlagt endnu.
- › En totalreovering af de gamle 132-kV-kabler og udskiftning af 400 kV søkabler over Øresund fra Sjælland til Sverige, da levetiden på kablerne er opbrugt. Kapaciteten mellem Sjælland og Sverige fastholdes på dagens niveau.
- › COBRA-cable mellem Jylland og Holland på 700 MW med VSC-teknik er under planlægning og forventes idriftsat i 2019.

Desuden undersøges mulige forstærkninger af forbindelsen mellem Jylland og Tyskland og et kabel mellem Danmark og England. Disse undersøgelser sker i tæt samarbejde med henholdsvis Tennet Tyskland og National Grid. Den præcise vurdering af forstærkninger mellem Jylland og Tyskland kræver tyske netudbygninger og detaljerede analyser af begrænsningerne i det nordtyske net.

Energinet.dk's seneste screeningsanalyse af udvekslingsforbindelser peger ikke entydigt på nye forbindelser, men indikerer flere forbindelser, der vil være interessante at undersøge nærmere. Det drejer sig blandt andet om en tredje forbindelse mellem DK1 og Sverige (Kontiskan3).

I Tabel 9 vises status for udlandsforbindelser i 2013 og den forventede udbygning frem mod 2020.

Fra	Til	Status 2013 MW	Forventning 2020 MW
DK1	Norge (Skagerrak 1-4)	1000	1700
	Sverige (Kontiskan)	680/740	680/740
	Tyskland, AC	1500/1780	2500
	Holland (COBRA)	0	700
	UK	0	0
DK2	Sverige (Øresund 1-3), AC	1300/1700	1300/1700
	Tyskland, Kontek	600	600
	Via Kriegers Flak til Tyskland	0	600 (400)

Tabel 9. Transmissionskapaciteter (MW) til/fra Danmark-vest (DK1) og Danmark-øst (DK2). For Kriegers Flak angiver tallet i parentes kapaciteten mellem Kriegers Flak og Tyskland.

Der er tradition for tæt samarbejde mellem de forskellige landes TSO'er, særligt i Norden, men etableringen af ENTSO-E, som er den europæiske samarbejdsorganisation, understreger et tættere og tættere internationalt samarbejde om den overordnede netplanlægning.

På side 19 er refereret, at der har været begrænsninger på forbindelsen mellem Jylland og Tyskland. Som element i nærværende analyse er et tysk konsulentfirma *Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH (BET)* derfor anmodet om at vurdere planer for udbygning af net og udbygning med vind i det nordlige Tyskland samt konsekvenserne heraf for udvekslingen på den jysk-tyske grænse. Som det er i dag, forårsager flaskehalse i det interne tyske net begrænsninger ved den tysk-danske grænse. BET konkluderer, at hvis det tyske net udbygges som planlagt, vil der ikke være begrænsninger på grænsen i 2023 eller i 2033, som er de to

år, der er analyseret. Den tyske netudbygningsplan vil sikre integration af store mængder vind og sol samt velfungerende udveksling med udlandet.

I tilfælde af forsinket netudbygning samt kraftig udbygning med vind i Slesvig-Holsten kan der opstå flaskehalse på den jysk-tyske grænse. Baseret på den aktuelle politiske situation på føderalt plan og i Slesvig-Holsten anser BET det for sandsynligt med en kombination af forsinket netudbygning og kraftig udbygning med vind i Slesvig-Holsten. Det kan medføre, at der også i en årrække fremover vil være begrænsninger på kapaciteten mellem Jylland og Tyskland og reducerer værdien af forbindelsen i forhold til forsyningsikkerheden.

På de øvrige udvekslingsforbindelser forventes kapaciteten reelt at være til rådighed.

Distributionsnettet

Over de seneste 10 år har 3/4 af udfaldene kunnet henføres til forhold i distributionsnettet. I den nuværende situation er distributionsnettet derfor vigtigere end transmissionsnettet. Kabellægningen, der stort set er fuldført i 10 kV- og lavspændingsnettet, har væsentligt reduceret omfanget af afbrydelser. Og det fremgår tydeligt af statistikken gengivet i kapitel 4, at forsyningssikkerheden i løbet af de seneste 10 år er forbedret. Den fulde effekt af kabellægning af distributionsnettet forventes at være slået fuldstændigt igennem i statistikkerne inden for en kortere årrække, idet der snart kun er luftledninger tilbage i 50-60 kV nettet. Ca. 1/3 af nettet på dette spændingsniveau er kabellagt i dag.

