AARHUS KOMMUNE

# DET FREMTIDIGE BEHOV FOR FLEKSIBILITET I ENERGISYSTEMET



CO2030 with Aarhus
Danish for progress

Notat

**Natur og Miljø**
Teknik og Miljø
Aarhus Kommune

Den 25. juni 2012

**Klimasekretariatet**
Valdemarsgade 18
8000 Aarhus C

Sagsnr.: NM/11/00860
Sagsbeh.: Mette Behrmann

Telefon: 8940 2000
Direkte: 8940 4966
Telefax: 8940 2768

E-post:
Direkte: mbeh@aarhus.dk
www.aarhus.dk

# Fremtidigt behov for fleksibilitet i energisystemet

Klima- og energiudfordringerne er en unik mulighed for at skabe vækst i Danmark. Udfordringerne kræver løsninger, som skal udvikles i et samarbejde mellem virksomheder, vidensinstitutioner og forsyningsselskaber.

En af udfordringerne er at indpasse en stigende mængde fluktuerende produktion fra fx vind og sol i energisystemet – det kræver et intelligente energisystem. Netop et intelligent energisystem er et af de omdrejningspunkter for klimaindsatsen, som er udpeget i Klimaplan 2012-2015. Som fundament for indsatsen, har Aarhus Kommune fået udarbejdet en rapport om behovet for fleksibilitet i fremtidens energisystem.

Rapporten blev drøftet den 6. juni 2012 med repræsentanter fra Aarhus Universitet, Energinet.dk, Fjernvarmens Udviklingscenter, NRGI, Ea Energianalyse og Klimasekretariatet, Aarhus Kommune.

På mødet var der bred opbakning til rapportens konklusioner. Drøftelserne gav anledning til at foretage enkelte justeringer i rapporten, som er indarbejdet i nærværende version.

Der blev endvidere listet en række emner, som det vil være interessant at arbejde videre med:

- I forhold til varmepumper og varmelagre: Hvordan implementeres disse teknologier bedst. Et demonstrationsprojekt i Aarhus kan eventuelt bruges som case for lignende tiltag andre steder.

- Solenergiens rolle belyses yderligere – både i forhold til el og varme: Hvad er let og hvilke udfordringer skaber det specifikt, fx i distributionsnettet.
- Sammenhængen mellem integration af sol og integration af vind
- En vurdering af hvad stigningen i andelen af decentrale teknologier betyder i forhold til en overordnet systemsammenhæng.
- Hvilken synergi og hvilke komplikationer kan en kombination af anvendelsen af teknologier give anledning til – vurderet i forhold til deres evne til at integrere vedvarende energi.
- Sæson- og timevarierende fjernvarmepriser, der afspejler varierende omkostningerne i produktionsprisen
- Hvad er mulighederne for et fleksibelt varmeforbrug– fx billig fjernvarme til opvaskemaskiner om sommeren
- Videre arbejde med erhvervsklynger og samarbejde mellem kommuner (strategisk energiplanlægning)
- Pålidelige markedsløsninger for køb af grøn el og varme
- Det er en udfordring at kommunale og nationale regnskaber ikke stemmer, og at fx produktion fra vindmøller opgøres forskelligt
- Vurdering af, hvad der sker mellem 2020, 2035 og 2050 – hvornår opstår problemerne i den tidshorisont: Hvilke virkemidler skal demonstreres og testes nu for at de kan spille en afgørende rolle i tiden efter 2020 og 2035.
- Muligheden for at hive værker ud af mølposen, hvis der er en måned uden vind (Aarhus Universitet er i gang med en sådan undersøgelse)

Som næste skridt laves en kortlægning af, hvilke emner der allerede arbejdes med i andre fora – og hvilke emner det vil være interessant at arbejde videre med i deltagerkredsen.

Ea Energianalyse

# Det fremtidige behov for fleksibilitet i energisystemet

- Med fokus på integration af vindkraft

Version 14-03-2012

Udarbejdet af:

Ea Energianalyse
Frederiksholms Kanal 4, 3. th.
1220 København K
T: 88 70 70 83
F: 33 32 16 61
E-mail: info@eaea.dk
Web: www.eaea.dk

Revideret september 2012

**Indholdsfortegnelse**


**1 Opsummering og konklusion ..... 4**

**2 Indledning ..... 7**

**3 Udfordringer ved integration af vind ..... 9**

3.1 Tre udfordringer ..... 9

3.2 Elprisen som indikator for udfordringer ..... 13

**4 Forventning til elprisens udvikling ..... 17**

4.1 Fremskrivning af elpriser i 2020 ..... 17

4.2 Fremskrivning af elpriser i 2050 ..... 19

4.3 Elsalgs- og købspriser ..... 20

**5 Tiltag til integration af vind ..... 23**

5.1 Tiltag til at sikre værdi af vinden, når det blæser meget - udfordring 1 ..... 23

5.2 Tiltag til at sikre tilstrækkelig produktionskapacitet, når vinden ikke blæser - udfordring 2 ..... 26

5.3 Tiltag til balancering af vindkraft - udfordring 3 ..... 28

5.4 Forskellige virkemidlers bidrag til at integrere vind ..... 29

**6 Potentialevurdering ..... 31**

6.1 Økonomi for forskellige tiltag ..... 35

6.2 Tidsperspektivet – behov for de forskellige tiltag ..... 36

**7 Referencer ..... 39**

# 1 Opsummering og konklusion

*Realiseringen af et fossilfrit energisystem kræver en langt større andel vedvarende energi end i dag. I Danmark er der især fokus på udbygning med vindkraft og øget brug af biomasse, og i mindre grad andre teknologier såsom solenergi og vandkraft. Hvor øget brug af biomasse nemt kan tilpasses det eksisterende system er integration af store mængder fluktuerende elproduktion fra vind og sol en af de største udfordringer for det fremtidige system. Af samme grund er det en af hoveddrivkræfterne for udviklingen af det dynamiske energisystem i Danmark. I denne rapport er der derfor fokus på udfordringerne ved integration af vind.*

En kraftig udbygning med vindenergi i Danmark afstedkommer en række udfordringer som det er nødvendigt at håndtere sideløbende med udbygningen. I modsætning til konventionelle kraftværker og kraftvarmeværker, hvor produktionen i høj grad kan justeres til at følge forbruget, varierer produktionen fra vind samtidig med, at den kan være forholdsvist vanskelig at forudsige. De tre største udfordringer forbundet med integration af vind er:

1. Sikre værdi af vinden, når det blæser meget for at undgå at en stor del af den producerede vindkraft sælges til lave priser eller nulpriser
2. Sikre tilstrækkelig produktionskapacitet, når det ikke blæser. En udbygning med vindkraft betyder, at det bliver mindre attraktivt at bygge grundlastværker.
3. Balancering af vindkraft, dvs. håndtering af vindens delvise uforudsigelighed og fluktuerende produktionsmønster.

For alle tre udfordringer findes der i dag tekniske løsninger til at håndtere problemerne. Flere af dem er det dog ikke økonomisk rentabelt at bringe i spil i dag.

Udfordringen med integration af vind er ikke presserende i dag. De fleste analyser peger på, at der først et stykke efter 2020 for alvor vil være brug for at tage nye og mere avancerede løsninger i brug. Energisystemet er løbende udviklet til i stigende grad at være fleksibelt, og de planer der ligger for systemet, herunder udbygning af det overordnede transmissionsnet, skaber fremadrettet et solidt fundament for i samspil med udlandet at kunne indpasse de stigende mængder vind frem til 2020.

For de opridsede virkemidler forventes fjernvarmesektoren frem til 2020 at levere det væsentligste bidrag til vindkraftindpasning, bl.a. ved øget anvendelse af varmelagring og brug af varmepumper og el-patroner. Derudover kan der forventes en yderligere udvikling af centrale og decentrale kraftværkers mulighed for at levere balanceringskapacitet.

Efter 2020 vil de vigtige virkemidler formentligt være fortsat udbygning med transmissionsforbindelser og yderligere anvendelse af el til varmeproduktion i fjernvarmesektoren. Desuden forventes en øget udbredelse af elbiler og individuelle varmepumper, som ligeledes vil give et bidrag til integration af vindkraft.

For nogle teknologiers vedkommende er det væsentligste argument for at udskyde en stor indfasning, at teknologien er dyr i dag. Det gælder fx elbiler som har meget høje omkostninger primært, fordi batterierne er dyre. For andre teknologier handler det om, at der ikke er tilstrækkeligt med lave priser (dvs. utilstrækkeligt behov) på kort sigt til, at det økonomisk er interessant at indfase dem frem mod 2020. Det gælder fx installation af elkedler i industrien. Derudover kan det for nogle tiltag have negativ miljømæssig effekt, hvis de indfases på kort sigt inden størstedelen af elforsyningen er omlagt til vedvarende energi.

Der er forskel på, hvilke af de nævnte udfordringer i forhold til integration af vind de forskellige virkemidler bidrager til håndteringen af. Mange af de beskrevne virkemidler er egnede til at balancere vind, mens antallet af virkemidler til at håndtere perioder med enten for meget eller for lidt vind i systemet er færre. Transmissionsforbindelser udmærker sig ved at i stort omfange at kunne bidrage til at løse alle tre problemer. Når det handler om at sikre værdi af vinden, er mulighederne for at integrere vind via fjernvarmesektoren særligt interessante. I forhold til at sikre tilstrækkelig kapacitet, når det ikke blæser, handler det om at have tilstrækkelig produktionskapacitet (fx spidslastanlæg) og importmuligheder via udvekslingsforbindelser. Eksisterende og nyt elforbrug (varmepumper, elbiler) kan desuden bidrage ved at undgå at aftage strøm de tidspunkter i døgnet, hvor elsystemet er mest presset.

Overordnet er det vigtigt at tænke de forskellige virkemidler i samspil med det øvrige system. Der er ikke et enkelt virkemiddel, der kan håndtere alle udfordringer, ligesom flere af virkemidlerne supplerer hinanden. Det er derfor ikke muligt at tænke forholdet mellem vindkraftproduktion og de enkelte

virkemidler som en direkte relation mellem problem og løsning. I stedet skal de forskellige virkemidler tænkes som elementer, der alle sammen kan spille ind i det overordnede system og herved styrke systemets fleksibilitet og tilpasningsevne.

# 2 Indledning

Ea Energianalyse har for Aarhus Kommune udarbejdet en analyse af det fremtidige behov for fleksibilitet i energisystemet og mulige virkemidler til at dække dette behov. Baggrunden er regeringens ambition om at øge vindkraftens andel af elforbruget til 50 % i 2020, omstille el- og varmeforsyningen til 100 % vedvarende energi i 2035 og gøre energisystemet inkl. transportsektoren uafhængigt af fossile brændsler inden 2050.

Aarhus kommune har en vision om at være $CO_2$-neutral som bysamfund i 2030. Kommunen står derfor overfor en række udfordringer i forhold til omstilling af det eksisterende energisystem. Samtidig skaber det mulighed for nye løsninger og teknologier til gavn for både erhvervsudvikling og borgerne i Aarhus. For at konkretisere kommunens vision vedtog et enigt byråd i oktober 2011 Aarhus Kommunes Klimaplan for perioden 2012-2015. Klimaplanen har fokus på fem strategiske hovedspor: Fossilfri energi, energieffektive bygninger og boliger, energieffektiv transport, det intelligente energisystem og eksport. Med planen sigter kommunen mod at skabe fremdrift og innovation gennem opbygning af nye systemer og infrastruktur både teknisk og organisatorisk.

