



Europas behov for fleksibilitet

DELRAPPORT TIL PROSJEKTET "NORGE SOM LEVERANDØR AV FORNYBAR FLEKSIBILITET"

Kunde: Energi Norge

Kontakt: Hans Olav Ween

Dato: 10/8-11

Sider: 30

Ansvarlig: Jørgen Bjørndalen

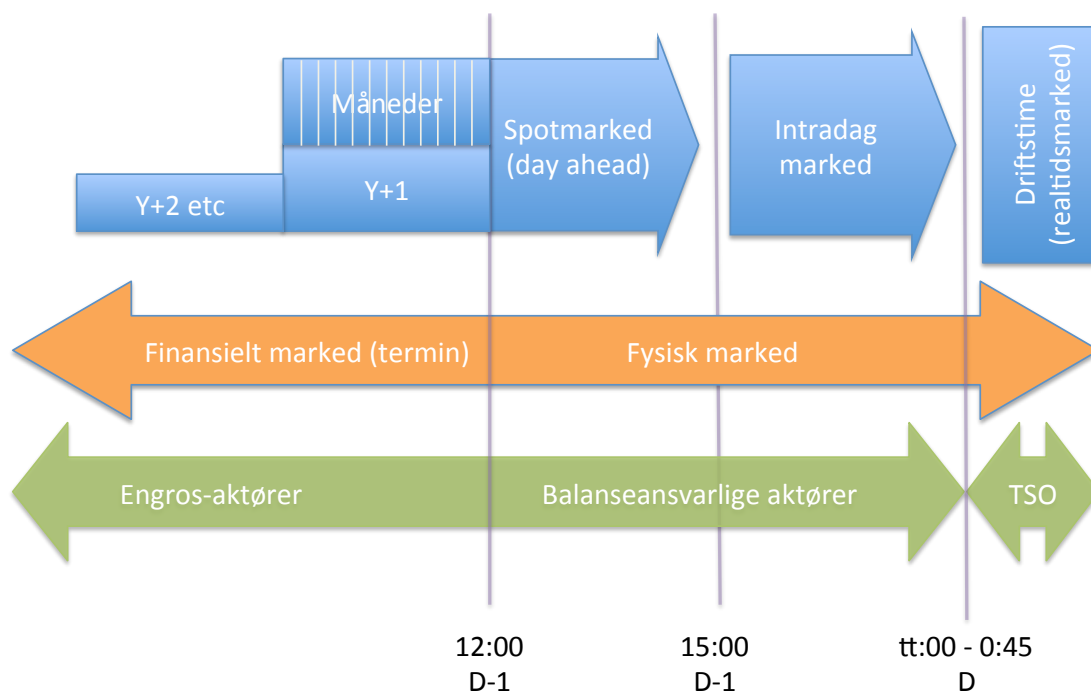
Deltagere: Ellen Bakken

1. Innledning

I dette notatet ser vi nærmere på hvilke behov for fleksibilitet som følger i kjølvannet av Europas satsing på fornybar energi. Flexibilitet er ikke ett veldefinert produkt, men kan beskrives langs flere dimensjoner. Her skal vi kort gjøre rede for hvilke forhold og kjennetegn ved kraftmarkedet som skaper behov for fleksibilitet, hvilke mengder som kan være aktuelle i Europa, hvem aktørene i "fleksibilitetsmarkedene" kan være, og hvilke konkurrerende løsninger som finnes (til import av norsk fleksibilitet).

2. Det europeiske markedet for fleksibilitet

Kraftmarkedet kan karakteriseres på mange ulike måter. For vårt formål er det viktig å få frem forskjellen i tidshorizonten mellom de ulike delmarkedene, og hvem som er aktuelle kjøpere av ressurser i de delmarkedene som ligger nært opptil og i driftstimen. Figuren nedenfor gir et stilisert bilde av dette. Merk at enkelte detaljer varierer mellom land.



Figur 2-1 Skjematisk illustrasjon av marked for kraft og fleksibilitet

Det sentrale i denne omgang er hovedtrekkene i figuren.

- Måneder og år før den enkelte dag handler aktørene års- og månedskontrakter. Dette omtales ofte som et terminmarked. I Norden benyttes det hovedsakelig finansielle kontrakter i terminmarkedet, mens slike kontrakter normalt inngås som fysiske kontrakter utenfor Norden. Alle aktører i engros-markedet kan normalt delta i terminmarkeder. Kontrakter handles over børs, via megler (OTC) eller direkte mellom partene. Prisene

avtales dermed løpende, og handelsformen kalles ofte kontinuerlig handel. Den viktigste funksjonen til terminmarkedet er å omfordele finansiell risiko knyttet til usikkerhet på kraftprisen en viss tid i forveien.

- Spotmarkedet kalles ofte for day-ahead markedet. Det skyldes at dette markedet normalt er en auksjon kl 12:00 hver dag for hver enkelt time (eventuelt kortere perioder i fremtiden) neste døgn. I Norden kalles dette Elspot. Auksjonen her tilrettelegges av Nord Pool Spot i samarbeid med TSOene i Norden. Spotmarkedet oppfattes som et fysisk marked, og man må være balanseansvarlig aktør for å kunne delta. Spotmarkedet brukes av aktørene for å legge en plan for hver enkelt time neste døgn, hvor det er samsvar mellom tilganger og forpliktelser. Forbruksprognoser (for leverandører) matches med tilsvarende kjøp, og produksjonsprognoser matches med tilsvarende salg – for begge parter under hensyn til eventuelle langsiktige kjøps- og salgavtaler-
- Når resultatet fra spotmarkedet er klart åpnes det i mange land for det som kalles intradag handel. Aktører som av ulike grunner ikke er tilfreds med posisjonen de sitter med etter spotmarkedet, kan endre sine posisjoner i intradag markedet. Mulighetene til å justere egen posisjon lukkes først ved det som kalles gate closure, som er 15 til 120 minutter før driftstimen starter (ulike tider i ulike land). I Norden kalles intradag-markedet for Elbas. Normalt kan alle balanseansvarlige aktører delta i intradag-markeder. Handelsformen i intradag-markedene er i hovedsak som i terminmarkedet – kontinuerlig handel. Prisene avtales løpende mellom kjøper og selger.
- Ved gate closure er det TSOene som "overtar" ansvaret for balansen mellom produksjon og forbruk. Balanseansvarlige aktører som ikke har balanse i sine posisjoner, blir avregnet for denne ubalansen – det kalles et *balanseoppgjør*. Dersom totalmarkedet kommer i ubalanse, for eksempel fordi vinden avtar, forbruket øker eller på grunn av feil i nettet, benytter TSOene *reserver* for å holde systemet i balanse. I den grad slike endringer ikke er forutsatt av den enkelte balanseansvarlige aktør, vil de ubalansene som da oppstår bli avregnet økonomisk i balanseoppgjøret. Lengden på driftsperioden er 1 time i de fleste europeiske land. I Storbritannia har de 30 minutters perioder. I andre land foretas det balanseoppgjør hvert 15. minutt. Disse periodelengdene er en viktig del av markedsdesignet, som igjen er en vesentlig detalj for å minimere de samlede kostnadene ved kraftforsyningen.

Med unntak av noen av de helt kortsiktige reserveytelsene¹ som TSOer benytter i driftstimen, blir elektrisk kraft i alle disse markedene prissatt som energi; MWh.

¹ Typisk snakker man om primærreserve, som skal reagere momentant ved frekvensavvik, sekundærreserve som skal erstatte primærreserver innen 30 sekunder, og tertiærreserve som skal erstatte sekundærreserver innen 5 til 15

Når det spesifiseres når på døgnet en MWh skal leveres, kan vi oppfatte *fleksibilitet* som en ekstra dimensjon ved produktet. I enkelte land starter omsetning av energi for bare deler av døgnet allerede i terminmarkedet, ved at det handles såkalte peak-kontrakter. I spotmarkedet åpnes det for en finere inndeling ved at en står fritt til å handle ulike kvanta MWh i hver enkelt time. Dette fortsetter inn i intradag markedet. I realtidsmarkedet kan varigheten av en kontrakt også være kortere enn driftstimen. På denne måten stilles det økende krav til fleksibilitet for de ressurser som kan tilby noe (kjøpe eller selge energi) når vi beveger oss inn i driftstimen. En del av ressursene som handles i driftstimen honoreres både for beredskap (pr MW) og for energileveranse (pr MWh). I det følgende skal vi se nærmere på prisdannelsen i de ulike delmarkedene.