Indenlandsk elkapacitet kan opretholdes på et vist niveau

Der findes forskellige metoder til at betale for at fastholde indenlandsk termisk kapacitet på et vist niveau. De kaldes under et for kapacitetsmekanismer, som overordnet kan opdeles i tre typer:

- › Strategisk reserve
- › Kapacitetsmarked
- › Kapacitetsbetaling

Strategisk reserve

Strategiske reserver fungerer typisk ved, at den systemansvarlige indgår kontrakt med enkeltstående produktionsanlæg. Disse anlæg tages ud af det regulære energimarked og drives som spidslastskapacitet. Ofte er der tale om ældre værker, som står over for lukning, og som fortsat kan producere i en vis periode, men som ville være skrottet, hvis der ikke blev betalt for fortsat at være til rådighed. Fleksibelt forbrug kan dog også indgå som strategisk reserve. Det er f.eks. tilfældet i Sverige.

Reserven aktiveres i situationer, hvor efterspørgslen efter elektricitet er større end produktionen, som det kommercielle marked kan levere, således

at markedet ikke leverer priskryds. Aktivering af reserven fungerer derfor som en fysisk sikring af forsyningssikkerheden. En af nøgleparametrene i en strategisk reserve er den pris, som reserven aktiveres ved, fordi det påvirker indtjeningen for alle de kommercielle kraftværker.

De værker, som er del af den strategiske reserve, modtager en betaling, som sikrer, at de fortsat er til rådighed. Det gælder ofte i vintermånederne, hvor elforbruget er særligt højt. Denne betaling kan bestå af et fastlagt beløb og specifikation af, hvordan faktisk energiproduktion aflønnes. Samtidig specificerer kontrakten typisk, hvor hurtigt værket skal kunne være tilgængeligt for spotmarkedet. Tilsvarende betales for nedregulering af forbrug.

Strategiske reserver kendes bl.a. fra Sverige og Finland. Tyskland har netop også indført en form for strategiske reserver for at løse lokale udfordringer i den sydlige del af landet. Initiativet er midlertidigt, og det diskuteres i øjeblikket i Tyskland, hvordan en langsigtet løsningsmodel kan se ud.

EU-Kommissionen vurderer, at strategiske reserver har fungeret godt sammen med energimarkeder, hvor de har været anvendt i Sverige og Finland, og at de forårsager et minimum af forvridding og med succes har inkluderet forbrugssiden. Strategiske reserver er i denne analyse vurderet som kapacitetsmekanismen med mindst forvridding og den mest velfungerende kapacitetsmekanisme til det danske elsystem.

Kapacitetsmarked

Kapacitetsmarkeder er karakteriseret ved, at der etableres et marked for kapacitet ved siden af energimarkedet. I kapacitetsmarkedet konkurrerer kraftværker og forbrugsreduktionsressourcer om at levere den mængde kapacitet (ikke energi), som er nødvendig for at opretholde et fastsat niveau af forsyningssikkerhed til den billigste pris. Indkøb af kapacitet kan ske gennem en central auktion, som produktionsanlæggene byder ind til, og hvor

TSO'en indkøber kapacitet på vegne af eksempelvis elhandlerne. Det kan også ske decentralt, hvor elhandlerne selv køber kapacitet hos produktionsanlæggene.

Kapacitetsmarkedet skaber dermed et prissignal til markedsdeltagerne om værdien af kapacitet. Er udbuddet af kapacitet højt i forhold til det nødvendige niveau, bliver prisen på kapacitet lav. Er udbuddet af kapacitet lavt i forhold til det nødvendige niveau, bliver prisen høj. Det understøtter, at markedet i sig selv opretholder den nødvendige kapacitet. Deltagelse i kapacitetsmarkedet forpligter værkerne til at være til rådighed i energimarkedet i stresssituationer – ellers kan de straffes med bøder. Ved eksistensen af dominerende aktør stilles typisk krav om, at denne aktør skal byde ind til kostpris.