Udbygning med vindkraft – og på sigt anden fluktuerende energiproduktion[1] – skaber en række udfordringer for energisystemet. Formålet med denne rapport er at belyse behovet for, og effekten af, forskellige virkemidler til at integrere vindkraft og belyse, hvornår det er hensigtsmæssigt at iværksætte de forskellige virkemidler. Analysen tager udgangspunkt i de tekniske løsninger og har herfra fokus på de samfundsøkonomiske hhv. selskabsøkonomiske muligheder for at udnytte de enkelte løsninger. Det skal bemærkes, at rammevilkårene i form af afgifter og tilskud har væsentlig betydning for, hvilke tekniske tiltag det selskabs- og privatøkonomisk vil være attraktivt at implementere.

Integration af vindkraft er en af hoveddrivkræfterne for udviklingen af det dynamiske energisystem i Danmark, men ikke den eneste. Andre teknologier, som fx solceller, elbiler og eldrevne varmepumper, kan ligeledes skabe udfordringer for det eksisterende energisystem, da de enten kan indebære en stor elproduktion (solceller) eller et kraftigt elforbrug (elbiler og varmepumper), i distributionsnettene. Disse udfordringer er af en anden

[1] Anden fluktuerende energiproduktion inkluderer bl.a. solenergi og bølgekraft der på sigt kan spille en rolle i den danske energiproduktion.

karakter end udfordringerne ved integration af vind[2] og har ikke været genstand for detaljeret analyse i denne rapport[3].

**Baggrundsnotater – fokus på de enkelte tiltag**

Som et supplement til rapporten er udarbejdet et antal baggrundsnotater, hvor udvalgte tiltag er selvstændigt beskrevet. Hvert baggrundsnotat indeholder en gennemgang af de enkelte tiltag med fokus på hvilke dele af de beskrevne udfordringer, de kan være med til at løse. Derudover beskrives eventuelle problematikker forbundet med udnyttelse af den pågældende teknologi og dennes udnyttelsespotentiale. Afsluttende behandles den økonomiske værdi af løsningen.

Der er udarbejdet baggrundsnotater for følgende tiltag:

- Elbiler
- Individuelle varmepumper
- Centrale varmepumper og elpatroner i fjernvarmesystemet
- Lagringsteknologier
- Varmelagre
- Fleksibelt forbrug

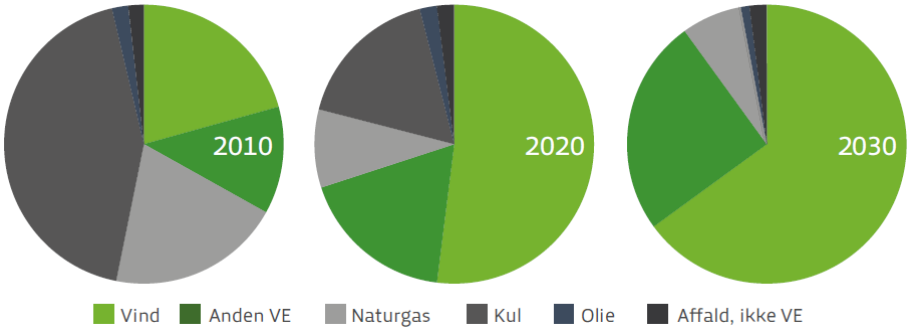
[2] Fx vil en stor udbredelse af elbiler skaber udfordringer på lavspændingsnettet, som enten kan håndteres ved at udbygge nettet, eller i et vist omfang ved intelligent styring af udnyttelsen af det eksisterende net.

[3] Det nævnes, at der gennem de seneste år er sket en stor stigning i antal solcelleanlæg i Danmark. I maj 2011 var der ca. 1.000 installerede solcelleanlæg og i slutningen af juni 2012 var dette antal steget til næsten 9.000 anlæg. Det forventes at antallet i slutningen af 2012 vil være over 25.000 (politiken, juni 2009 "Solceller leverer mindre end lovet"), med en samlet kapacitet på 150 MW (antaget en middel installeret effekt på 6 kW per anlæg, som nok er i den høje ende). Sammenlignes der med den installerede vind kapacitet på 4.000 MW, er solcellernes betydning for det overordnede system lille. Den installerede kapacitet af solceller vil højst sandsynligt fortsætte med at stige, hvis solcelleanlæg fortsat afregnes efter "nettoafregnings"princippet. Med stigning af kapaciteten vil også udfordringer i integrering af solcellernes elproduktion i det overordnede system stige, herunder hovedsageligt i distributionsnettet.

# 3 Udfordringer ved integration af vind

Regeringen har sat som mål, at mere end halvdelen af det traditionelle elforbrug[4] i 2020 skal være dækket af vind. På længere sigt frem mod 2030 kan udbygningen forventes at blive øget yderligere som led i at opfylde målsætningen om en 100 % VE baseret el- og varmeforsyning i 2035. Regeringsudspillet "Vores energi" indikerer, at vindkraft kan udgøre ca. 2/3 af elforsyningen i 2030. På endnu længere sigt, frem mod 2050 er det, bl.a. ifølge Klimakommissionen, sandsynligt, at den fluktuerende andel af elforsyningen kommer op på 80-90 %. Langt størstedelen af den fluktuerende elproduktion vurderes også på langt sigt at komme fra vindkraft.

Hvor kraftig en vindudbygning, det vil være attraktivt at gennemføre for at nå målet om fossil uafhængighed på langt sigt, vil blandt andet afhænge af, i hvilket omfang biomasse vil være tilgængelig til rimelige priser, og om $CO_2$-lagring (CCS) bliver økonomisk attraktivt og politisk acceptabelt. I regeringens udspil "Vores energi" ser fordelingen mellem de forskellige energikilder til elproduktion ud som illustreret i figuren nedenfor.




*Figur 1: Elproduktion fordelt på energikilder ifølge regeringens energiudspil "Vores energi" (korrigeret for import og eksport)*[5].

## 3.1 Tre udfordringer

Ser man på de forskellige typer produktionskapacitet, er der stor forskel på deres egenskaber. I modsætning til konventionelle kraftværker og kraftvarmeværker, hvor produktionen i høj grad kan justeres til at følge

[4] Det traditionelle elforbrug dækker over de typer elforbrug der eksisterer i dag, såsom elforbrug til belysning og husholdningsapparater. Ikke-traditionelt elforbrug er fx det forventede fremtidige elforbrug til varmepumper og elbiler, som vil få det samlede elforbrug til at stige

[5] Betegnelsen "affald, ikke VE" dækker over den fossilt baserede andel af den samlede affaldsmængde til forbrænding og betegnes også som ikke bionedbrydeligt affald. I Energistyrelsens "Energistatistik 2010" antages det at 58,8% af forbruget af affald til produktion af el og fjernvarme er bionedbrydeligt.

forbruget, varierer produktionen fra vind samtidig med, at den kan være forholdsvist vanskelig at forudsige[6].

Samtidigt har vindmøller en forholdsvis lav benyttelsestid. Landmøllers årlige benyttelsestid er ca. 30 %, mens den for havvindmøller er op mod 50 %, fordi vindforholdene på havet er mere stabile[7]. Det betyder, at der i perioder er meget energi fra vindkraft til rådighed, mens der i andre tilfælde er længerevarende perioder uden vindkraftproduktion. Udsvingene i produktionen kræver større dynamik i det øvrige system for at sikre balancen mellem forbrug og produktion.

### Tre hovedudfordringer

Overordnet set er der – på grund af vindens karakteristika – tre hovedudfordringer forbundet med integration af vind:

1. Sikre værdi af vinden, når det blæser meget
2. Sikre tilstrækkelig produktionskapacitet, når det ikke blæser. En udbygning med vindkraft betyder, at det bliver mindre attraktivt at bygge grundlastværker.
3. Balancering af vindkraft, dvs. håndtering af vindens delvise uforudsigelighed og fluktuerende produktionsmønster.

Alle tre hovedudfordringer ved vindintegration er som udgangspunkt økonomiske udfordringer, idet der allerede i dag findes tekniske løsninger til at håndtere problemerne. Udover de tre nævnte hovedudfordringer, vil en vidtgående fortrængning af konventionelle kraftværker skabe et behov for levering af såkaldte systembærende egenskaber så som kortslutningseffekt, spændingsregulering og inerti fra andre enheder. Denne udfordring vurderes dog at være af mindre karakter, da Energinet.dk som systemansvarlig allerede har konkrete planer og tiltag til håndteringen af udfordringen med at skaffe systembærende egenskaber. Denne udfordring vil derfor ikke blive behandlet detaljeret i denne rapport[8].

---

[6] På trods af, at man bliver bedre og bedre til at lave vindprognoser, er det stadig en udfordring at forudsige elproduktionen ved især middelstore vindhastigheder. Ofte kan energiindholdet af en indkommende vindfront forudsiges med forholdsvis stor præcision, men det kan være vanskeligt at forudsige præcist, hvornår fronten passerer. Gennemsnitsafvigelsen på vindprognoser i Danmark er ca. 6 % (12-36 timers prognose). Oversigt over vindressourcer i Danmark: http://www.emd.dk/files/windres/WinResDK.pdf

[7] Benyttelsestiden for en vindmølle er det antal timer pr. år en vindmølle teoretisk ville have produceret, såfremt den alene producerede ved fuldlast. Her er benyttelsestiden udtrykt som en procentdel af det teoretiske maksimum.

[8] I forhold til at levere de systembærende egenskaber vil inverterbaseret produktion, fx vind, brændselsceller og solceller og konverterbaseret forbrug, fx elbiler og varmepumper kunne levere hovedparten af disse egenskaber. Synkronkompensatorer uden et kraftværk kan derudover også levere systembærende egenskaber i form af kortslutningseffekt og spændingsstabilisering. Energinet.dk indgik i begyndelsen af 2012 en kontrakt med Siemens om indkøb af en synkronkompensator, der skal benyttes til

Ad. 1. Sikre værdi af vinden, når det blæser meget

Hvis en stor del af den producerede vindkraftelektricitet sælges til lave priser eller nulpriser forringer det møllernes økonomi og dermed incitamentet til at investere i nye vindmøller. Derfor er det væsentligt at sikre værdi af vinden, både af hensyn til samfundsøkonomien og for at sikre økonomisk grundlag for fortsat udbygning. I første omgang er løsningen at reducere produktion på andre produktionsenheder, eksportere til naboområder eller øge elforbruget, hvor dette er økonomisk attraktivt. Når disse muligheder er udtømt kan nogle af vindmøllerne i sidste ende stoppes eller nedreguleres, både i kortere intervaller af et par minutters varighed, eller i længere perioder over flere timer. Dette er en mulighed for alle moderne vindmøller. Eloverløb udgør derfor ikke et teknisk, men et økonomisk problem, som minimeres når resten af energisystemet er dynamisk. I fremtiden med stor andel vindkraft vil det samlet set sandsynligvis være økonomisk fordelagtigt at stoppe vindmøllerne en gang i mellem.

Ad.2. Sikre tilstrækkelig produktionskapacitet, når det ikke blæser

Udfordringen med at sikre tilstrækkelig produktionskapacitet kan håndteres på flere måder: etablering af spidslastproduktionskapacitet, fx gasturbiner, og via tættere integration af det danske elsystem med nabolande. Fleksibelt elforbrug og aktivering af nødstrømsanlæg er også interessante virkemidler, som i et vist omfang anvendes allerede. Værdien af de forskellige løsningselementer afhænger især af, hvor lang tid i træk løsningen med fordel kan sættes i spil. Hvor visse typer fleksibelt elforbrug kun kan anvendes som løsninger i et par timer med manglende kapacitet, kan spidslastværker eller udlandsforbindelser udnyttes over længere perioder uden vindkraft, som potentielt kan strække sig over flere uger.