2.1 Spot- og terminmarkeder

Prisen for en MWh vil normalt variere med når på døgnet den ønskes levert og hvor lang tid i forveien den er handlet. Generelt er verdien høyere om dagen enn om natten. Med økende innslag av vind, som ikke nødvendigvis følger klokken på samme måte som kraftforbruket, vil denne regelmessigheten avta. Grovt forenklet kan prisdifferansen mellom den enkelte timeprisen og gjennomsnittsprisen oppfattes som betaling for fleksibilitet, mens nivået på gjennomsnittsprisen kan tolkes som en mer generell energipris. En kan imidlertid definere mange typer fleksibilitet, som kan ha ulik verdi og hvor verdien også må uttrykkes på ulike måter.

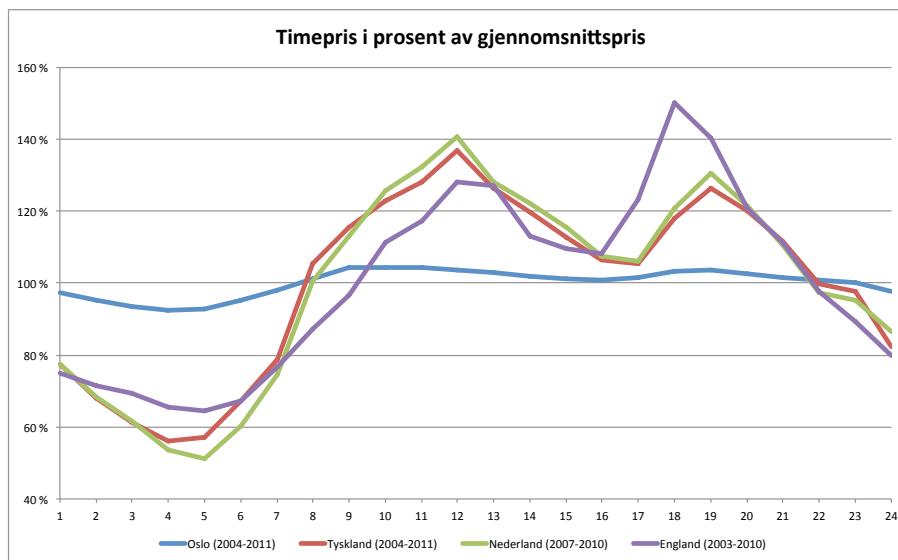
Figur 2-2 viser hvordan det typiske prismønsteret over døgnet varierer mellom landene.² I Norge gir markedet lav relativt betaling for fleksibilitet, synliggjort ved en flat og sammentrykt kurve, mens fleksible ressurser får vesentlig bedre betalt i de andre tre landene i figuren. At markedets belønning til fleksible ressurser er såpass ulik henger naturligvis sammen med at både etterspørselen etter og tilbudet av fleksibilitet i kraftsystemet er svært forskjellig. I Norge er størstedelen av kraftproduksjonen fleksibel, og forskjellen mellom dag- og nattforbruk er mindre enn i land uten like mye elektrisk oppvarming. Vårt kraftsystem behøver dermed

minutter. I Norden aktiveres tertiærreserver manuelt, ellers er det vanlige at reserver aktiveres automatisk.

² Det er flere måter å vise prisstrukturen. Denne figuren er laget ved å beregne gjennomsnittet av alle priser for time t for alle dager i observasjonsperioden angitt i parentes for hvert land. Observasjonsperioden er ulik på grunn av ulik tilgang på prisstatistikk. Deretter er denne gjennomsnittsprisen for time t dividert med gjennomsnittsprisen for alle timer. På den måten er alle kurver normalisert, slik at figuren ikke viser ulikheter i prisnivå mellom land. Figuren skiller heller ikke mellom ukedager, selv om det i praksis ofte er større prisforskjell over døgnet på hverdager enn i helg. I virkeligheten vil en derfor ofte se mer prisstruktur enn figuren antyder.

mindre fleksibilitet enn mange andre, og det er relativt stort tilbud av fleksibilitet som er forholdsvis rimelig tilgjengelig.³

Motsatt er utsvinget mellom dag- og nattforbruk ofte vesentlig større i våre naboland, og tilgangen på rimelige fleksible ressurser er svært begrenset. Resultatet av store forskjeller på dag- og nattetterspørsel og stivheter i produksjonssystemet for kraft blir meget lave priser i lavlast og høye priser under høylast.



Figur 2-2 Prisstruktur over døgnet i spotmarkedet (Kilder: markedsplasser)

I de fleste land er spotmarkedet en auksjon med budfrist kl 12:00 dagen før driftsdøgnet. Tidspunktet har ikke alltid vært identisk over hele Europa, men samordnes nå mot kl 12:00. I de fleste land er det også en auksjonsform som kalles sealed single bid. Hver aktør leverer bare ett bud for hver periode (typisk én time), uten kunnskap om andres bud og uten mulighet til å justere budet når andres bud avsløres. Ett bud kan beskrives som en kurve som angir hvilke volumer aktøren ønsker å kjøpe eller selge til ulike priser.

I Storbritannia er det ingen slik auksjon – der er det kontinuerlig handel og det er ikke én sentralisert børs. Periodelengden er 30 minutter, slik at ett døgn består av 48 perioder. Handelen starter når aktørene selv vil, og det er mulig å handle helt frem til gate closure. Dette markedet er dermed en slags kombinasjon av termin-, spot- og intradag-marked vi ser ellers i Europa.

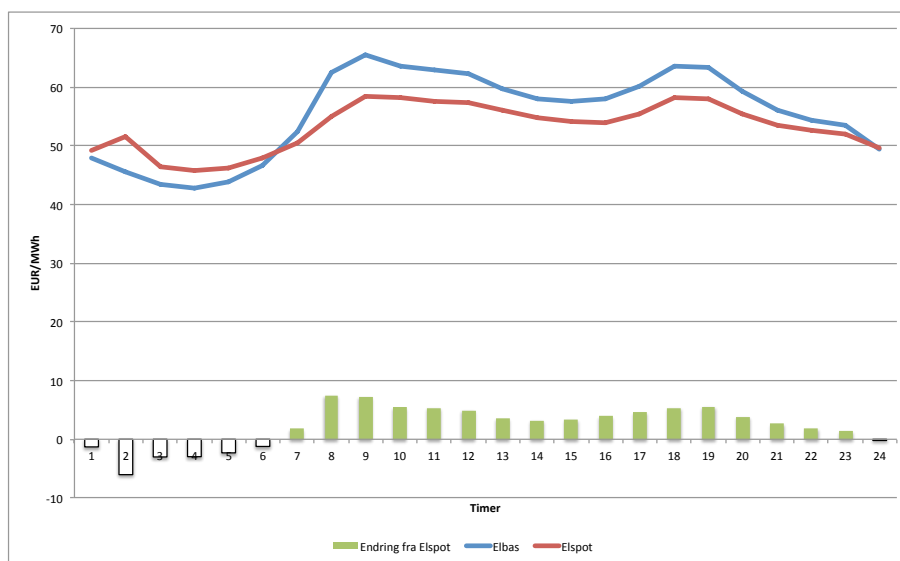
Også i Tyskland er det kontinuerlig handel for neste døgn, men på en helt annet måte enn i Storbritannia. I timene før og etter hovedauksjonen kl 12:00, er det i Tyskland lagt til rette for kontinuerlig handel med timeskontrakter neste døgn – altså det samme produktet som handles i spotmarkedet og i intra-dag markedet.

³ Sommerstid er forbruket lavt og mange kraftverk ute av drift i Norge. Det gir større relativ knapphet på fleksibilitet, ikke minst når importen er stor. Slike nyanser kommer ikke frem i figuren her.

Men det er også en hovedauksjon kl 12:00 på samme måte som i blant annet Norden.

2.2 Intradag-marked

En MWh er like mye energi enten den er omsatt i day-ahead markedet eller i intradag-markedet. Slik sett er det ikke i utgangspunktet noen grunn til å vente noen regelmessighet i at kraft omsatt i intradag markedet er billigere eller dyrere enn kraft omsatt i spotmarkedet. Årsaken til det, er at endringer i kvantumsprognoser etter at spotmarkedet er lukket ser ut til å være usystematiske. Noen ganger blir det klart at for eksempel vindkraftproduksjonen blir høyere enn antatt, og andre ganger lavere enn antatt.⁴



Figur 2-3 Elbas- og Elspot-priser (Kilde: Nord Pool Spot)

For 2010 viste det seg imidlertid at Elbas-prisen typisk var høyere enn systemprisen om dagen, og lavere om natten, jf. Figur 2-3. Figuren viser gjennomsnittlige priser i Elbas og Elspot (systempris) for 2010 pr time. Elbas-prisene som er utgangspunkt for kurven er gjennomsnittet av alle enkeltransaksjoner uavhengig av område i Norden for hver enkelt time. Vi har ikke analysert årsaken til den tilsynelatende systematiske prisforskjellen.