Kapacitetsmarkeder er allerede udbredt i USA, og i Europa forventes flere lande at indføre kapacitetsmarkeder i de kommende år. Storbritannien forventes at indføre et kapacitetsmarked med fysisk levering fra vinteren 2018/19. Kapacitet indkøbes gennem en auktion, hvor producenter og forbrugsreduktionsressourcer byder kapacitet ind i konkurrence med hinanden. I Frankrig planlægges et handelssystem for 'kapacitetscertifikater' fra vinteren 2016/17, hvor det er elhandlere selv, der står for at købe kapacitetscertifikater i forhold til deres individuelle elleverancer i spidslast. Italien forventes at indføre et kapacitetsmarked fra 2017, hvor elhandlerne pålægges at købe optionskontrakter af producenterne i forhold til deres leverance i spidslast. Til gengæld sikrer optionskontrakten elhandlerne mod høje elpriser, da optionen giver ret til refusion (fra sælgeren) af den del af engrosmarkedsprisen, der overstiger et på forhånd defineret niveau.

Kapacitetsbetaling

Kapacitetsbetaling til kraftværker (og forbrugsreduktionsressourcer) er en centralt, administrativt fastsat betaling for at opnå en ønsket kapacitetsbalance. Betalingens størrelse skal kompensere for den indtjening, som energimarkedet ikke dækker i værkernes økonomi, for derved at sikre, at den nødvendige mængde kapacitet er til rådighed i markedet.

Betalingerne kan gives som en flad takst for kapacitet eller differentieres i forhold til tekniske egenskaber som eksempelvis evne til hurtig regulering af elproduktionen og/eller i forhold til værkernes miljøpåvirkning. Samtidig er det muligt at gøre betalingen variabel i forhold til værkernes rådighed i typiske spidslastsituationer over døgnet eller i særlige perioder.

Da betalingen er administrativt fastsat – og ikke bestemt i markedet – har det vist sig vanskeligt at finde den rette betaling, som sikrer, at markedet opretholder det nødvendige niveau af kapacitet uden at der overkompenseres. Omvendt giver systemet god mulighed for at kontrollere det samlede udgiftsniveau, fordi betalingens størrelse fastsættes centralt.

Kapacitetsbetalinger findes bl.a. i Spanien, hvor betalinger både sigter på at tiltrække ny produktionskapacitet og sikre løbende rådighed til kapacitet i spidslastsituationer.