Ad. 3. Balancering af vindkraft

Der er brug for balancering, fx hvis produktionen fra vindkraft uforudset reduceres, enten som følge af ændrede vindforhold eller uforudsete produktionsudfald som følge af tekniske fejl eller skader på møllerne. Sidstnævnte gælder også udfald af andre produktionsenheder eller transmissionsforbindelser. Balancering tilvejebringes ved at produktionsenheder eller forbrugere er parate til at ændre deres produktion/forbrug med forholdsvist kort varsel (se boks nedenfor). Gasturbiner kan være velegnede til at levere denne ydelse, men også andre produktionsenheder, elpatroner eller eldrevne varmepumper og andre

---

at understøtte den elektriske spænding i elnettet. Energinet.dk som den systemansvarlige institution arbejder således allerede i dag med alternative løsninger til sikring af stabiliteten i nettet.

forbrug kan levere balanceringsydelser. Den tætte integration med nabolandenes energisystemer giver ligeledes adgang til flere kilder til balancering. Forskellen mellem de to første udfordringer og udfordringen med balancering er, at det her især handler om uforudsigeligheden i vindkraftproduktionen.

I de to første udfordringer er problemet typisk kendt på forhånd, mens det i den tredje udfordring typisk er momentant opståede problemer.

**De største udfordringer**

Det er vanskeligt at måle udfordringerne mod hinanden, men de to første udfordringer er formentlig af større omfang end udfordring tre omkring balancering af vindkraft.

**Balancering**

Det er en forudsætning for et velfungerende energisystem, at der altid er balance mellem produktion og forbrug helt ned på sekundniveau. For at sikre denne balance består alle større elmarkeder af to faser, en planlægningsfase (typisk dagen før) og en realtidsfase, hvor der foretages korrektioner i de tilfælde, hvor den foregående planlægning har været unøjagtig. Derudover er det nødvendigt, at systemet har adgang til reserver i tilfælde af uheld eller større systemfejl. Der findes forskellige former for reserver, som systemoperatøren (Energinet.dk) kan trække på for at sikre balance i systemet. De forskellige typer kan grupperes i primære, sekundære og tertiære reserver. Primære reserver er automatiske reserver, der kan aktiveres på sekundbasis for at modvirke spændingsafvigelser. Sekundære reserver er ligeledes automatiske og bruges til at genoprette de primære reserver og har næsten en lige så hurtig reaktionstid som de primære reserver. De tertiære reserver er manuelle reserver, også kaldet regulerkraft, som kan sættes ind indenfor et tidsinterval på 15 minutter og bidrage med både op- og nedregulering til systemet. Balanceringen kan strække sig fra tidsintervaller på få sekunder og op til få timer.

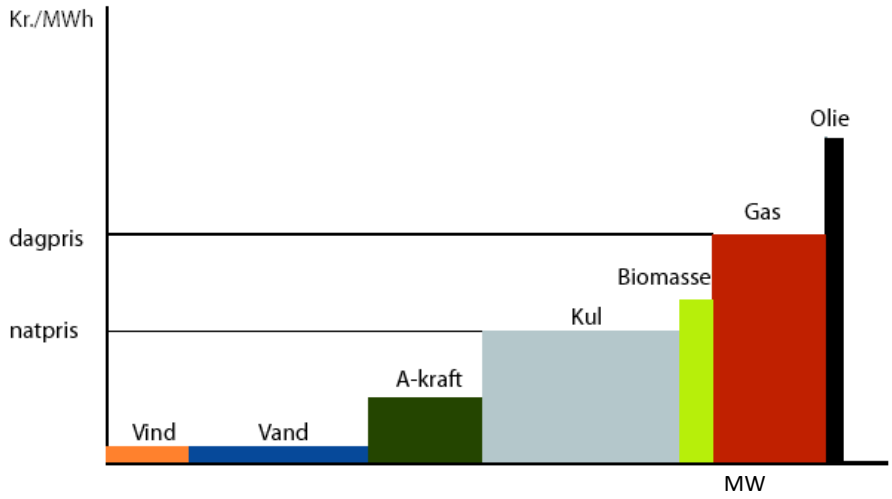
Indtil en time før driftstimen har aktørerne i elmarkedet desuden mulighed for at handle sig i balance, for at undgå ubalancer. Denne handel foregår i intraday-markedet Elbas.

## 3.2 Elprisen som indikator for udfordringer

Antallet af kWh med meget lave elpriser kan bruges som en indikator for udfordringerne ved at integrere vindkraft.

I elmarkedet fastsættes markedsprisen i hver time af det marginale kraftværk, dvs. det værk, der har budt ind til den højeste pris. I timer med lavt forbrug, fx om natten eller om sommeren, vil det i dag fortrinsvis være traditionelle grundlastværker, fx kraftvarmeværker, der er prissættende, mens det i timer med højt forbrug, fx om dagen eller om vinteren, er spidslastværker, som ofte har relativt lav virkningsgrad og anvender dyrere brændsler. Derfor er elpriserne generelt højere om vinteren end om sommeren, og tilsvarende højere om dagen end om natten.

Elproducenternes indtjening afhænger på den måde af, hvilke muligheder de har for at tilrettelægge deres produktion i forhold til, hvornår der er brug for elproduktion.



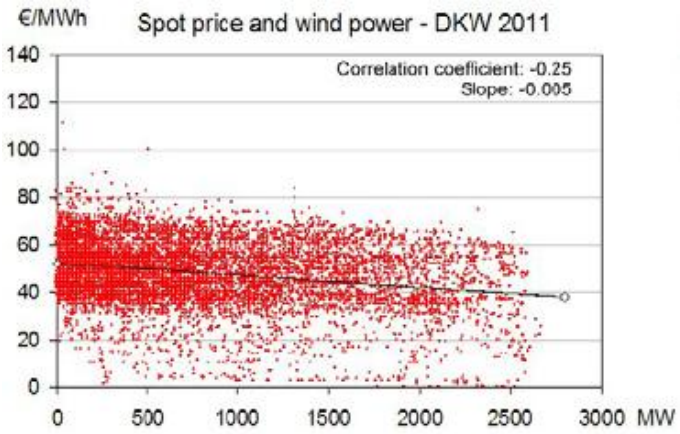

*Figur 2: Stiliseret udbud/efterspørgselskurve for det nordiske og tyske elmarked. Vindkraftværker vil sædvanligvis byde ind til de laveste omkostninger i elmarkedet, fordi de ingen brændselsomkostninger har. Det samme gælder i princippet vandkraft – dog vil vandkraftværker med lagerkapacitet have mulighed for at tilbageholde produktion og derved optimere produktion i forhold til de forventede priser i markedet. Herefter følger a-kraft-, kulkraft- og biomasseværker, som har relativt lave brændselsomkostninger og endeligt gas-oliefyrede anlæg.*

Vindmøllerne vil sædvanligvis byde ind til de laveste omkostninger i elmarkedet. Dette skyldes, at vindkraft ikke har nogen brændselsomkostninger. Når vindmøllerne producerer, presses de dyre værker så at sige ud af elmarkedet, og herved sænkes elmarkedsprisen. Vindkraft har således en prissænkende effekt på elmarkedsprisen i perioder med meget vind. Stor vindkraftproduktion kan også føre til, at

vandkraftværker tilbageholder produktion, som så indfødes i systemet på et senere tidspunkt, hvor elprisen er høj. Derved kan vindkraften indirekte få en prisdæmpende effekt også i timer, hvor vindkraftproduktionen er lav.

Vindkraftens værdi vil i et markedsbaseret system være udtrykt som den værdi, produktionen har i markedet, altså direkte udtrykt i elprisen. Den pris, som vindmøllen kan afsætte sin produktion til i markedet, kan betragtes som den samfundsøkonomiske værdi af vindmølleproduktionen[9].

Figuren nedenfor viser sammenhængen mellem vindkraftproduktionen i Vestdanmark og elmarkedsprisen i samme område i 2011. Det fremgår, at elprisen generelt er lavere, når det blæser meget, hvilket skyldes at vindkraften fortrænger de dyreste værker fra markedet. Når vindkraftproduktion er nul, er elprisen i gennemsnit ca. 39 øre/kWh (godt 50 Eur/MWh) og ved max produktion på 2500 MW er elprisen i gennemsnit ca. 30 øre/kWh (ca. 40 Eur/MWh).




*Figur 3: Sammenhæng mellem vindkraftproduktion i Vestdanmark og elmarkedsprisen i Euro per MW. PF Bach 2012: Statistical survey 2011 (p. 18)*

Antallet af timer med meget lave priser på elmarkedet kan bruges som indikator for udfordringerne med at integrere vind[10][11].

[9] I en cost-benefit analyse skal værdien af den solgte produktion holdes op mod omkostningen ved at opføre og vedligeholde vindmøllen

[10] En mere præcis, men mere kompliceret indikator, er at sammenligne den gennemsnitlige elmarkedspris over året, som vindkraft kan afsætte sin produktion til, med den gennemsnitlige pris som en forbruger kan købe el til på elmarkedet. På den måde fås et præcist billede af vindkraftens nytte for elsystemet.

[11] Der findes så vidt vides ikke en definition på lave eller høje elpriser. Hvis man skal lave en sådan definition kunne det fx ske ud fra de marginale produktionsomkostninger for nøgleteknologier i elmarkedet. Det præcise niveau vil så afhænge af bl.a. brændselspriser og $CO_2$-priser:
Høje elpriser: Elprisen ligger over den marginale omkostning for at producere el på grundlast kondenskraftværk.
Lave elpriser: Elprisen ligger under den marginale omkostning ved at producere el på kraftvarmeanlæg.

Nulpriser på elektricitet i dag

Nulpriser (eller sågar negative priser[12]) optræder i elmarkedet, når der udbydes mere elektricitet til prisen nul end summen af forbrug og eksport. Nulpriser forekommer allerede i dag i begrænset omfang. Dette sker i reglen når, der er stor elproduktion i forhold til forbruget og samtidigt begrænset overføringskapacitet på udlandsforbindelserne. De fleste nulpriser forekommer om natten i vinterhalvåret (Ea, 2009a[13]).

| År | Vestdanmark | Østdanmark | Vindkraftandel |
|---|---|---|---|
| 2002 | 30 | 0 | 12% |
| 2003 | 83 | 1 | 12% |
| 2004 | 1 | 4 | 16% |
| 2005 | 16 | 7 | 18% |
| 2006 | 28 | 5 | 13% |
| 2007 | 85 | 30 | 18% |
| 2008 | 28 | 9 | 19% |
| 2009 | 55 (9) | 4 (0) | 18% |
| 2010 | 12 (11) | 6 (5) | 20% |
| 2011 | 18 (15) | 17 (14) | 28% |
| 2012 (til 21. sep) | 7 (7) | 6 (6) | 28% |

*Tabel 1: Antal timer med nulpriser i perioden 2002-2010 samt vindkraftens andel af den samlede elproduktion. For 2009 og 2010 er angivet andelen af timer med negative priser i parentes[14] Data fra 2012 går frem til september 21. Se også Energistyrelsen, 2011[15].*

Ser man på udviklingen i antallet af timer med nulpriser de seneste 10 år, er der ikke sket en nævneværdig stigning i antallet på trods af, at vindkraftandelen i samme periode er vokset. Dette hænger formentligt sammen med, at der i samme periode er gennemført forbedringer af markedet herunder mere fleksibelt samspil mellem vind og kraftvarme, udbygning med transmissionskapacitet og bedre vilkår for at anvende el til varmeproduktion. Det bemærkes, at der i 2003 og 2007 forekom flere timer med nulpriser end i de øvrige år. Dette kan skyldes tilfældigheder (mange timer med lavt elforbrug i kombination med høj vindkraftproduktion) eller

Meget lave elpriser: Elprisen ligger under den marginale omkostning ved at producere varme på varmekedel. Dvs. elprisen er så lav at det kan betale sig at bruge el direkte til produktion af varme.