Prisene i intradag-markeder avtales separat for hver enkelt kontrakt, på samme måte som i terminmarkedet. Kontrakter inngås normalt på en markeds plass, for eksempel en kraftbørs, men kan også avtales direkte mellom to parter.

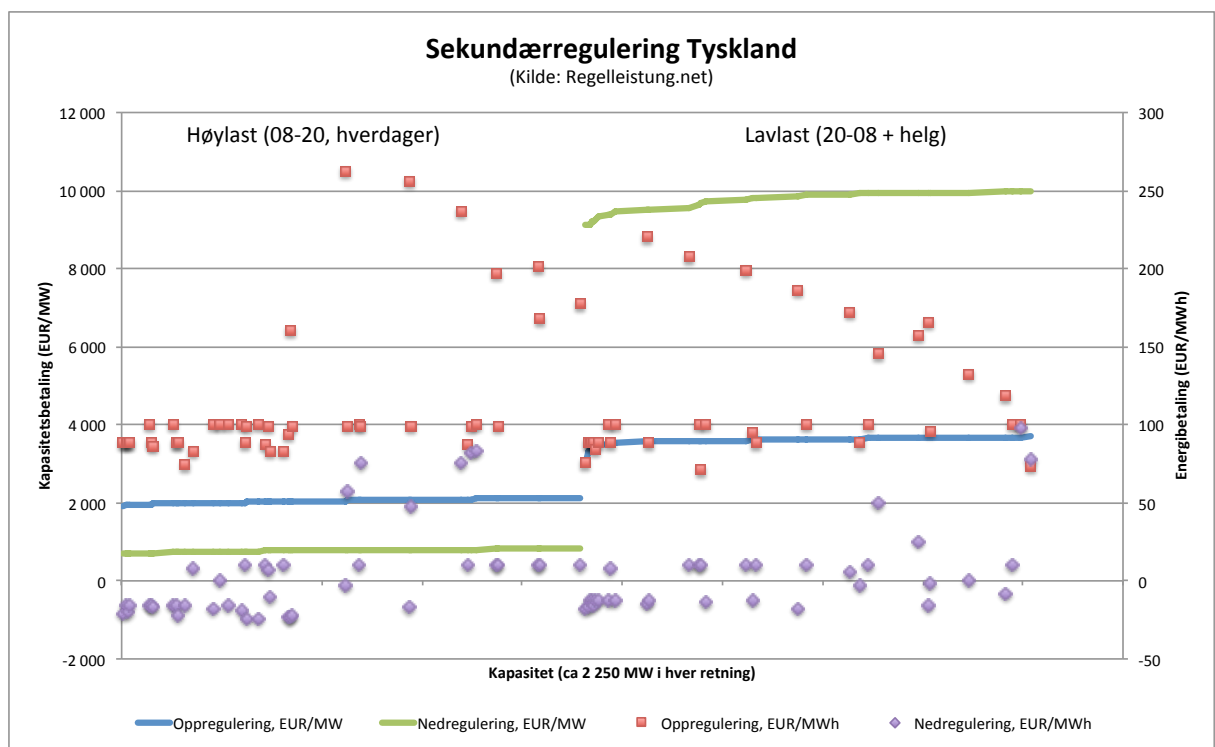
Hensikten med intradag-markedet er å tilby aktører som av en eller annen grunn endrer sine produksjons- eller forbruksprognoser for neste døgn en ny mulighet til

⁴ Spesielle forhold i måten balanseansvarlig gjøres økonomisk ansvarlig for forskjeller mellom deres planlagte situasjon (ved gate closure) og hva som viser seg i realtid, kan skape systematiske forhold som tilsier økt sannsynlighet for systematiske forskjeller i spotpris og pris i intradag-markedet.

å handle seg i balanse. Synes vinden å avta i forhold til varselet, kan vindkraftprodusenten redusere sitt salg ved å kjøpe tilbake noe av det kvantum som ble solgt i spotmarkedet. Blir det kaldere enn antatt, kan leverandører øke sitt kjøp for leveranse til kunder med elektrisk oppvarming.

2.3 Realtidsmarkeder

For leveranser som avtales i driftstimen (TSO som kjøper opp- og nedregulering) avtales det ofte priser på både effekt (MW) og energi (MWh). Effektbetalingen i realtidsmarkedene er knyttet til kostnadene ved å garantere for at kapasiteten er tilgjengelig (beredskap). Foruten kapitalkostnader kan dette være drifts- og vedlikeholdskostnader, særlig for termiske anlegg som sjelden aktiveres i de tidligere markedene. For andre anlegg, som vannkraftanlegg, kan effektbetalingen i større grad være knyttet til alternativkostnaden ved ikke å kunne levere i spotmarkedet. Forskjellen mellom energibetalingen på slike leveranser og på spotprisen for samme time kan ofte være meget høy, og er normalt høyere jo mindre fleksibelt kraftsystemet er.



Figur 2-4 Eksempel på betaling for leveranser i driftstimen

I Figur 2-4 har vi tatt inn et eksempel på ulike priser for leveranser som avtales i driftstimen. Eksemplet omhandler sekundærreserver i Tyskland. Sekundærreserver må leveres fra kraftverk (eller forbruk) som er i drift. Heltrukne linjer avleses på venstre akse og viser kapasitetsbetaling i EUR/MW for januar måned, 2011. Kapasitetsbetalingen er vesentlig lavere på dagtid, når de fleste kraftverkene likevel går. Om natten og i helgene er det mindre grunn til å ha kraftverk i drift,

med vesentlig høyere kapasitetsbetaling. Blå linjer er betaling for oppregulering, grønne linjer er for nedregulering. De røde punktene er energibetaling for oppregulering, og avleses på høyre akse. TSO må typisk betale om lag 100 EUR/MWh for oppregulering, men noen anlegg krever vesentlig høyere betaling. Det er ikke noen markant forskjell mellom dag og natt. De lilla punktene viser energibetaling for nedregulering. Heller ikke her er det noen stor forskjell mellom høy- og lavlast, og betalingen er normalt ganske lav. Men merk at en rekke av energiprisene for nedregulering er negative. Da er det tilbyderer (kraftverket) som betaler til TSO for å slippe og produsere, mens det ellers er TSO som betaler produsenten for at han ikke skal produsere.

Prisdannelsen og mekanismene for prisfastsettelse varierer mellom land og delmarkeder. Hovedregelen i Europa er at den systemansvarlige arrangerer auksjon med faste intervaller. Her byr aktørene en energipris eller en prisformel, og i mange delmarkeder også en effektpris. For svært hurtige reserver som ikke er forpliktet til å levere lenge, hender det også at det bare avtales effektbetaling. Der hvor det ikke er auksjon, er det enten forhandlinger mellom systemansvarlig og utvalgte leverandører, eller en form for prisdiktat. Det kan for eksempel være et konsesjonsvilkår at bestemte typer ytelser skal stilles til disposisjon for systemansvarlig. Det finnes også eksempler på innkjøpsordninger hvor selgers prisforlangende ikke inngår i innkjøpskriteriene.

Trenden over hele Europa er mer og mer bruk av auksjoner. Der hvor en dominerende aktør tidligere i praksis hadde monopol på å levere realtidsprodukter, er det nå vanlig at alle aktører som tilfredsstiller noen tekniske krav er velkommen til å levere bud. Budene som ligger bak Figur 2-4 ser i prinsippet slik ut: En aktør forlanger 2 000 EUR/MW for å stille for eksempel 15 MW i beredskap for oppregulering under høylast i en måned. I samme bud forlanger han 100 EUR/MWh for eventuell oppregulering. En annen aktør forlanger kanskje 2150 EUR/MW og en eventuell energibetaling på 260 EUR/MWh. En tredje aktør forlangte mer enn 3000 EUR/MW, men "bare" 90 EUR/MWh for samme tjeneste – det budet ble ikke akseptert siden behovet (ca 2250 MW) ble oppnådd til lavere priser. Dette budet er heller ikke tegnet inn i figuren.