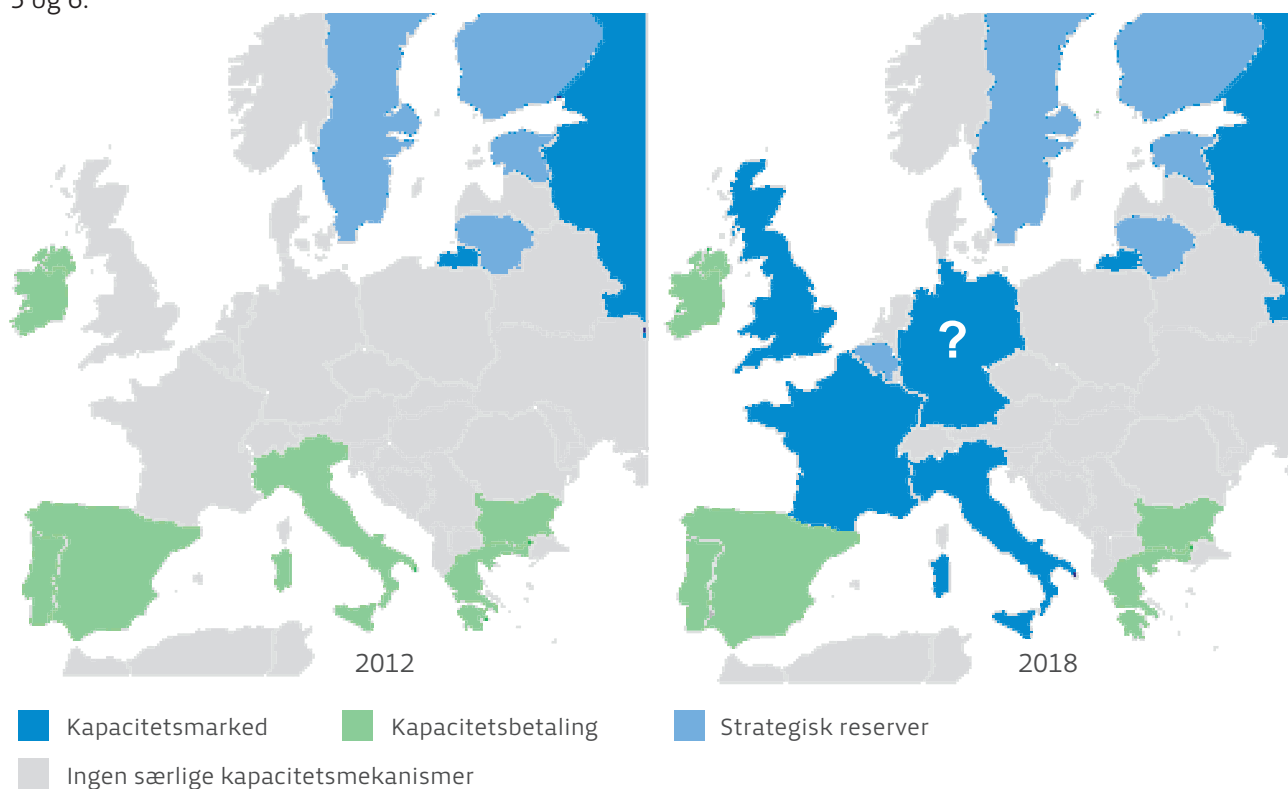
Hidtidige internationale erfaringer med de forskellige typer kapacitetsmekanismer viser, at kapacitetsbetalinger generelt falder dyrest ud af de tre typer.

Det tilskud, de decentrale værker modtager (grundbeløbet), er også en form for kapacitetsbetaling, uanset at det blev indført for at undgå væsentlige prisstigninger på fjernvarmen.

Hvad vælger de andre lande?

Adskillige europæiske lande har i dag forskellige former for kapacitetsmekanismer og flere vil følge frem mod 2018, jf. Figur 14.

Hvis der kan tales om en tendens, er det at markedsbaserede løsninger vælges. I Storbritannien og i Frankrig planlægger man at indføre kapacitetsmarkeder, ligesom Italien omlægger fra kapacitetsbetalinger til et kapacitetsmarked. Belgien indfører en strategisk reserve, mens det er uklart, hvad der sker i Tyskland i 2018. Der henvises i øvrigt til bilag 5 og 6.



Figur 14. Kapacitetsmekanismer i EU i hhv. 2012 og 2018 (kilde IHS-CERA).