[12] Negative elpriser kan bl.a. optræde, fordi størstedelen af alle VE producenter modtager et produktionstilskud oveni elmarkedsprisen. Fx får samtlige vindmøller der er nettilsluttet i 2000 og frem pristillæg. Derfor kan det betale sig for disse producenter at byde ind i elmarkedet til en negativ pris, for at være sikker på at få udløst tilskuddet.

[13] *"Bedre integration af vind - Sammenfatning: Analyse af elpatronloven, treledstariffen for mindre kraft-varmeanlæg, afgifter og andre væsentlige rammebetingelser",* Ea energianalyse, 2009

[14] Negative elpriser blev indført på elbørsen Nord Pool Spot 30. november 2009.

[15] "Vindkraft og eloverløb" (dokumentations- og baggrundsmateriale til de energipolitiske forhandlinger om regeringens Energistrategi 2050), J.nr. 3401/1001-2921, Energistyrelsen, maj 2011

udfald af transmissionsledninger. Årsagen er ikke undersøgt nærmere i denne rapport, da der ikke er tale om en generel tendens.

# 4 Forventning til elprisens udvikling

I forbindelse med Ea Energianalyses arbejde for bl.a. Klimakommissionen er der foretaget modelberegninger med elmarkedsmodellen Balmorel. Formålet har været at vise, hvordan elpriserne kunne se ud i 2020 og 2050, og herunder hvor stort problemet med lave priser og nulpriser forventes at være i fremtiden.

Klimakommissionens forskellige fremtidsbilleder ligger tæt op af den nuværende regerings visioner for udviklingen, og derfor anvendes her kommissionens fremskrivninger til at give et billede af den forventede udvikling i elpriserne.

## 4.1 Fremskrivning af elpriser i 2020

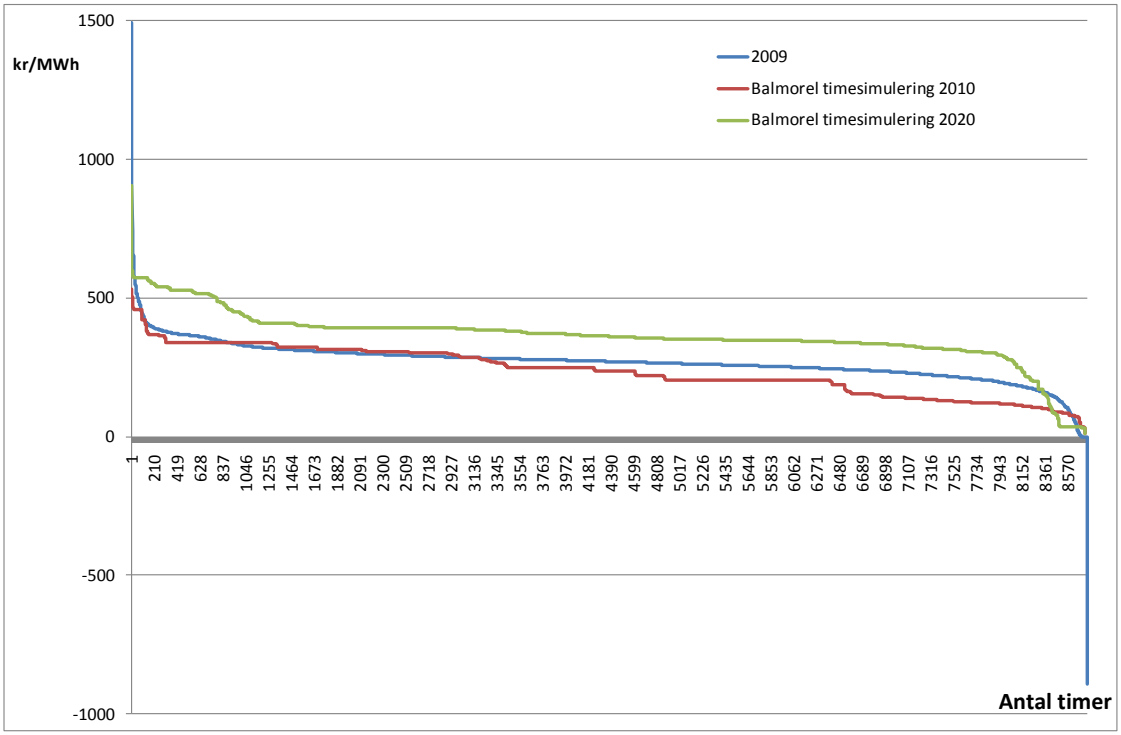
Modelberegningerne for Klimakommissionen er baseret på en fremskrivning af det danske energisystem, hvor der sker en betydelig udbygning med vindkraft frem til 2020 svarende til forudsætningerne i Klimakommissionens forløb A. Her er vindkraftproduktionen øget fra knap 7 TWh i 2009 til ca. 17 TWh i 2020 – primært via opstilling af nye havvindmølleparker[16]. Desuden omstilles en betydelig del af de danske kulkraftværker til biomasse ligesom biogas forudsættes at spille en betydelig rolle i det decentrale kraftvarmeområde. Danmarks nabolande antages at opfylde deres EU målsætninger for 2020 bl.a. ved at udbygge med vindkraft.

Udbygningen med store mængder vindkraft i Danmark og i nabolande forventes at føre til mere fluktuerende elpriser. Det skal bemærkes at der også i fremskrivningen indgår tiltag som virker dæmpende på fluktuationen, bl.a. udbygning med yderligere transmisisonskapacitet mellem Danmark og nabolande[17]. Derudover indgår der en vis omstilling til varmepumper/elpatroner i fjernvarmesektoren[18] ligesom der indgår en mindre udvidelse af elforbruget til elbiler og til individuelle varmepumper[19].

Fremskrivningerne ville således se en smule anderledes ud end i figur 4, hvis det antages, at der ikke udføres yderligere vindintegrationstiltag.

[16] Til sammenligning forventes produktionen fra vindkraft i "Vores energi" at være på cirka 22 TWh i 2020
[17] Skagerrakforbindelse til Norge, forstærkning ml. Vestdanmark og Tyskland og etablering af Cobra-kabel mellem Vestdanmark og Holland.
[18] Centrale varmepumper med elkapacitet på ca. 90 MW og elpatroner med elkapacitet på ca. 290 MW. Energinet estimerer, at der i dag er ca. 250 MW elkedler i Danmark (Energinet.dk , 2011: Fremme af prisfleksibelt elforbrug for små og mellemstore kunder).
[19] Godt 1 TWh ud af et samlet forventet elforbrug på ca. 37TWh i 2020. I 2010 var elforbruget godt 35 TWh .

Figuren nedenfor viser en sammenligning af de faktiske elpriser i 2009 med modelberegnede elpriser for 2010 og 2020. Modellens priser er beregnet for et normalt nedbørsår og med forudsætning om "perfekt" kendskab til fremtiden. Der indgår således ikke uforudsete hændelser, fx udfald af kraftværker eller lignende, som det er tilfældet i det virkelige elmarked, som fx kan give særligt høje elpriser. Modellens elpriser kan derfor bedst sammenlignes med Nord Pool spotprisen. Når man går ind i driftsdøgnet, vil variationen i elprisen derfor øges udover, hvad modellen viser.




*Figur 4: Sammenligning af faktiske elpriser i 2009 med modelberegnede elpriser for 2010 og 2020.*

Som det ses i figuren, vil elpriserne generelt lægge sig på et højere niveau i 2020 end i dag. Det skyldes, at de konventionelle kul- og gaskraftværker i reglen er prissættende, og med stigende brændsels og $CO_2$-priser øges deres marginale produktionsomkostninger. Derudover vil frekvensen af timer med meget lave elpriser stige noget. Der vil dog ikke være tale om en meget radikal ændring i prismønsteret i 2020 i forhold til i dag. I alt er der ca. 309 timer i 2020 med elpriser under 10 øre/kWh (181 timer i 2009).

Beregningerne peger således samlet set på, at der ikke vil forekomme markant større prisvariationer end i dag.

## 4.2 Fremskrivning af elpriser i 2050

I forbindelse med Klimakommissionens arbejde er der tilsvarende lavet modelberegninger af den forventede udvikling i elprisen ved en stor andel af vindkraft i systemet frem til 2050. Beregningerne viser betydelige prisvariationer i forhold til det nuværende elsystem og i forhold til beregningerne for 2020.

I 2050 analysen indgår en lang række tiltag, som bl.a. tjener til at integrere vind:

- Fordobling af udvekslingskapacitet med udlandet
- Etablering af varmepumper og elpatroner i fjernvarmesystemet i stort omfang (ca. 18 PJ/5 TWh elforbrug)
- Individuelle varmepumper (ca. 18 PJ/5 TWh elforbrug)
- Udbygning med varmelagre i fjernvarmesystemet (ekstra 30.000 MWh, ca. fordobling af kapaciteten i forhold til i dag)
- Fleksible elbiler og andre eldrevne køretøjer (83 PJ/23 TWh elforbrug)
- Produktion af biomassebaserede transportbrændsler med en vis fleksibilitet (43 PJ/12 TWh)
- Dynamiske produktionsenheder (fx gasturbiner og motorer på biogas) I alt godt 6000 MW termisk kapacitet hvor lidt over 5000 MW er gasturbiner eller gasmotorer
- Øget fleksibilitet i elforbrug i industrien (ca. 90 PJ/25 TWh anvendes i industrien). Bl.a. mulighed for skift til kedler på biomasse.

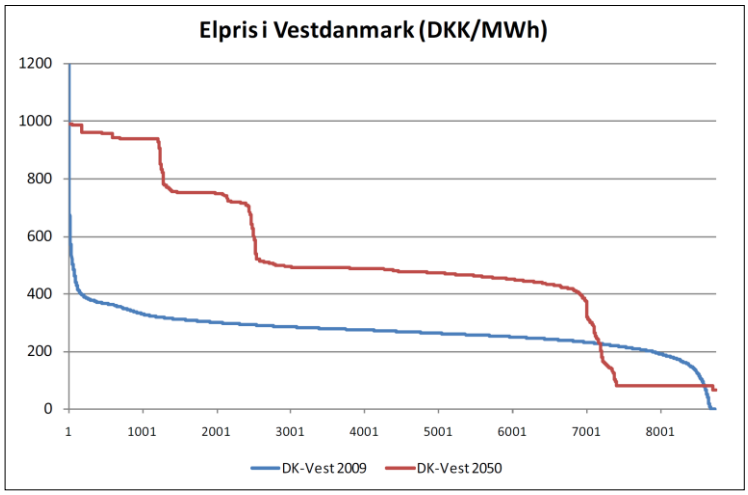
Disse tiltag bidrager tilsammen med en kraftig forøgelse af det samlede elforbrug, der forventes at være omkring to en halv gange så stort som i dag. Såfremt tiltagene ikke indgår, vil prismønsteret være mere fluktuerende end i Figur 5, og nytten af vindkraften være mindre. I det hele taget vil der være tale om et anderledes elsystem, idet det samlede elforbrug uden tiltag også vil være væsentligt lavere, hvilket igen vil have indflydelse på, hvor meget vindkraft det vil være rentabelt at etablere.