Tilsvarende mekanismer er svært vanlig over det meste av Europa. Noen generelle kommentarer kan oppsummeres slik:

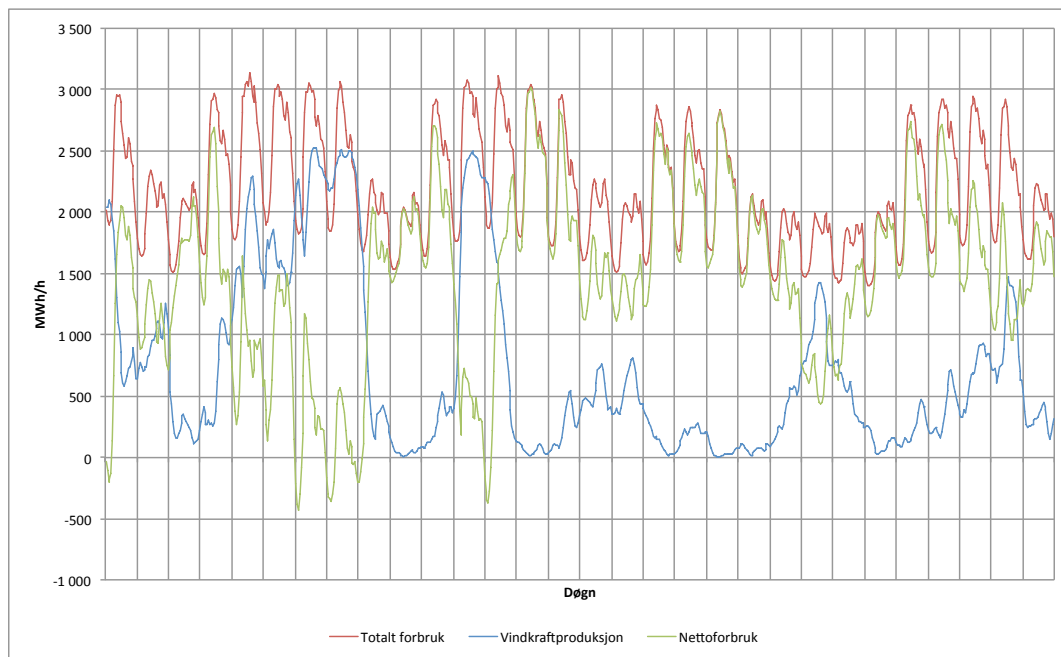
- Kapasitetsbetalingen er lavere jo mer fleksibelt kraftsystemet er. I Norge er det ikke kapasitetsbetaling for manuelle reserver i sommerhalvåret, og bare svært beskjeden betaling i vinterhalvåret sammenlignet med for eksempel Tyskland. Termiske kraftsystemer har vesentlig høyere kostnader til reservehold enn vannkraftsystemer.
- Kapasitetsbetalingen er som regel høyere jo hurtigere reserven skal være. Krav om kort responstid betyr normalt større kostnader for å holde reserven parat.

- Kapasitetsbetalingen varierer med lastsituasjonen. Under høylast er det flere kraftverk i drift uansett, og dermed flere aktører som kan levere opp- og nedregulering. Under lavlast og i vedlikeholdsperiodene er det mange kraftverk som helst ikke skal gå, og som dermed har en høy alternativkostnad for å stå i beredskap for opp- eller nedregulering.
- Bedre samarbeid mellom systemansvarlige reduserer volumet av reserver som kjøpes inn. Tidligere regulerte hver av de fire tyske TSOene sitt eget område slik at de til enhver tid var i balanse med de øvrige. Nå er det kun netto ubalanse alle fire sett under ett som reguleres aktivt. Det har redusert det samlede behovet for reserver og det totale energivolumet til regulering dramatisk.

2.4 Nettoforbruk og fleksibilitet

Et vesentlig begrep i dette prosjektet er *nettoforbruk*. Her betyr nettoforbruk samlet forbruk minus ustabil og uregulerbar produksjon. Som ustabil og uregulerbar regnes vindkraft, solkraft og elvekraft/småkraft uten reguleringsmulighet. Rett nok kan både vindkraftverk og solkraftanlegg skrues av dersom forbruket ikke er stort nok. Ideelt skulle man likevel unngått det, ettersom det betyr at fornybar energi på den måten går tapt. Dersom man alternativt kan regulere ned termisk produksjon (for eksempel gass- eller kullkraft) når forbruket er lavt og/eller fornybarproduksjonen er høy, ligger det an til større utslippsreduksjoner enn om vindkraften stenges av.

En av de vesentlige premissene for dette prosjektet, er at vindkraft og solkraft gjør nettoforbruket mer ustabil. Figuren nedenfor illustrerer poenget. Her er totalforbruk, vindkraftproduksjon og nettoforbruk (som differansen mellom de to) plottet på timebasis for april 2011 basert på data for Vest-Danmark (Jylland).



Figur 2-5 Forbruk og vindkraft pr time i Vest-Danmark, april 2011 (Kilde: Energinet.dk, ECgroup)

Selv om det tidvis er slik at vindkraftproduksjonen er høy når forbruket er høyt, ser en også perioder der forholdet er motsatt (sammenlign første og siste halvdel av perioden i figuren). Det viser seg da også at standardavviket for de tre tidsseriene er svært forskjellig: Mens standardavviket for forbruket (den røde kurven) er 458 (MWh/h), er standardavviket for vindkraftproduksjonen 724. Standardavviket for nettoforbruket (den grønne kurven) er 715. Forbruket bidrar dermed til en marginal demping av volatiliteten i vinden i denne perioden, men det vesentlige poenget er at variasjonen i vindkraften (og solenergi) øker utfordringene for resten av kraftsystemet. Annen produksjon og/eller forbruket må variere mer om all vind- og solenergi skal kunne utnyttes.

Når landene rundt oss nå satser betydelig på å øke sin fornybare energiproduksjon, øker behovet for fleksibilitet også betydelig. Ettersom de selv øker sin kapasitet for energiproduksjon ganske kraftig, er det ikke først og fremst elektrisk energi de eventuelt vil ønske å importere fra Norge. I den grad de andre landene har interesse av å handle med oss, er det fleksibilitet som vil stå i fokus. Med fleksibilitet mener vi da evnen til å importere overskuddsenergi og levere energi tilbake i underskuddsperioder. Om denne utvekslingen er energinøytral eller medfører netto import eller netto eksport for Norge, er ikke i utgangspunktet noe vesentlig poeng for våre eventuelle handelspartnere – det er fleksibiliteten som kommer til å bli viktig for dem.

3. Europas fremtidige behov for fleksibilitet

Det fremtidige behovet for fleksibilitet bestemmes i praksis av utviklingen av tilbudet av og etterspørselen etter kraft. Utgangspunktet for dette prosjektet er nettopp at tilbudssiden vokser hurtig med kapasitet som har gode miljøegenskaper men lite hensiktsmessige elektriske egenskaper. I dette kapitlet skal vi se nærmere på hva vi vet eller med rimelig grad av sannsynlighet kan anta om denne utviklingen.

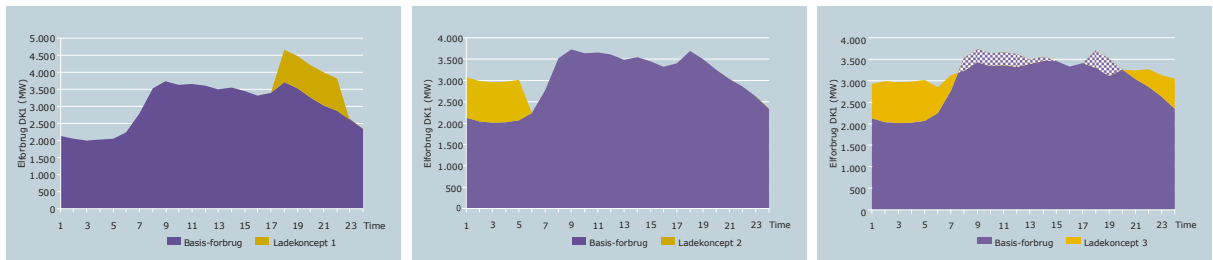
3.1 Endringer på forbrukssiden⁵

Det forventes en svak, men jevn vekst i kraftforbruket – i hvert fall for det neste tiåret – forholdsvis jevnt fordelt over døgnet og året. ENTSO-E har i sin siste 10-års plan ulike scenarier (ENTSO-E, 2011). Ett scenario er kalt EU2020, og er karakterisert ved at EUs klima- og energimål nås. Dette scenarioet viser en samlet vekst i kraftforbruket i Europa omkring 0,6 % årlig, mens maksimaleffekten er ventet å øke 0,8 % årlig. Veksten er størst i sørlige og østlige områder. Tyskland er derimot lagt inn med en ventet reduksjon i så vel energi- som effektforbruk. Et annet scenario, kalt Best Estimate, har om lag dobbelt så sterk vekst i kraftforbruket (ca 1,3 % p.a. i snitt) og 1,2 % årlig vekst i effektforbruket. I begge scenarier ventes noe høyere vekst i sommerhalvåret enn i vinterhalvåret. Vesentlige årsaker til endringene er økende inntekt og befolkningsvekst, og en rekke steder også synkende gjennomsnittsstørrelse på husholdningene.