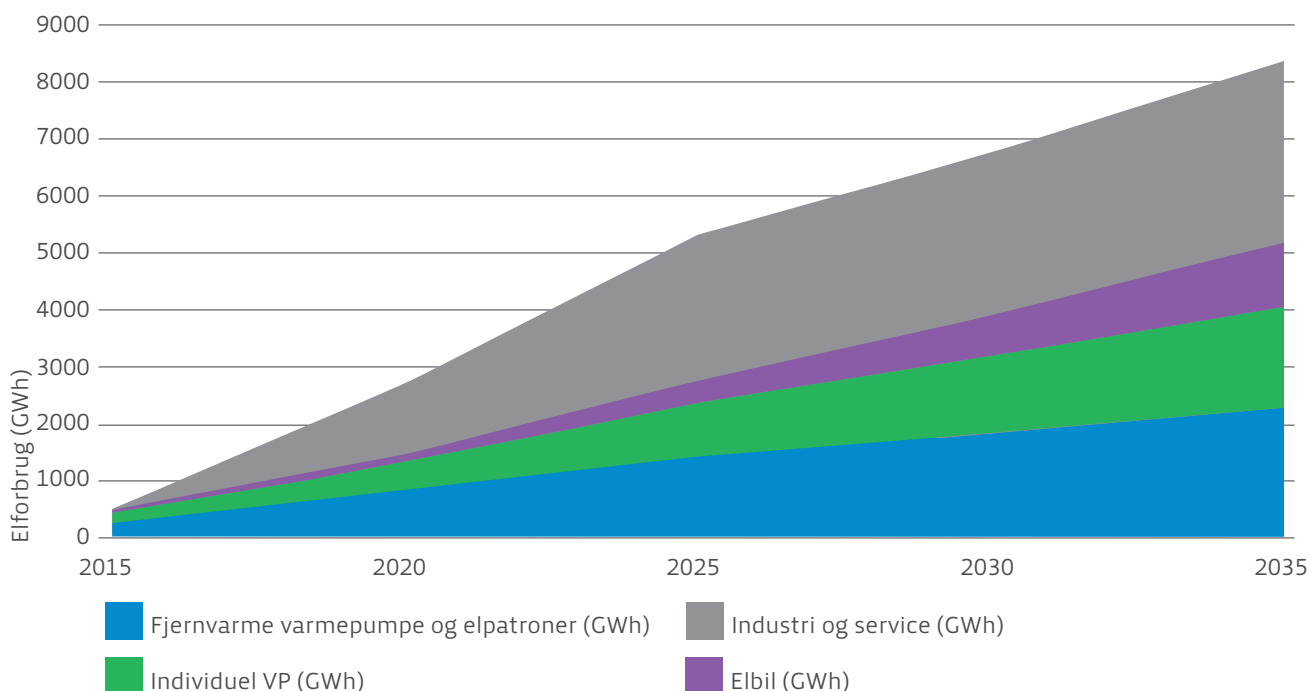
Fleksibilitet i eksisterende elforbrug og nyt fleksibelt forbrug

Det tredje instrument, der er til rådighed for at sikre forsyningssikkerheden fremadrettet, er fleksibelt forbrug. Det kan være eksisterende forbrug eller nyt forbrug på varmepumper (centrale i varmesystemer og individuelle i boliger), elpatroner til fjernvarme, elbiler, elopvarmede huse og styring af klima- og ventilationsanlæg bl.a. i industri, handel og service. Regulering af forbruget kan anvendes til både op- og nedregulering. I forhold til forsyningssikkerheden er det særligt reduktion i forbruget, der er interessant.

Potentialet for at flytte energiforbruget er i dag marginalt, men det vil øges i takt med, at samfundet omstilles til vedvarende energi samt en stigning

i elforbruget gennem udbredelsen og udviklingen af en de oven for nævnte teknologier. Nogle teknologier vil først være aktuelle på et senere tidspunkt, da det er en forudsætning at samle et stort antal enheder, herunder elbiler og individuelle varmepumper.

Figur 15 fra regeringens Smart Grid-strategi illustrerer en mulig udvikling i det teoretiske potentiale for fleksibelt elforbrug frem mod 2035. Det er et udtryk for, hvor stor en andel af de enkelte teknologiers samlede elforbrug, der kan gøres fleksibelt og udtrykker hvor meget af det årlige elforbrug, der potentielt kan flyttes for at balancere elsystemet⁶.



Figur 15: Eksempel på udvikling af potentielt fleksibelt forbrug, fra regeringens Smart Grid strategi, 2013.

6. Hele elforbruget fra store varmepumper og elpatroner betragtes som fleksibelt. En stor del af elbilernes og de individuelle varmepumpers forbrug betragtes ligeledes som fleksibelt, da de i princippet med ekstern styring vil kunne til- og frakobles det meste af tiden. For industri- og servicesektorerne betragtes ca. 20 pct. af energiforbruget som fleksibelt jf. EA Energianalyses rapport "Kortlægning af potentialet for fleksibelt elforbrug i industri, handel og service" fra 2011.

Det teoretiske potentiale i 2020 på ca. 2.700 GWh svarer til omtrent to en halv gange produktionen fra havvindmølleparken Horns Rev II eller til elforbruget i 500.000 husstande.