Figuren nedenfor viser fordelingen af elpriserne i Vestdanmark i hhv. 2009 og 2050 beregningen. Prisen i 2050 forventes at svinge mellem næsten ca. 100 kr./MWh (tæt på 0[20]) og 1.000 kr./MWh. Når priserne nogle gange er meget høje, hænger det sammen med to forhold: dels at brændselspriserne forventes at stige (også på biomasse), dels at vindmøllerne fortrænger

[20] Der indgår en variabel drifts og vedligeholdelsesomkostning på vindmøllerne, som betyder, at elprisen ikke går helt i nul.

grundlaget for grundlastproduktion således at dyrere spids- og mellemlastanlæg producerer, når vindmølleproduktionen er lav.

I Vestdanmark er der ca. 1.400 timer, hvor ikke al elproduktion fra vindmøller kan udnyttes. Selv ikke med de tiltag nævnt ovenfor, som bidrager til at integrere vind. I alt er det derfor nødvendigt at afskære ca. 5 % af den potentielle vindkraftproduktion i Danmark, svarende til ca. 14 PJ.




*Figur 5 Varighedskurve for elpriser i Vestdanmark beregnet med Balmorel for 2050 sammenlignet med elpriser i 2009 (Ea e.a., 2010)*

## 4.3 Elsalgs- og købspriser

Den pris som produktionsteknologierne kan sælge el til udtrykker deres værdi for elsystemet. Ved at sammenholde den gennemsnitlige indtægt per solgt kWh med teknologiernes tilsvarende produktionsomkostning, kan man vurdere, om det er rentabelt at investere i dem.

I forbindelse med arbejdet for Klimakommissionen blev det analyseret, hvilke elpriser forskellige elproduktionsteknologier og elforbrugere hhv. sælger og køber el til på et nordeuropæisk marked. Disse fremgår af tabellen nedenfor.

| Produktion | Vestdanmark |
|---|---|
| Havvind | 35-37 |
| Landvind | 45 |
| Solceller | 53* |
| Bølgekraft | 37 |
| Biogas fællesanlæg | 60 |
| Biogas turbiner | 97 |
| Biogas CC | 83 |
| Træflis udtagskraftværker | 96 |
| Forbrug | Vestdanmark |
| Klassisk forbrug | 52 |
| Centrale elpatroner | 33 |
| Centrale varmepumper | 35-46 |
| Individuelle varmepumper | 54 |
| Elbiler | 35-46 |
| Biobrændselsproduktion | 35 |

*Tabel 2. Gennemsnitlige elmarkedspriser i øre/kWh, beregnet vha. timesimuleringer for 2050 for det ambitiøse fremtidsforløb A, med el- og varmemodellen Balmorel. Når der er angivet intervaller indikerer dette forskelle pga. variationer i virkningsgrad, produktions/forbrugsprofil eller variable D&V-omkostninger.*På grund af en modelfejl kan der ikke udledes priser for solcelleproduktion i Vestdanmark, prisen er derfor estimeret på baggrund af pris for Østdanmark.*

For produktionsteknologierne viser tabellen tydeligt, at den fluktuerende elproduktion fra VE-kilderne får en lavere betaling for el end de biomassebaserede regulerbare elproduktionsteknologier. Den højeste pris modtager biogasturbiner, som grundet en høj produktionsomkostning og begrænsning på den årlige brændselsressource kun byder ind i elmarkedet i de dyreste timer. Den gennemsnitlige betaling er derfor meget tæt på de højeste elpriser. Havvind, som er den største kilde til fluktuerende elproduktion, modtager derimod den laveste gennemsnitlige betaling på ned til 35 øre/kWh. Landvind har en lidt anden produktionsprofil, og modtager derfor i Vestdanmark en lidt højere betaling.

På lignende måde gælder det for forbruget, at nye elforbrug er i stand til at udnytte timer med lave elpriser, og derfor opnår en lav gennemsnitlig elpris ift. det mere ufleksible, klassiske elforbrug. Prisen for det klassiske elforbrug ligger med 52 øre/kWh en anelse over det simple tidsvægtede gennemsnit, som er 51 øre/kWh. Centrale elpatroner og varmepumper, elbiler og elforbrug til biobrændselsproduktion er i stand til i høj grad at tilpasse deres elforbrug til den fluktuerende vindproduktion fra havmøller, og deres gennemsnitlige elpris ligger derfor meget tæt op ad den betaling, som havmøllerne modtager.

Sammenlignes elprisen, som hhv. centrale og individuelle varmepumper betaler for deres elforbrug, observeres der en forskel på op til 19 øre/kWh til fordel for de centrale varmepumper. Dette er en indikator for værdien af at kunne tilpasse varmeproduktionen til den aktuelle elpris. De centrale varmepumper har afhængig af deres placering mulighed for at udnytte varmelagre eller alternative varmeproduktion for at undgå elforbrug, når elprisen er høj.

# 5 Tiltag til integration af vind

Som det fremgik af foregående kapitel, er udfordringerne ved integration af vind ikke presserende på kort sigt, fordi mulighederne for at indpasse vindkraft i det nuværende system er gode, og fordi der allerede er iværksat initiativer til integration af vind, fx i form af konkrete planer om øget udbygning af transmissionskapacitet til udlandet (se fodnote i afsnit 4.1). Frem mod 2020 vurderes fjernvarmesektoren at kunne levere et betydeligt bidrag til vindkraftindpasning, bl.a. ved øget anvendelse af turbine by-pass, varmelagring og brug af varmepumper og elpatroner. Frem mod 2050 forventes udfordringerne derimod at vokse, og det vil være nødvendigt med udnyttelse af forskellige vindintegrationstiltag.

I det følgende gennemgås forskellige løsninger til håndtering af de tre hovedudfordringer forbundet med at integrere vind. Efterfølgende sættes de forskellige løsninger ind i en tidsmæssig kadence i forhold til, hvornår det økonomisk vurderes hensigtsmæssigt at bringe dem i spil.

## 5.1 Tiltag til at sikre værdi af vinden, når det blæser meget - udfordring 1

Perioder med meget vind og deraf afledt høj vindkraftproduktion kan både forekomme i kortere perioder af et par timers varighed, eller kan strække sig over flere dage. Typisk vil der dog være tale om perioder af længere varighed.

Udveksling med nabolande, vandkraft som lager for vind

Historisk har den markedsbaserede udveksling med Danmarks nabolande været et af de vigtigste midler til integration af vindkraftproduktionen. Handel mellem Danmark og Norge/Sverige har været et meget effektivt virkemiddel til at sikre værdi af vindkraft. Handel med el bidrager til at udjævne svingninger i elforbrug og produktion på tværs af lande og sørger for, at det altid er de billigste elproduktionsanlæg, der er i drift. Via elmarkedet fungerer de nordiske vandkraftværker derfor som et billigt og effektivt energilager for vindkraft. Når elpriserne er lave på grund af meget vindkraft i systemet tilbageholder de produktion, og omvendt skruer de op for produktionen, når elpriserne er høje.

I nordisk sammenhæng udgør vindkraft stadig et temmelig begrænset bidrag til den samlede forsyning, og mulighederne for at indpasse vind via vandkraftlagring er store. I første omgang vil det formentligt være udvekslingskapaciteten mellem de nordiske lande og internt i Norge og

Sverige, som vil blive begrænsende for at udnytte potentialerne for at handle vind- og vandbaseret el på tværs af grænserne. Vestdanmark er i dag forbundet med Norge og Sverige over hhv. Skagerrak og Kattegat og Østdanmark til Sverige via Øresund.

**Udbygning med eltransmissionskapacitet** vil derfor også fremadrettet være et vigtigt virkemiddel til at integrere vindkraft.

Energinet.dk er pt. i gang med at opgradere Skagerrakforbindelsen så kapaciteten fra 2014 vil være øget fra ca. 1000 MW til 1700 MW. Derudover undersøger Energinet.dk muligheden for at forstærke transmissionsnettet mellem Jylland og Tyskland, det såkaldte "COBRA-cable" mellem Jylland og Holland samt en ny forbindelse mellem Sjælland og Tyskland i tilknytning til vindmølleparken Kriegers Flak. Energinet.dk har også undersøgt perspektiverne i endnu en Storebæltsforbindelse, men analyserne peger på, at det ikke umiddelbart vil være en samfundsøkonomisk rentabel investering[21].

Øge samspillet mellem el- og varmesystemet og reducerer varmebunden produktion

En meget stor del af den danske elproduktion er koblet sammen med fjernvarmeproduktion. Med undtagelse af få anlæg har alle kraftværker i Danmark således mulighed for at producere kombineret el og fjernvarme. Dette giver visse bindinger i forhold til indpasning af vindkraft, fordi elproduktionen i et vist omfang er styret af varmebehovet.

De fleste centrale anlæg er såkaldte udtagsanlæg, der kan veksle imellem kun at producere el (såkaldt kondensdrift) og at producere el og fjernvarme. De mindre decentrale kraftværker er hovedsagligt såkaldte modtryksanlæg, der producerer el og varme i et bestemt forhold. De kan normalt kun producere el, når de samtidigt har mulighed for at afsætte varme.

I tilknytning til størstedelen af de danske kraftvarmeværker er der etableret varmelagre. Normalt er disse lagre dimensioneret til at gemme varme til ca. 8 timers produktion. Varmelagrene øger fleksibiliteten i elsystemet, så kraftvarmeanlæggene kan reducere eller stoppe produktionen af el og varme, når det blæser meget og i stedet forsyne varmekunderne fra varmelagrene.

[21] http://www.energinet.dk/DA/El/Nyheder/Sider/Ny-%C3%B8st-vest-elforbindelse-ikke-rentabel-p-%C3%A5nuv%C3%A6rende-tidspunkt.aspx . For en beskrivelse af planlagte infrastrukturprojekter i øvrigt henvises til Energinet.dk's Systemplan 2011 http://www.energinet.dk/SiteCollectionDocuments/Danske%20dokumenter/Om%20os/Systemplan_2011.pdf

**Større varmelagre** kan være en måde at øge fleksibiliteten yderligere på i et system med stor vindkraftandel og stor andel af kraftvarme.

I andre situationer kan det være nødvendigt helt at stoppe samproduktionen af el og varme. Produktion af kraftvarme er både miljømæssigt og økonomisk fornuftigt, så længe alternativet er varmespild, men for at udnytte strømmen fra vindmøllerne fuldt ud, vil det i stigende grad blive miljømæssigt og samfundsøkonomisk interessant at løsne denne binding. I kolde perioder, hvor vindmøllerne dækker elforbruget, kan kraftvarmeværkerne fx lade dampen gå uden om turbinen direkte til varmeproduktion, hvis de har installeret et såkaldt **'damp by-pass'**[22]. Når kraftvarmeværket anvender damp by-pass fungerer det i realiteten som en varmekedel. Et damp by-pass kan etableres forholdsvist billigt[23] (ca. 0,1 mio. kr. per MW), og løsningen har den fordel, at kraftvarmeværkets kedel holdes varm, så værket hurtigt kan vende tilbage til at producere el, når vinden løjer af.