Når utslipp av klimagasser skal reduseres, må alle sektorer bidra. Et sentralt element i utviklingen er derfor elektrifisering av transportsektoren. I praksis betyr dette en større andel av veitrafikken i elektriske kjøretøy, og en større markedsandel for tog for gods og persontransport. Det siste ventes neppe å endre kraftetterspørselen på annen måte enn å bidra til en noenlunde jevn økning over hele døgnet. Elbilene kan derimot komme til å bidra til en noe større vekst i forbruket om formiddagen og om ettermiddagen. Elbiler som benyttes til arbeidsreiser settes typisk til lading når arbeidsdagen begynner og når brukeren kommer hjem fra arbeid. Som et utgangspunkt kan det tilsi at lading av elbiler kan bidra til å forsterke det velkjente mønsteret med to forbrukstopper i løpet av dagen, og dermed øke forskjellen mellom topp og bunn i den daglige forbruksprofilen. En rekke aktører arbeider imidlertid hardt med å etablere konsepter og løsninger for lading som i noe større grad tilpasses kraftsystemets behov. De mest ambisiøse konseptene innebærer tvert om at elbilenes batterier kan tappes ytterligere mens de står parkert, med sikte på å bidra til å redusere

⁵ Få kilder skriver om hvordan endringer på etterspørselssiden påvirker sammensetningen av og fleksibiliteten i kraftetterspørselen. De mest konkrete opplysningene vi har funnet, er i Frontier Economics (2009) og Danmark satser på Smart Grid (2011).

forbrukstoppene, se Figur 3-1 (Energinet.dk, 2009). På denne bakgrunn synes det rimelig å legge til grunn at elektrifiseringen av transportsektoren ikke skaper ytterligere behov for fleksibilitet, men tvert om bidrar til en viss reduksjon i behovet for annen fleksibilitet.



Figur 3-1 Ulike ladekonsepter for elbiler (Kilde: Energinet.dk)

I Norge og Sverige er forbrukssiden vant til svært små prisvariasjoner over døgnet. Alt annet like tilsier det at hos oss er fleksibiliteten over døgnet større enn vi ser til daglig – ganske enkelt fordi forbrukssiden sjelden får prissignaler som tilsier at det er ønskelig, for kraftsystemet, om forbruksvariasjonene var mindre. Men det samme gjelder betydelig forbruksgrupper ellers i Europa også. De store forbrukerne, og da spesielt de som er forholdsvis direkte eksponert for spotpriser, har naturligvis lang erfaring med tidsvariable priser, men det er ikke vanlig for mindre kraftforbrukere. Følgelig er det rimelig å anta at det ligger en skjult fleksibilitetsreserve i den eksisterende kraftetterspørselen – så vel i Norge som i Tyskland.

Fleksibiliteten på forbrukssiden må imidlertid ikke overvurderes heller. Analyseselskapet E-Bridge i Tyskland har sammen med en del tyske industribedrifter undersøkt lønnsomheten i mer "pristilpasset" kraftforbruk, for eksempel redusert forbruk under spisslast, eller forbruksreduksjon budt inn som tærtiærreserve.⁶ For de aktuelle kundene viste det seg at tyske prisvariasjoner generelt er for små til at det systematisk kunne lønne seg for disse å bidra til et jevnere totalforbruk over døgnet.

Energisparing og energieffektivisering er viktige elementer i europeisk energipolitikk. Dette tilsier et generelt lavere nivå på kraftforbruket enn vi ellers ville ha sett. En rimelig hypotese er at dette får større utslag på forbruket om dagen enn om natten. Årsaken til det er ganske enkelt at det om dagen er langt flere kilder til mulige forbruksreduksjoner enn om natten. På den annen side er det mer usikkert om dette vil bidra til å øke fleksibiliteten i etterspørselen. Behovet for å gjennomføre en prosess blir ikke mindre av man lykkes med å gjennomføre den med et lavere energiforbruk enn før. Tvert om betyr det mindre enn før for lønnsomheten av prosessen om kraftprisen eventuelt er høy.

Samlet ser vi derfor konturene av en rekke motstridende utviklingstrekk på forbrukssiden. Hovedtrenden er trolig en svak, men noenlunde jevn underliggende

⁶ Kilde: Personlig samtale.

vekst. Forbrukssidens vilje og evne til å variere lasten avhengig av kraftsystemets behov er trolig større enn man er vant til å tro, ikke minst på kontinentet hvor det fortsatt er vanlig å tro at det eneste påvirkelige i kraftsektoren er tilbudssiden. Energieffektivisering kan bidra til noe mindre forskjell mellom lavlast og høylast enn vi ellers ville ha fått. Elektrifisering av transportsektoren kan trekke i retning av økt forbruk i perioder hvor forbruket uansett er høyt, men intelligent lading tilfører imidlertid også fleksibilitet til systemet.

3.2 Utvikling av tilbudssiden i kraftmarkedet⁷

Idéen om Norge som det grønne batteriet for Europa skyldes nettopp de store endringene vi nå ser på tilbudssiden i kraftmarkedet. Hensikten med den massive satsingen på vind- og solkraft, er blant annet å bruke mindre kull til kraftproduksjon. Men det er flere hensyn å ta, og den samlede utviklingen avhenger av en lang rekke enkelt-faktorer. Det er bare de nærmeste ti år en har noenlunde oversikt og sikkerhet, ettersom ledetiden for beslutninger her er opp mot ti år. For å få en enkel oversikt, skal vi se på de viktigste teknologityper for kraftproduksjon hver for seg:

Kjernekraft

Sett under ett forventes det en økning i andelen kjernekraftverk fram mot 2020. Økningen er ventet i de land som allerede har kjernekraftverk. Jordskjelvet utenfor Japan i mars 2011 har imidlertid fått både politikere og opinion til å nøle. Tyskland har planer om levetidsforlengning av sine anlegg, men det snakkes stadig mer om stengning. Det som er sikkert, er at ulykken i Japan har provosert frem en nøyere tilstandsanalyse. Ettersom snittalderen for kjernekraftverk er høy, vil konklusjonen temmelig sikkert bli at her står det dårligere til enn det burde. Spørsmålet blir imidlertid om en slik konklusjon fører til oppgraderinger og revisjoner, eller om den fører til lukning. Tydeligere enn mye annet kan vi nå se at dette til syvende og sist er et politisk spørsmål – og det vil også bli avgjort som et politisk spørsmål. Vi kan se flertall bak krav om lukning i 2020 – eller fornyet satsing på kjernekraft som middel til å bekjempe utslipp av klimagasser. Våren 2011 er feltet helt åpent.⁸

Tradisjonelt har en oppfattet kjernekraft som svært uegnet for løpende tilpasning til variasjoner i forbruket over timer og døgn. Ideelt sett har en ønsket at de skal gå helt jevnt og på så høy kapasitetsutnyttelse som mulig så lenge de er i drift. Jørgen Kildahl i det tyske kraftselskapet E.ON fortalte imidlertid til Dagens Næringsliv den 29/12-2010 at de har tilpasset sine kjernekraftverk for å forberede dem til å delta i døgnreguleringen. For E.ON er det foreløpig snakk om ca 4000 MW relativt hurtig

⁷ Se for eksempel Entso-E (2011) eller Frontier Economics (2009) for en numerisk oversikt.

⁸ 30/5-2011 meldte den tyske regjeringen at den har besluttet lukking av samtlige tyske kjernekraftverk innen utgangen av 2022.

nedreguleringskapasitet, men arbeidet med å øke fleksibiliteten i eksisterende portefølje av kraftverk pågår kontinuerlig. Det er imidlertid ikke kjent hva kostnadene ved dette utgjør – verken investeringskostnader eller virkning på driftskostnader.