Fleksibelt elforbrug kan således på sigt hjælpe til at tilvejebringe nye billigere ydelser til balancering af elsystemet, herunder regulerkraft, der i dag leveres fra danske kraftværker eller udlandet via udlandsforbindelser.

En forudsætning for indpasning af fleksibelt elforbrug er dog, at minimumsbudgrænsen i regulerkraftmarkedet på 10 MW kan håndteres, eller at denne grænse reduceres. Energinet.dk og de øvrige nordiske systemansvarlige undersøger derfor mulighederne for at mindre enheder kan indgå i regulerkraftmarkedet bl.a. med pilotprojekter at sænke grænsen for bud fra 10 til 5 MW.

Som det fremgår af Figur 15, forventes elbiler at give det mindste bidrag, men til gengæld kan de kobles ind og ud af elnettet momentant og lader med en meget stor effekt. Elbiler vil derfor være effektive til balancering i korte perioder med meget kort reaktionstid. Udover at fungere som regulerkraft kan de derfor også benyttes som hurtige reserver.

Endelig kan fjernvarme- og gasnettet bruges til at lagre el fra vindkraft i andre energiformer til senere brug, men i forhold til forsyningsikkerheden giver det i dag kun et marginalt bidrag.

Fjernaflæste målere til hele landet i 2020

Størstedelen af det fleksible elforbrug ligger i energiproduktionen, industrien og inden for service, men på sigt også hos de mindre forbrugere (hovedsageligt som individuelle varmepumper og elbiler). Fjernaflæste elmålere og timeafregning er vigtige forudsætninger for at kunne udnytte denne fleksibilitet. Ved udgangen af 2012 havde halvdelen af forbrugerne fjernaflæste målere. En samfundsøkonomisk analyse fra marts 2013 viste en positiv samfundsøkonomi ved at få udrullet fjernaflæste elmålere til de resterende husstande, der endnu ikke har fået installeret en fjernaflæst måler. Derfor vedtog Folketinget i juni 2013 en bemyndigelse, der skulle muliggøre indførelse af fjernaflæste målere til hele landet inden udgangen af 2020. Den 28. oktober tiltrådte et flertal i Klima-, Energi- og Bygningsudvalget en bekendtgørelse, som skal danne rammerne for udrulningen, så den sker på den billigst mulige måde for forbrugerne og samfundet.



8. Bilagliste

Bilag 1: Notat om elanalysen, Energistyrelsen, 15. februar 2013.

Bilag 2: Notat om vurdering af effektsituationen termiske værker, Energistyrelsen 2013.

Bilag 3: Udviklingen i udlandet frem til 2050, Energinet.dk 2013.

Bilag 4: Energinet.dk's strategi for systemydelse 2011-2015, Energinet.dk 2011.

Bilag 5: Rapport om internationale erfaringer med at sikre kapacitet til elmarkedet, Energinet.dk 2013.

Bilag 6: Kapacitetsmekanismer og udviklingen i udlandet, Dansk Energi 2013

Bilag 7: Notat om elforsyningsikkerhed, Energistyrelsen 2013.

Bilag 8: Tysk konsulentstudie vedrørende netudbygning i Nordtyskland, BET 2013.

Bilag 9: Analyse af den gasstyrede kraftvarmesektor, Dansk Gasteknisk Center 2013.

Bilag 10: FSI-notat beregning af forsyningsikkerhed, Energinet.dk 2013.

Bilag 11: Scenarier frem mod 2035 og 2050, Energistyrelsen 2014.

Bilag 12: Vurdering af restlevetider for centrale kraftværker, Rambøll 2013.

Elnettet

Analyse af elnettes funktionalitet

Udarbejdet af Energistyrelsen maj 2014.

Analysens samlede tekniske bilag kan læses og downloades på www.ens.dk/analyser

De øvrige udgivelser i samme serie er:

Energiscenarier for
2020, 2035 og 2050

Fjernvarmens rolle i den
fremtidige energiforsyning

Den fremtidige anvendelse
af gasinfrastrukturen

Analyse af elnettets
funktionalitet

Analyse af
bioenergi i Danmark

Biogas i Danmark
– status, barrierer og perspektiver

ISBN: 978-87-93071-67-4

Grafik og layout: Solid Media Solutions