En anden eller supplerende mulighed er at bruge el til at lave varme fx vha. centrale **elpatroner** eller **højeffektive varmepumper** tilkoblet fjernvarmesystemet. Varmepumpesystemer kan levere op til 4 gange mere varme målt i energienheder, i forhold til den elektricitet, de bruger og bidrager derfor til en høj samlet energiudnyttelse. Til gengæld indebærer de en betydelig investering. Alternativt kan man anvende elpatroner. Elpatroner er mindre effektive, da én enhed el bliver til én enhed varme, men de er til gengæld væsentligt billigere i indkøb. Varmepumper er derfor velegnede til drift i mange timer, mens elpatroner er en bedre økonomisk løsning til få driftstimer.

Da både elpatroner og varmepumper indebærer et øget elforbrug, vil disse løsninger give et større bidrag til at sikre værdi af vinden end turbine by-pass, som alene stopper eller reducerer elproduktionen.

I forhold til at bruge varmesystemet til at sikre værdien af vind er det relevant at notere, at afkølingen af boligmassen og dermed varmebehovet stiger i takt

[22] Damp by-pass er som udgangspunkt mest relevant på damp-turbine-kraftvarmeanlæg (i alt er der installeret ca. 5 GW i Danmark).

[23] Der er væsentlig forskel på de nødvendige ekstrainvesteringer for at etablere muligheden for dampturbine-bypass ved nye anlæg og den nødvendige investering ved en ombygning. Investeringen vil være stærkt afhængig af det konkrete anlæg, men det vurderes skønsmæssigt, at det vil koste ca. 25 mio. kr. at etablere muligheden for dampturbine-bypass på et mellemstort centralt kraft-varmeværk med en potentiel nedregulering på elsiden på omkring 250 MW. Det svarer til en omkostning på 0,1 mio. kr. per MW (Kilde: Ea Energianalyse, 2009: Indplacering af stigende mængder VE i elsystemet, Delrapport 2: Katalog over løsninger**)**

med vindhastigheden, hvilket er en positiv korrelation til øget vindenergiproduktionen.

Tilsvarende er der et betydeligt potentiale i industrien for fleksibelt elforbrug, som består i at udskifte nuværende anvendelse af brændsler (fx olie eller gas) til procesvarme med el via **elkedler eller eventuelt højtemperatur varmepumper**, når elpriserne er lave. I industrien opererer man imidlertid i reglen med tilbagebetalingstider, der er væsentligt kortere end i fjernvarmesektoren, og dette kan være en betydelig barriere for at udvikle potentialet for elpatroner og varmepumpeløsninger i industrien på kort sigt.

Lagring af el

En række teknologier har været diskuteret til **lagring af el lokalt** i Danmark, bl.a. trykluftslagre, batterier, svinghjul, vandkraftlagre og brintproduktion i kombination med brændselsceller. Alle teknologierne er teknisk tilgængelige, men temmelig investeringstunge, og desuden er det forbundet med ikke ubetydelige energitab at lagre større mængder energi. Ved storskala vindkraftindpasning kan det muligvis blive relevant med ellagre i lokale net, især hvis lagringsteknologiernes økonomi udvikler sig gunstigt.

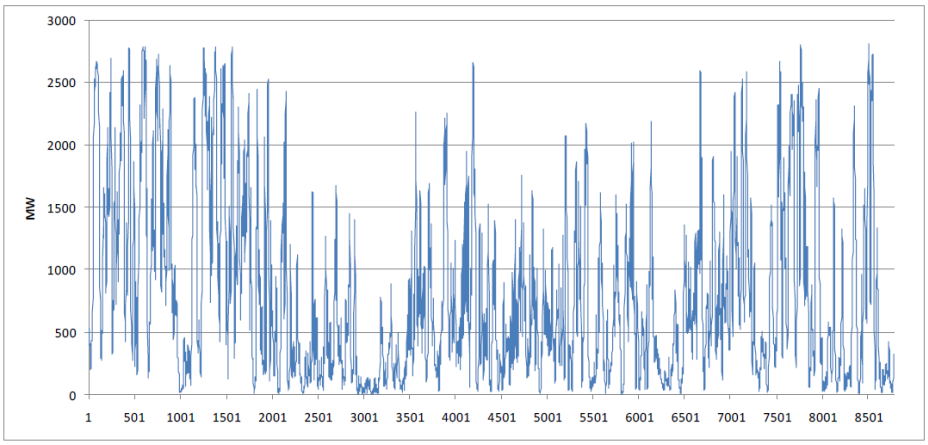
Samlet kan det vise sig mest økonomisk, at dimensionere et system med meget høj vindkraftandel således, at en mindre del af vindproduktionen på årsbasis planlægningsmæssigt går tabt[24], da alternativet kan være meget store investeringer i det omgivende system. Der er ikke nogen direkte omkostning ved at stoppe vindmøller. Hvis vindmøllen gennemsnitlige produktionsomkostningen er fx 40 øre/kWh og den sælger til 0 øre/kWh i den konkrete time indebærer det således et tab på 40 øre/kWh.

## 5.2 Tiltag til at sikre tilstrækkelig produktionskapacitet, når vinden ikke blæser - udfordring 2

Ligesom perioder med meget vind kan strække sig over flere dage, kan perioder med lave vindhastigheder også strække sig over længere perioder (dage, sågar uger). Det er derfor nødvendigt med løsninger, der kan bringes i spil i situationer, hvor vindkraftproduktionen er lav i mange dage i træk[25].

[24] Selv investeringer i billige integrationstiltag som fx elpatroner eller damp-by-pass kræver en vis mængde lave elpriser for at de er økonomisk rentable. Derfor vil det være økonomisk hensigtsmæssigt med et vist "overløb" af el.

[25] Som det fremgår af figur 6, var der i 2008 (tilfældigt år) en periode på ca. 10 dage i træk med meget lidt vindkraftproduktion (under 100 MW i gennemsnit).




*Figur 6: Elproduktion fra vindkraft. Timeværdier. Danmark 2008.*

Spørgsmålet om at sikre tilstrækkelig produktionskapacitet er en problemstilling i alle elmarkeder, men udfordringen forstærkes i et elsystem med meget vindkraft, fordi vindkraft reducerer indtjeningen fra de konventionelle kraftværker og kraftvarmeværker. Elmarkedspriserne skal derfor være højere end ellers i de perioder, hvor det ikke blæser, hvis det skal være attraktivt at investere i kraftværkskapacitet. Dette udgør en udfordring for elmarkedets funktion.

Teknisk set kan spørgsmålet om at sikre tilstrækkelig produktionskapacitet håndteres på flere måder: etablering af spidslastproduktionskapacitet, fx gasturbiner, bedre udnyttelse af eksisterende kapacitet fx via etablering af køletårne på decentrale kraftvarmeværker ,så de kan producere el, når der ikke er behov for fjernvarme, og via tættere integration af elsystem med nabolande (import af vandkraft).

Fleksibelt elforbrug fra fx elbiler eller individuelle varmepumper kan også blive interessante virkemidler på længere sigt, men de vil udelukkende kunne bruges som løsninger i kortere perioder af et par timers varighed. Hvis elbiler og varmepumper kan undlade at bruge el, når systemet er allermest anstrengt, fx i kogespidsen om aftenen, vil det dog kunne reducere behovet for investeringer i spidslastkapacitet.

Det er systemoperatøren Energinet.dk's opgave at sikre forsyningssikkerheden. Energinet.dk overvåger forsyningssikkerheden, bl.a. udtrykt i effektbalancen, som måler forventet spidsforbrug op mod tilgængelig produktionskapacitet.

Flere af de danske, kulfyrede kraftværksblokke har miljøbetingede driftsbegrænsninger, og inden for det seneste år er flere blokke taget

midlertidig eller permanent ud af drift. Derfor forventer Energinet.dk, at effektbalancen er negativ i Danmark 2016 og 2020, hvis man kun indregner sikre beslutninger om nye kraftværker. Norge, Sverige og Holland forventes dog at have effektoverskud. Derfor forventes et samlet overskud i Nordeuropa som helhed (Energinet.dk, Systemplan 2011).

Dog er der en del usikkerhed om situationen i Tyskland, hvor man ikke ved hvilke produktionsanlæg, der vil erstatte de ca. 20,000 MW atomkraft, som planlægges udfaset i perioden frem mod 2022. Derfor skriver Energinet.dk *"det er nødvendigt for Energinet.dk at følge yderligere op på effektsituationen i nabolandene for at sikre vished om tilgængelighed af importmuligheder."*

Energinet.dk noterer endvidere, at man vil *"videreudvikle metoder og indikatorer til vurdering af effektbalancen og energibalancen samt forberede handlingsmuligheder, hvis kapacitetsudviklingen vurderes at være kritisk for forsyningssikkerheden"* (Energinet.dk, Systemplan 2011). Væsentlige spørgsmål i den forbindelse kan være mulighederne for at indregne et bidrag af vindkraftproduktion i effektbalancen og håndtering af prisfleksibelt elforbrug.

Såfremt Energinet.dk vurderer, at effektbalancen er kritisk, har selskabet mulighed for at iværksætte udbud af ny kapacitet for at sikre effektbalancen eller indgå aftaler med aktører i elmarkedet om at holde kraftværker i beredskab, som aktørerne ellers ville tage ud.

## 5.3 Tiltag til balancering af vindkraft - udfordring 3

Løsninger til balancering af vindkraft er i et vist omfang de samme som løsninger til sikring af værdien af vind i perioder med meget vind. Hvor perioder med meget vind kan strække sig over flere dage, er udfordringen med balancering af vindkraft begrænset til kortere perioder af op til nogle timers varighed.

Gasturbiner og gasmotorer er særligt velegnede til at levere balancering, men også konventionelle kedelbaserede kraftværker, som anvender faste brændsler (kul eller biomasse), har gode muligheder for at levere balancering selvom fleksibiliteten er mindre end for gasturbiner og gasmotorer. Derudover kan elpatroner eller eldrevne varmepumper i fjernvarmesystemet også levere balanceringsydelser. Tættere integration med nabolandendes energisystemer vil ligeledes give adgang til flere kilder til balancer. Endelig kan der forventes et bidrag fra elbiler og varmepumper i takt med at disse

teknologier udbedres samt fra øvrigt fleksibelt elforbrug i husholdninger (fx køleskabe) og i industrien.

## 5.4 Forskellige virkemidlers bidrag til at integrere vind

De forskellige virkemidlers bidrag til håndteringen af hovedudfordringerne forbundet med integration af vindkraft er opsummeret i figuren nedenfor. De vigtigste tiltag er beskrevet nærmere i de særskilte baggrundsnotater.

Det skal bemærkes, at tabellen alene forholder sig til virkemidlernes egenskaber og ikke deres potentiale (i TWh/MW).

Det fremgår, at mange virkemidler er egnede til at balancere vind, mens antallet af virkemidler til at håndtere perioder med enten for meget eller for lidt vind i systemet er færre. Transmissionsforbindelser udmærker sig ved at i stort omfange at kunne bidrage til at løse alle tre problemer. Når det handler om at sikre værdi af vinden, er mulighederne for at integrere vind via fjernvarmesektoren desuden særligt interessante.