Dersom kjernekraften utvikles over store deler av Europa i løpet av den neste 10-15 årene, er det likevel usikkert hvordan dette påvirker etterspørselen etter fleksibilitet fra andre kilder enn lokale. På den ene siden forsvinner i så fall en fremvoksende kilde til fleksibilitet. På den annen side er det klart at "hullet" som kjernekraften eventuelt etterlater må fylles med noe. Løsningen er temmelig sikkert en blanding av ytterligere effektivisering av kraftforbruket, økt fornybar produksjon (med dertil økende behov for fleksibilitet), økt termisk kraftproduksjon (med muligheter for økt fleksibilitet) og eventuelt også utfasing av kraftintensiv industri.

Kullkraft

Fortsatt åpnes nye kullgruver og nye kullkraftverk i Europa. Entso-E legger imidlertid til grunn at den samlede kullkraftkapasiteten avtar fra omkring 2015 (ENTSO-E, 2011). Denne kilden er basert på opplysninger fra de enkelte TSOene i Europa, som igjen har basert seg på opplysninger og planer fra sine kunder, det vil si kraftselskapene. Over tid er det rimelig å vente at med mindre etterspørselen etter kraft vokser kraftig, vil den massive satsingen på fornybar kraft i stigende grad presse kullkraftproduksjon ut av markedet. Etter hvert må det også føre til at eierne stiller seg spørsmålet hvor lenge de skal holde anlegget i orden, mens årlig driftstid faller kraftig. Det er nok for tidlig for aktørene å melde konkrete svar på slike spørsmål allerede nå – men spørsmålet blir svært viktig for stadig flere anlegg i årene fremover.

Flere EU-direktiver påvirker spørsmålet om utfasing av eldre kullkraftverk. LCPD (Large Combustion Plant Directive) ble introdusert i 1988 for å redusere utslipp av svoveldioksid, nitrogenoksider og støv. Direktivet ble fornyet i 2001, og fører til at de eldste anleggene må stenge senest i 2015. IED (Industrial Emissions Directive) er introdusert for å samle regulering fra syv ulike direktiv om luftforurensning (inkludert LCPD) til ett. Samlet fører disse til at eldre anlegg må stenge noe tidligere enn de ville ha gjort av rene økonomiske årsaker, samt at nye anlegg bygges med best mulig teknologi.⁹

På litt lenger sikt kommer også spørsmålet om fangst og lagring av CO₂. Mens utslipp av klimagasser er en alvorlig ulempe med kullkraft, er det også noen (potensielle) fordeler:

- Europa har eget kull, og kan fordele nødvendig importen på mange leverandører. Den strategiske avhengigheten av et fåtall leverandørland er dermed ikke like påtrengende som de opplever i gassmarkedet.

⁹ Se for eksempel Lejeune (2009).

- Gruvedrift er arbeidskrevende, og en forholdsvis enkel vei for å skape mange arbeidsplasser.
- Dersom CO₂ eventuelt får en kommersiell verdi, er det gunstig at den kommer relativt konsentrert fra kullkraftverk. Punktutslippene er større med kull enn gass som drivstoff.
- Teknikken for kraftproduksjon er velkjent, og moderne kullkraftverk er relativt fleksible i driften. Det er imidlertid ikke mye som tyder på at CCS har noen gunstig virkning på fleksibiliteten.

Hvis fornybarsatsingen ikke fører til redusert bruk av kullkraft, kan den trolig beskrives som feilslått. Det tilsier at det er rimelig å forvente en gradvis reduksjon i kullkraftkapasiteten i Europa.

Gasskraft

Entso-E forventer rask vekst i andelen av gasskraft inn på nettet frem til 2015, deretter forventes det en svak nedgang (ENTSO-E, 2011). Frem til 2020 vil land som Spania, Belgia og Romania ha vekst i andelen gasskraft, mens Tyskland, Storbritannia og Italia vil få relativt mindre gasskraft inn på nettet etter 2015. Gass har i lang tid hatt en økende markedsandel i Europa – helt enkelt fordi overgang fra kull til gass som brensel er en svært rimelig metode for å redusere utslippene av klimagasser. "Problemet" med gass, slik EU ser det, er at stor importavhengighet skaper en strategisk avhengighet de ønsker å være foruten. EUs fornybarsatsing skal derfor også sees i dette perspektivet.

Teknologisk utvikling er imidlertid på "gasskraftens side". Den nyeste teknologien for gasskraftverk har svært lave start- og stoppkostnader, og kan starte på meget kort varsel. Fleksibiliteten er en helt annen enn for bare ti år siden. Gjennom målrettet FoU-innsats har en kommet langt i å utvikle kombinerte gasskraftverk (CCGT) som gir langt hurtigere og tåler langt oftere oppstart enn hva som var vanlig på 80- og 90-tallet. For eksempel har Siemens demonstrert redusert oppstartstid (varmstart) fra 100 til ned mot 30 minutter, uten at dette går ut over virkningsgrad eller levetid (Balling, 2010).

Men på samme måte som for kullkraft, er usikkerheten for gasskraft om man får økonomi i slike dersom forventet driftstid blir vesentlig lavere enn det en tradisjonelt har lagt til grunn.

Fornybar kraft

Fornybar kraftproduksjon er vannkraft, vindkraft, solceller og bruk av biobrensel eller geotermisk energi i termiske produksjonsanlegg. Solenergi kan også utnyttes direkte, for eksempel til oppvarming av vann, mens det er mange år siden vindenergien ble utnyttet direkte til stasjonære formål. Sol inngår dermed sammen med biobrensel og geotermisk energi i energibalansen på flere måter. Ressurstilgangen er særlig stor for vindkraft og solenergi, og ettersom relevant

teknologi er relativt moden og velutviklet, er det naturlig at det er her vi har sett og fortsatt vil se betydelig vekst.

Fornybarandelen vil stadig øke fram mot 2020. Slik kapasitetsmiksen er pr 2010, utgjør vindkraft 31 % av den fornybare kraftproduksjonen i ENTSO-E-området, mens det fram mot 2020 er forventet at vindkraft utgjør om lag 40 %. Nå er det meste av vindkraften onshore, og kun en liten andel av total vindkraftutbygging er gjort offshore. Denne sammensetningen endres frem mot 2020, fordi stadig flere vindkraftverk bygges ut offshore. Særlig gjelder dette kystnære områder utenfor Tyskland, Nederland, England og Skottland, hvor møllene kan settes rett på bunnen. Til dags dato er det installert 87 GW vindkraft på land i Europa, mens bare 3 GW er offshore. Fram til 2020 er det forventet en utbygging onshore som tilsvarer en total kapasitet på 171 GW, mens offshore får forventet produksjon på 47 GW. Dette tilsvarer at nesten 4 % av all vindkraft er nå offshore, mens denne andelen i 2020 er forventet å være 22 % (ENTSO-E, 2011).

Annet

I tillegg til det som er nevnt ovenfor finnes det også både oljefyrte kraftverk og "enkle" gassturbiner. Slike enheter er nærmest bygget for fleksibilitet, hyppig start og stopp, og har relativt kort oppstartstid. I motsetning til mer ordinære og konvensjonelle kraftverk er kapitalkostnadene vanligvis svært lave. Ulempen er at de har relativt lav virkningsgrad og dermed høy brenselskostnad. Dermed har de også relativt høye utslipp av klimagasser. De egner seg best til reserveformål, og inngår sjelden i daglig drift.

De høye utslippene av klimagasser stiller de systemansvarlige overfor et viktig dilemma: Ut fra en teknisk betraktning er denne type anlegg, sammen med mer "ordinære" kraftverk en rimelig og treffsikker metode for å utjevne variabiliteten i fornybar produksjon og forbruket. På den annen side er det ikke noe poeng i fornybarsatsingen hvis de nye kildene til fleksibilitet fjerner hele utslippsgevinsten. En kan derfor vente at utbredelsen, og særlig bruken, av slike enkle anlegg ikke vil øke, med mindre leverandørene klarer å utvikle vesentlig mer effektive eller klimanøytrale teknologier.