I forhold til at håndtere perioder, hvor det ikke blæser, er udfordringen at have tilstrækkelig produktionskapacitet (fx spidslastanlæg) og importmuligheder via udvekslingsforbindelser. Elforbrug med en hensigtsmæssig forbrugsprofil, eller elforbrug der kan flyttes i tid, kan understøtte tilpasningen af det samlede elforbrug til den skiftende vindkraftsproduktion. Det kan for både nyt og eksisterende elforbrug (varmepumper, elbiler m.m.) ske ved at undgå at aftage strøm de tidspunkter i døgnet, hvor elsystemet er mest presset.

| Virkemiddel | Sikre værdien af vind, når det blæser meget | Sikre tilstrækkelig kapacitet, når det ikke blæser | Balancering af vindkraft |
|---|---|---|---|
| Elbiler | XX | XX | XXX |
| Individuelle varmepumper | XX | X | XXX |
| Fleksibelt elforbrug husholdninger | X | XX | XXX |
| Fleksibelt elforbrug industri | X | XX | XXX |
| Fuel-shift industri (elkedler) | XXXX | X | XXX |
| Køletårn på DC-KVV | | XXX | XXX |
| Centrale varmepumper (til fjernvarmeproduktion) | XXX | XX | XXX |
| Centrale elpatroner (til fjernvarmeproduktion) | XXXX | X | XXXX |
| By-pass på KV værker | XXX | | XXX |
| Varmelagre | XXX | XX | XXX |
| Aktivering af nødstrømsanlæg | | XX | XX |
| Udbygning af udvekslingsforbindelser | XXXX | XXX | XXXX |
| Nye spidslastanlæg | | XXXX | XXXX |
| Stoppe vindmøller | X | | XXX |
| Produktion af drivmidler til transport | XXX | XX | XXX |

*Tabel 3: Opsummering af de forskellige virkemidlers egenskaber til håndteringen af udfordringerne forbundet med integration af vindkraft. X:Lille effekt, XX: Nogen effekt, XXX: Betydeligt effekt, XXXX: Meget betydelig effekt*

# 6 Potentialevurdering

Der er stor forskel på de forskellige løsningselementers potentielle rolle og funktion, samt hvornår de bliver relevante at indfase i energisystemet. I det følgende vurderes potentialet for de forskellige tiltag efterfulgt af en beskrivelse af økonomien i de forskellige tiltag og tidsperspektivet for udviklingen.

Potentialevurderinger er opsummeret i Tabel 4.

Tabel 4 angiver desuden hvorvidt, det er udfordringerne med integration af vindkraft, der er drivkraft for teknologiens udbredelse, eller der er andre faktorer, der spiller en større rolle. For en uddybende beskrivelse af de enkelte tiltag henvises til de tilhørende baggrundsnotater.

| Virkemiddel | Potentiale og funktion | Er hovedformålet integration af vind? | Andre formål |
|---|---|---|---|
| Elbiler | Potentialet for udbredelse af elbiler er stort på langt sigt, da elbiler potentielt kan erstatte alle køretøjer med forbrændingsmotorer.<br>På kort sigt vil gennemslaget være mindre, og 100.000 elbiler frem mod 2020 vil formentlig være en optimistisk prognose.100.000 elbiler med et årligt elforbrug på 2000 kWh, svarer til et årligt energiforbrug på 0,2 TWh (0,7 PJ).<br>Elbilerne kan bidrage til balancering og ved at undlade opladning i spidslastperioder kan de også i nogen grad indirekte bidrage til at håndtere perioder med lav vindkraftproduktion. Derimod har elbilerne kun meget begrænset mulighed for at øge deres opladning i perioder med meget vind. | X | Reducere olieforbruget i transportsektoren |
| Individuelle varmepumper | I Klimakommissionens fremskrivninger er det vurderet, at potentialet for forbruget fra individuelle varmepumper på sigt udgør 18 PJ. Frem mod 2020 vurderer Energistyrelsen at elforbruget til individuelle varmepumper stiger til ca. 6 PJ uden nye tiltag.<br>Individuelle varmepumper vil formentlig have omtrent samme funktion i forhold til at integrere vind som elbiler. | X | Reducere anvendelse af olie og gas til individuel opvarmning |
| Fleksibelt elforbrug husholdninger (ekskl. elbiler og varmepumper) | Potentialet for fleksibilitet i det eksisterende elforbrug vurderes at udgøre op mod 12-13 PJ. Eksklusive det nuværende forbrug af elvarme er potentialet ca. 8 PJ. Dette potentiale vil allerede kunne realiseres på kort sigt frem til 2020, men vil realistisk først blive realiseret på længere sigt. Forbruget vil primært kunne flyttes i kortere tidsintervaller på minutter eller få timer (fx køl/frys) og vil derfor primært kunne bidrage med balancering af vind. | XXX | Reducere forbrug af dyr el produceret på spidslastanlæg |
| Fleksibelt elforbrug industri | Ud af det nuværende samlede elforbrug i industrien vurderes 15 PJ potentielt at kunne blive fleksibelt i et eller andet omfang. Denne fleksibilitet kan potentielt udnyttes på kort sigt hvis det vurderes at være økonomisk rentabelt. Størstedelen kan kun flyttes i kortere tidsintervaller på minutter eller timer og vil derfor hovedsagligt kunne bidrage med balancering af vind. | XXX | Reducere forbrug dyr el produceret på spidslastanlæg |
| Fuel-shift industri (elkedler) | Det største potentiale for fremtidigt fleksibelt elforbrug i industrien består formentligt i at udskifte nuværende anvendelse af brændsler til procesvarme med el, når elpriserne er lave. Ca. 50 PJ brændsel vurderes at kunne erstattes med el via elkedler eller el-heatere. Antages elprisen på længere sigt at være tilstrækkelig lav i ¼ af årets timer til, at virksomhederne vil substituere brændsler med el, vil det indebære et nyt årligt elforbrug på 12,5 PJ (ca. 3,5 TWh). Dette elforbrug kan bidrage til at skabe værdi af vinden, når det blæser meget. Herudover vil fuel-shift også kunne anvendes til balanceringen af vindkraft. Fuel-shift vurderes at være mindre relevant som løsning på kort sigt, og først meget relevant på langt sigt efter 2035.<br>Hvis el ligeledes anvendes i industrien til (lokal eller central) produktion af brint, som erstatning for fx naturgas kan potentialet øges med yderligere ca. 23 PJ. | XXX | Reducere anvendelsen af brændsler til procesvarme |

| | | | |
|---|---|---|---|
| Køletårn på DC-KVV | Elproduktionen på de decentrale kraftvarmeværker foregår i dag primært på såkaldte modtryksanlæg, som kun kan producere el, når der samtidigt leveres varme. Ved at etablere køletårne på disse anlæg har de mulighed for at producere el afhængigt af behovet for varme. Dette kan fx være relevant i sommerperioder, hvor el efterspørgslen er relativt høj og vindproduktion er lav. | XX | Muliggøre større indtjening i elmarkedet. |
| Centrale varmepumper (til fjernvarmeproduktion) | Med afsæt i Klimakommissionens arbejde vil det være en rimelig antagelse, at 40 % eller mere af fjernvarmeproduktionen produceres med varmepumper. Det vil medføre et elforbrug på ca. 16 PJ og en elforbrugskapacitet godt 1000 MW. Frem mod 2020 vil udbygningen næppe være mere end 1/10 af dette niveau. Varmepumperne vil køre ved normale og lave elpriser og vil derved kunne bidrage til at øge værdien af vindkraften. Ligeledes vil de kunne levere balanceringsydelser. | XX | Reducere anvendelsen af brændsler til fjernvarmeproduktion |
| Centrale elpatroner (til fjernvarmeproduktion) | Med afsæt i Klimakommissionens arbejde vil det være en rimelig antagelse, at op mod 10 % af fjernvarmeproduktionen produceres fra elpatroner svarende til et elforbrug på ca. 12 PJ. Benyttelsestiden vil være væsentligt lavere end for varmepumper og elpatronernes eleffekt derfor tilsvarende større, op mod 7000 MW. Frem til 2020 forventes der dog kun en moderat udbygning. | XXXX | Reducere anvendelsen af brændsler til fjernvarmeproduktion |
| By-pass på KV værker | By-pass kunne etableres på alle store kraftvarmeværker. Kan bidrage til at øge nytten af vindkraft og til balancering da værkerne hurtigt kan skifte fra KV-drift til by-pass og omvendt. Omvendt kan den ikke bidrage med kapacitet i perioder hvor vinden ikke blæser og kan således ikke stå alene som initiativ. By-pass er et virkemiddel der forventes allerede at blive udnyttet på kort sigt. | XXXX | |
| Varmelagre | Potentialet for øget udnyttelse af varmelagre er stort, da den primære begrænsning for udnyttelsen er omkostningerne forbundet med etablering og drift af lageret. Varmelagre kan allerede sættes i spil som løsning på kort sigt, men en stor udnyttelse er realistisk først relevant på længere sigt efter 2030 i takt med at udfordringerne ved vindintegration øges. | XXX | Øge produktion på kraftvarmeanlæg (reducere behovet for spidslast), integration af solvarme, |
| Aktivering af nødstrømsanlæg | Kan levere produktionskapacitet i anstrengte situationer med højt elforbrug ingen vind, samt til balancering i kritiske situationer. Det vurderes, at der i Danmark er et potentiale på ca. 400 MW nødstrøm. Ligesom for en stor del af de øvrige virkemidler vil potentialet kunne udnyttes allerede på kort sigt, men det vurderes først at blive rigtig relevant på langt sigt i takt med at udfordringerne stiger. | XX | Teste at anlæggene virker. |
| Udbygning af udvekslingsforbindelser | Udvekslingskapaciteten til udlandet er i dag ca. 5500 MW. Yderligere udbygning i form af planlagte og analyserede forstærkninger til Norge, Tyskland og Holland kan øge kapaciteten med næsten 3000 MW til ca. 8300 MW. På længere kan man sagtens foretage yderligere forstærkninger herudover. Udvekslingsforbindelser kan bidrage til både til at skabe værdi af vind, håndtere perioder uden vind og til balancering. | XX | Give adgang til billigere forsyningsmuligheder, forbedre konkurrence i elmarkedet, adgang til billigere balanceringsydelser, forsyningssikkerhed |

| | | | |
|---|---|---|---|
| Nye spidslastanlæg | Gasturbineanlæg (single cycle) er interessante som spidslastanlæg pga. gode balanceringsmuligheder og relativt korte opstartstider i forhold til for eksempel kulkraftværker. Potentialet er økonomisk begrænset og vil afhænge af mulighederne for at anvende øvrige tiltag til at sikre balance i elsystemet, når det ikke blæser. | XX | Også i et termisk baseret elsystem er der behov for spidslastanlæg, men behovet øges med store mængder vindkraft. |
| Stoppe vindmøller, når det blæser meget | "Last resort" tiltag til at håndtere situationer, hvor vindkraftproduktionen overstiger forbrug og eksportmuligheder. | XXX | |
| Produktion af drivmidler til transportsektoren | Anvendelse af el til produktion af alternative drivmidler som brint og methanol kan vise sig attraktivt på længere sigt. Elforbrugsfleksibiliteten på sådanne anlæg må formodes at være meget betydeligt sammenlignet med fx elbiler. Produktion kan således stoppe i perioder med lav vind og høje elpriser og anlæggene vil også kunne bidrage til balancering af vindkraft. Det langsigtede potentiale vil bl.a. afhænge af i hvilket omfang, det lykkedes at udvikle billige og energitætte batterier til elbiler. | XX | Produktion af drivmidler med henblik på at fortrænge olieprodukter. |

*Tabel 4: Potentialevurdering for de forskellige tiltag til integration af vindkraft*

X: Ingen eller lille effekt
XX: Nogen effekt
XXX: Betydelig effekt
XXXX: Meget betydelig effekt

## 6.1 Økonomi for forskellige tiltag

I nedenstående tabel er lavet en overordnet vurdering af samfunds- og selskabsøkonomien i de forskellige tiltag i perioden frem mod 2020.

| | Økonomi i dag | |
|---|---|---|
| **Virkemiddel** | **Samfund** | **Selskab** |
| Elbiler | X | XX |
| Individuelle varmepumper | XXX | XXX |
| Fleksibelt elforbrug hushholdninger | X | X |
| Fleksibelt elforbrug industri | XX | XX |
| Fuel-shift industri (elkedler) | XX | X |
| Køletårn på DC-KVV | X | X |
| Centrale varmepumper (til fjernvarmeproduktion) | XX | X |
| Centrale elpatroner (til fjernvarmeproduktion) | XX | XX |
| By-pass på KV værker | XXX | XXX |
| Varmelagre | XX | XX |
| Aktivering af nødstrømsanlæg | XXX | XXX |
| Udbygning af udvekslingsforbindelser | XXX | XXX |
| Nye spidslastanlæg | X | X |
| Stoppe vindmøller, når det blæser meget | X | XX |
| Produktion af drivmidler til transport | X | X |
| X: Ikke rentabel<br>XX: Tæt på rentabel<br>XXX: Rentabel | | |

*Tabel 5 Vurdering af den samfundsøkonomi og selskabsøkonomi i tiltag til integration af vind*

Forbedret økonomi på sigt.

For de fleste af tiltagene gælder det, at økonomien vil blive forbedret på sigt, efterhånden som elsystemet udvikler sig.

Fx gælder det for elbiler, at den samfundsøkonomiske omkostning ved elbilen i dag er betydeligt højere end besparelserne. Det skyldes primært prisen på batteriet. På indtægtssiden udgør sparet diesel den væsentligste indtægt, mens fleksibel ladning og systemydelser er af mindre betydning. I 2030 ser regnestykket omvendt fordelagtigt ud for elbilen, primært fordi prisen på batterier forventes at falde kraftigt. Værdien af fleksibel ladning og værdien af systemydelser forventes ligeledes at stige, men udgør dog samlet set under 20 % af de samlede indtægter for elbilen. For yderligere uddybning af økonomien i elbiler se det tilhørende baggrundsnotat.

Et andet eksempel, på at økonomien på sigt kan blive mere fordelagtig, er centrale varmepumper og elpatroner. Her viser en undersøgelse fra Aalborg Universitet at der er store samfundsøkonomiske besparelser at hente ved allerede nu at investere i centrale varmepumper på eksisterende kraftværker. De forventer således at der kan hentes en samfundsøkonomisk gevinst på i alt 1,7 mia. kr. frem til og med 2020, hvis der i perioden installeres 450 MW varmepumpekapacitet.

Beregninger som Ea Energianalyse har gennemført med elmarkedsmodellen Balmorel peger på at udbygning på ca. 150-200 MW varmepumpekapacitet kan være samfundsøkonomisk interessant frem mod 2020.

Selskabsøkonomisk er det til gengæld ikke rentabelt at investere i varmepumper på nuværende tidspunkt, hvilket blandt andet er belyst i en konkret undersøgelse af potentialet for installering af en varmepumpe til forsyning af fjernvarme i Aarhus.

## 6.2 Tidsperspektivet – behov for de forskellige tiltag

Behovet for fleksibilitet på kort sigt

De fleste analyser peger på, at der først på lidt længere sigt for alvor vil være brug for at tage nye og mere avancerede løsninger i brug. F.eks. er det i Klimakommissionens baggrundsrapport "Notat om udfordringerne ved en fremskyndet vindkraftudbygning" vurderet at en forceret udbygning med vindkraft på 400 MW om året frem mod 2020 ikke vil kræve fundamentale ændringer af elsystemet. Med de planer, der ligger for udbygning af det overordnede transmissionsnet, er der skabt et solidt fundament for at kunne indpasse de stigende mængder vind i samspil med udlandet frem til 2020, hvorimod der på længere sigt er behov for også at tage yderligere løsninger i brug. Frem til 2020 forventes fjernvarmesektoren at levere det væsentligste bidrag til vindkraftindpasning, bl.a. ved øget anvendelse af varmelagring og brug af varmepumper og el-patroner. Derudover kan der forventes en yderligere udvikling af centrale og decentrale kraftværkers mulighed for at levere balanceringskapacitet.

Af øvrige tiltag, der med fordel kan gennemføres i begyndelsen af perioden, kan nævnes konverteringen af individuel opvarmning med olie- og naturgasfyr til fjernvarme og varmepumper i takt med at anlæggene skal udskiftes. De ovenfor nævnte tiltag vurderes at være samfundsøkonomisk attraktive på den korte bane, og kan derfor igangsættes indenfor en kort tidshorisont. Her er den primære økonomiske driver dog ikke integration af vind, men substitution af brændsler.

Behovet på længere sigt

På længere sigt, efter 2020, vil behovet for fleksibilitet øges, hvis målet i "Vores Energi" om at el- og varmeproduktion skal være fossilfri i 2035 skal realiseres. En anden væsentlig faktor er udviklingen af vindkraft i Danmarks nabolande. Hvis vores nabolande også foretager en kraftig udbygning med vindkraft, kan det vanskeliggøre integrationen af vind i Danmark. Selvom der er en betydelig geografisk udglatningseffekt, er det stadig sådan, at når det blæser meget i Danmark, er der også stor sandsynlighed for, at det blæser i vores nabolande. Dermed kan fx eksportmulighederne blive begrænset, når det blæser meget.

Vigtige virkemidler efter 2020 vil formentligt være fortsat udbygning med transmissionsforbindelser og yderligere anvendelse af el til varmeproduktion i fjernvarmesektoren. Desuden må man forventes et øget udbredelse af individuelle varmepumper, som ligeledes vil give et bidrag til integration af vindkraft.

For nogle teknologiers vedkommende er det væsentligste argument for at udskyde en stor indfasning, at teknologien er dyr i dag. Det gælder fx elbiler som har meget høje omkostninger primært, fordi batterierne er dyre. Hvis den barriere fjernes og rækkevidden forbedres kan elbilerne spille en vigtig rolle i transportsektoren efter 2020 – og også en vis rolle i integrationen af vindkraft.

For andre teknologier handler det om, at der ikke er tilstrækkeligt med lave priser på kort sigt til, at det økonomisk er interessant at indfase dem frem mod 2020.  Det gælder fx installation af elkedler i industrien.

Derudover kan det for nogle tiltag have negativ miljømæssig effekt, hvis de indfases på kort sigt. Det er fx gældende for permanent omlægning af industriens fossile procesenergiforbrug til direkte elanvendelse. På 5-10 års sigt, hvor vindandelen i det samlede nordeuropæiske elsystem fortsat vil være begrænset, kan den miljømæssige effekt af en omlægning være negativ, fordi det ekstra elforbrug vil blive leveret fra fx kulkraftværker. Der er derfor kun ræson i at understøtte sådanne omlægninger, såfremt el kan konverteres til varme med god energiøkonomi via varmepumper, eller såfremt der er tale om kortvarige omlægninger ved lave elpriser, som led i en langsigtet omstilling mod det "intelligente" energisystem.

Det er således oplagt, at nogle elementer i en omstilling bør have prioritet i starten af perioden og andre i slutningen. Ligeledes er der nogle beslutninger,

der vil afhænge af fx den tekniske og økonomiske udvikling af nøgleteknologier, og som med fordel kan skydes i tid.

Nedenfor er lavet en opsummering af tidsperspektivet for de enkelte tiltag, hvor der er taget højde for teknologiernes økonomi og potentiale.

| Virkemiddel | 2012-2020 | 2020-2035 | 2035-2050 |
|---|---|---|---|
| Elbiler | X | XX | XXX |
| Individuelle varmepumper | XXX | XXX | XXX |
| Fleksibelt elforbrug husholdninger | X | X | XX |
| Fleksibelt elforbrug industri | X | XX | XXX |
| Fuel-shift industri (elkedler) | X | XX | XXX |
| Køletårn på DC-KVV | X | XX | XX |
| Centrale varmepumper (til fjernvarmeproduktion) | XX | XXX | XXX |
| Centrale elpatroner (til fjernvarmeproduktion) | XX | XXX | XXX |
| By-pass på KV værker | XXX | XX | XX |
| Varmelagre | XX | XXX | XXX |
| Aktivering af nødstrømsanlæg | XX | XXX | XXX |
| Udbygning af udvekslingsforbindelser | XX | XXX | XXX |
| Nye spidslastanlæg | X | XX | XXX |
| Stoppe vindmøller, når det blæser meget | X | X | XX |
| Produktion af drivmidler til transport | X | XX | XXX |
| X: Mindre relevant tiltag<br>XX: Relevant tiltag<br>XXX: Meget relevant tiltag | | | |

*Tabel 6: Tidsperspektivet for hvornår de forskellige tiltag til integration af vindkraft kan blive relevante. Tidsperspektivet behandles nærmere i de tilhørende baggrundsnotater.*

Det skal desuden nævnes, at der kan være områder eller teknologier, som Danmark har en særlig interesse i at fremme på den korte bane af hensyn til erhvervslivet, beskæftigelses- og "first mover" effekter, eller hvor en indsats er særlig vigtig for at overholde VE- og $CO_2$-forpligtelser, og hvor hensynet til omkostningseffektivitet og den tidsmæssige afhængighed derfor nedprioriteres. Dette forhold er der ikke taget hensyn til i tabellen ovenfor. I de tilfælde, hvor sådanne forhold er gældende, er de beskrevet i de tilhørende baggrundsnotater.

# 7 Referencer


Bach, Paul-Frederik (2012): *Statistical survey 2011: Wind Power in Denmark, Germany, Ireland, Great Britain and France*.

Ea 2009a: *Bedre integration af vind - Analyse af elpatronloven, treledstariffen for mindre kraft-varmeanlæg, afgifter og andre væsentlige rammebetingelser*, Ea Energianalyse, 2009

Ea 2009b: *Bedre integration af vind*, *Delrapport 2: Katalog over løsninger,* Ea Energianalyse, 2009.

Ea, 2010: *Modelanalyser af indpasning af fluktuerende elproduktion i energisystemet i fremtidsbillede for Danmark i 2050*, Ea Energianalyse, september 2010., Ea Energianalyse 2010.

Energinet.dk, 2011a: *Fremme af prisfleksibelt elforbrug for små og mellemstore kunder*, Energinet.dk, 2011

Energinet.dk, 2011b: *Systemplan 2011*, http://www.energinet.dk/SiteCollectionDocuments/Danske%20dokumenter/Om%20os/Systemplan_2011.pdf

Energistyrelsen, 2011: *Vindkraft og eloverløb*, J.nr. 3401/1001-2921, Notat fra Energistyrelsen, Maj 2011

Klimakommissionen, 2010: *Grøn Energi.* Klimakommissionen 28. september 2010, se www.ens.dk/EN-US/POLICY/DANISH-CLIMATE-AND-ENERGY-POLICY/DANISHCLIMATECOMMISSION/GREENENERGY/Sider/Forside.aspx

Politiken, 2012 ‘’Solceller leverer mindre end. Politiken, 9. juni, 2012.

Regeringen, 2011: *Vores Energi*, Regeringen, november 2011, www.ens.dk/da-DK/Politik/Dansk-klima-og-energi-politik/Voresenergi/Sider/Forside.aspx



**NATUR OG MILJØ**
Valdemarsgade 18
Postboks 79
8100 Aarhus C
Telefon + 45 8940 2000