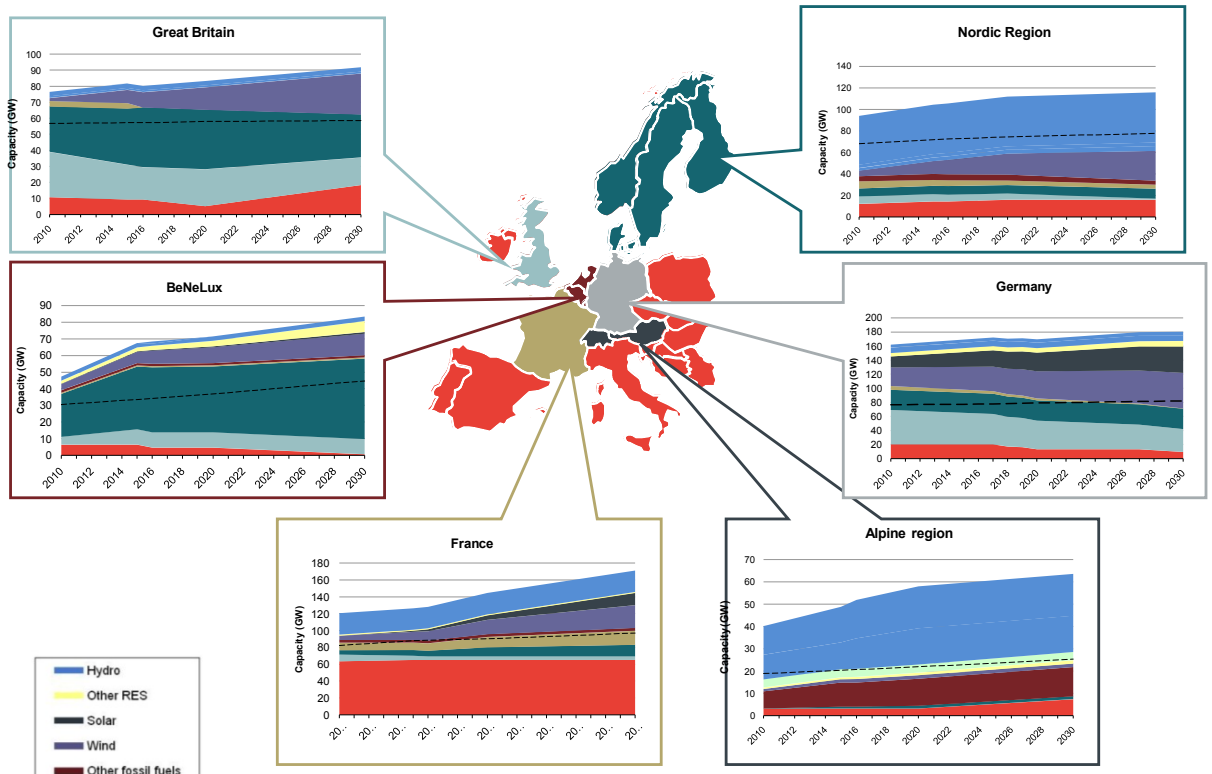
Endret energimiks i kraftmarkedet

Det er ingen overdrivelse å hevde at usikkerheten om det fremtidige kraftmarkedet er stor. Det er bare et års tid siden Tyskland bestemte seg for en omstridt levetidsforlenging av kjernekraftverkene. I slutten av mai 2011 har de ombestemt seg, og vil stenge de siste reaktorene allerede innen 2022. Uansett hvordan en fremstiller fremtidig energimiks, er det derfor stor sannsynlighet for at "prognosen" blir gal. Ett vesentlig forhold synes imidlertid å være en temmelig robust konklusjon:

- Fornybarsatsingen fører til betydelig økning i installert kapasitet over hele Europa, også sett i forhold etterspørselen. Kullkraftkapasiteten ventes å gå ned, fornybarproduksjonen skal naturligvis opp, mens bildet er mer variert

for øvrige teknologier. Kapasitetsbidraget fra fornybar produksjon er imidlertid såpass lavt, at annen kapasitet langt på vei må opprettholdes uansett.

Illustrasjonen nedenfor er med kjernekraft. Avvikles kjernekraften, må annen kapasitet inn. Selv om den "tapte" energiproduksjonen forsøkes dekket inn med økt satsing på vind- og solkraft, må den aktuelle kapasiteten også erstattes.



Figur 3-2 Endret kapasitetsmiks i Europa (Kilde: Frontier Economics, 2011)

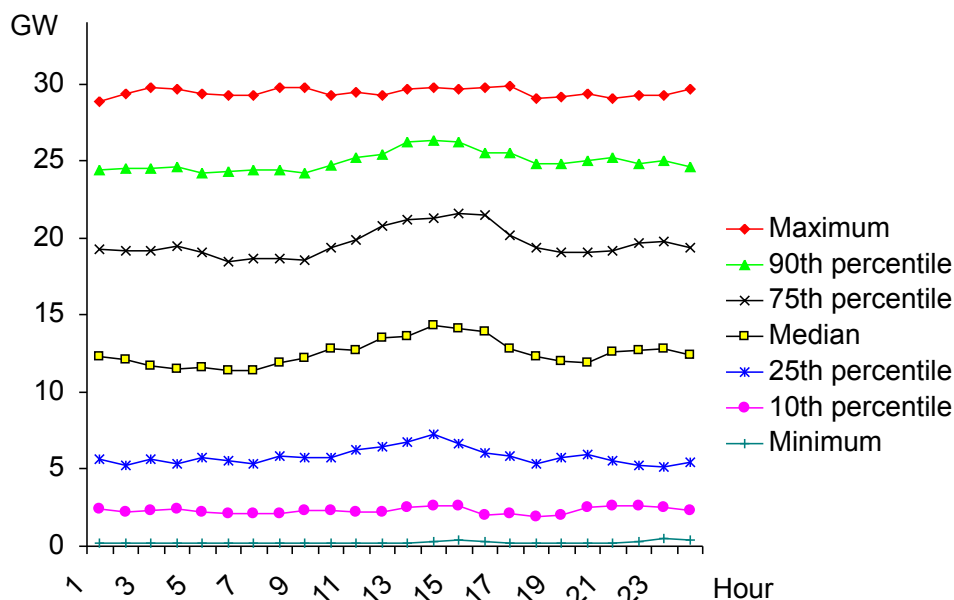
3.3 Vind og sol gjør nettoforbruket mer ustabil

Entso-E venter at frem mot 2020 vil 42 % av installert kapasitet i Europa være av fornybare kilder. Av disse fornybare energikildene er 62 % volatil (i betydningen stokastisk og bare delvis predikerbar) i produksjonen, som igjen innebærer at 26 % av total installert kapasitet er uforutsigbar (ENTSO-E, 2011). Nettoforbruket, som altså er differansen mellom totalt forbruk og den faktiske, ustabile produksjon blir på den måten mer usikkert og det blir større variasjon og mindre forutsigbarhet i forbruksmønsteret over døgnet og uken.

Den klart største utfordringen har sin opprinnelse i vindkraften. Det eneste som synes noenlunde sikkert med vindkraft, er at samlet faktisk produksjon nesten alltid er lavere enn samlet kapasitet. Green & Vasilakos (2010) har blant annet undersøkt sannsynlighetsfordeling for vindkraft i Storbritannia i 2020 dersom det er installert totalt 30 GW vindkraft fordelt med 11 GW på land og 19 GW offshore. Analysen bygger på et omfattende sett av vindmålinger innhentet fra relevante

lokasjoner og nøye tilpasset analysens formål. Metoden fanger opp korrelasjoner hva gjelder værforhold i ulike landsdeler. Resultatet for januar måned sees i figuren under. Her kan vi se at forventet produksjon for et gjennomsnittsdøgn er godt under halvparten av installert kapasitet. Figuren viser også at det 10 % sannsynlighet for en produksjon som er mindre enn ca 2,5 GW.

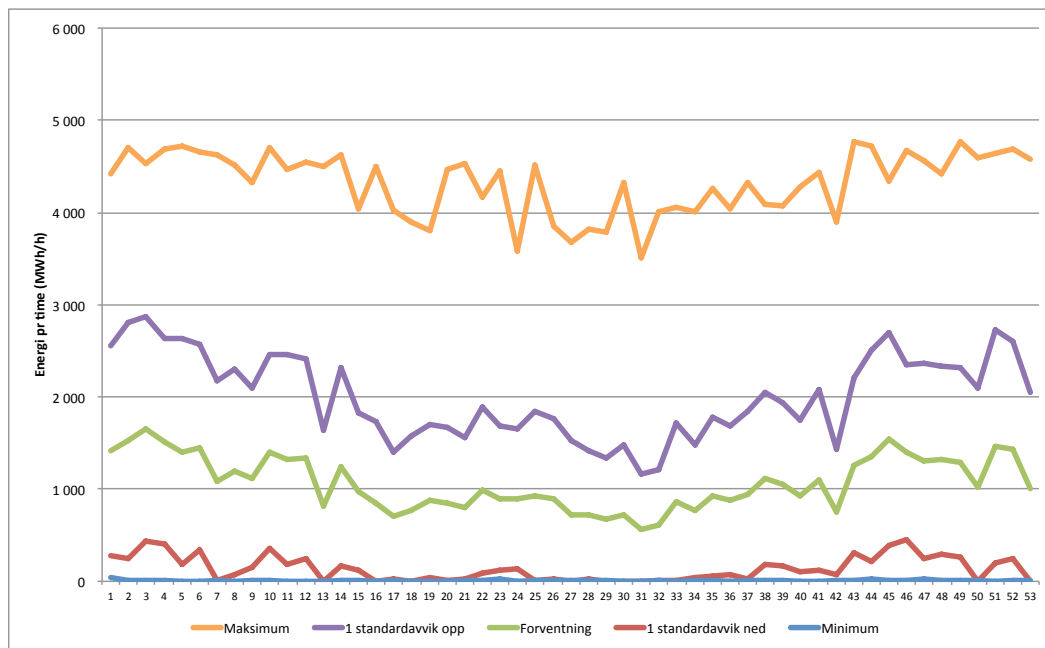
Wind output variation - January



Figur 3-3 Sannsynlighetsfordeling for vindkraft (Kilde: Green & Vasilakos (2010))

Normalt er det mer vind om vinteren enn om sommeren. Den engelske studien (Green & Vasilakos, 2010) fant at for juli var forventet produksjon så lav som ca 6 GW (20 % av installert vindkrafteffekt) i gjennomsnitt for døgnet. De fant 90 % sannsynlighet for en gjennomsnittsproduksjon på godt under 15 GW. Om sommeren fant de likevel at forventet produksjon var mer enn dobbelt så høy omkring kl 17 som om natten.

Basert på danske vinddata har ECgroup undersøkt gjennomsnittlig energiproduksjon per time for hver uke i løpet av året. Datamaterialet er faktisk vindkraftproduksjon i Danmark fra 1/1-2000 til 31/12-2010. Tallene er justert opp slik at de tilsvarer hva vindforholdene i 2000, 2001, osv. ville ha gitt av vindkraftproduksjon med dagens installerte kapasitet. Figur 3-4 viser blant annet at forventet produksjon (grønn linje) er høyere vinteren (om lag 50 %) enn om sommeren. Forventet produksjon varierer omkring 1 000 MWh/h, mens installert effekt er i underkant av 5 000 MW. Volatiliteten i vindkraftproduksjonen er også høyest om vinteren. Om sommeren er standardavviket for gjennomsnittlig produksjon om lag like stor som forventningsverdien.

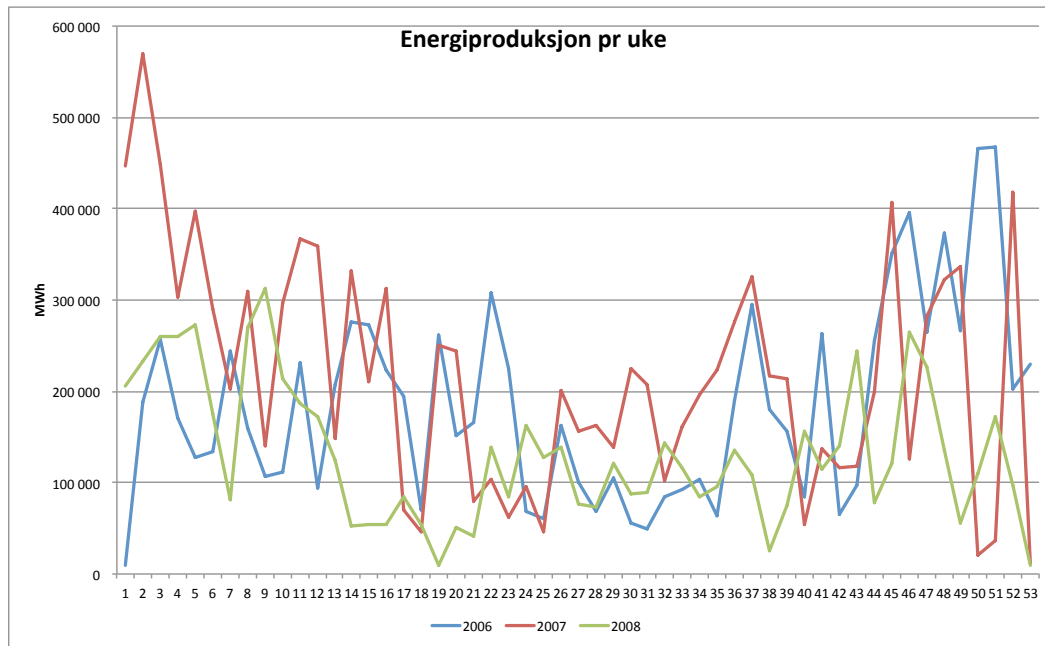


Figur 3-4 Volatilitet i dansk vindkraftproduksjon (Kilde: ECgroup, Energinet.dk)

En dansk analyse (Skatteministeriet (Danmark), 2010) understreker at vindfulle og vindfattede perioder forekommer på alle tider av døgnet og i løpet av alle årstider. De vindfulle timer kommer ofte i bølger – det blåser generelt kraftig i lengre tid ad gangen (dager/uker), eventuelt avbrutt av enkelte kortere perioder med vindstille eller så kraftig vind at møllene stopper. De vindfattede timer kommer oftest i lengre bølger – det kan være stille eller svak til jevn vind i lengre tid ad gangen (dager/uker/måneder) – eventuelt avbrutt av kortere perioder med hard vind.

Skatteministeriets analyse påpeker også at i gjennomsnitt, men med svært stor variasjon omkring gjennomsnittet, er det større produksjon i løpet av dagen enn om natten. Vindkraftproduksjonen varierer typisk med samme mønster som forbruket over døgnet timer, men ikke fullt så kraftig. Dette bildet stemmer noenlunde med det vi også kan lese ut av Figur 3-3. Sammenholdt med Figur 3-1 kan en for så vidt si at *forventet* døgnprofil for netto forbruk (totalforbruk minus uregulerbar produksjon) blir jevnere og flatere enn vi har vært vant til de siste årene. Men med den betydelige volatiliteten i særlig vindkraftproduksjonen, må en vente at den faktiske døgn- og ukeprofilen kan være svært ujevn.

Et annet mål på variasjonen i vindkraftproduksjonen kan vi få ved å se energiproduksjon pr uke fra vindkraft. xx nedenfor viser simulert produksjon i Danmark basert på faktisk vind i årene 2006, 2007 og 2008. Legg for eksempel merke til desember 2007. Uke 50 og 51 var det åpenbart knapt vind i det hele tatt, mens i uke 52 ble det produsert 400 GWh.



Figur 3-5 Simulert vindkraftproduksjon i Danmark (Kilde: ECgroup, Energinet.dk)

Det er en viss sammenlagringseffekt når man betrakter vindkraft over et større område. Generelt betyr det at forventet produksjon utgjør en høyere andel av total installert kapasitet når vi ser flere områder under ett, og at volatiliteten i vindkraftproduksjonen blir noe lavere. Ser vi for eksempel dansk og irsk vindkraft under ett, stiger forventet produksjon fra henholdsvis 27 % og 24 % av lokalt installert effekt til 28 % av total installasjon når vi ser dem under ett (Bach, 2011). Standardavviket faller fra 22 % og 21 % til 19 %.

3.4 Prognosekvalitet¹⁰

I det foregående har vi beskrevet variasjonen i nettoforbruket som kan tilskrives variasjoner i løpende vindkraftproduksjon. Disse variasjonene skaper som påpekt behov for annen fleksibel produksjon eller fleksibilitet i forbruket. Men i tillegg til dette behovet, skaper prognoseusikkerheten i seg selv behov for reserver og fleksibilitet, som i en viss forstand kommer på toppen av behovet som skyldes de faktiske variasjoner. Selv om værvarslene entydig viser solid vindkraftproduksjon neste formiddag, og dette varselet holder seg uforandret helt frem til neste morgen, kan vinden avta neste morgen slik at formiddagsvinden uteblir. På få timer kan det bli nødvendig å erstatte hele den forventede (varslede) produksjonen med produksjon fra andre kilder og eventuelt forbruksreduksjoner. Sikrere værvarsler bidrar derfor til at behovet for reserver og fleksibilitet blir mindre enn det ellers ville ha vært. Følgelig er det også god økonomi i å øke kvaliteten på værvarslene, og da spesielt redusere prognoseusikkerheten for vindkraft.

¹⁰ Se blant annet Frontier Economics (2009), Axelsson, Murray, & Neimane (2005), Coughlin & Eto (2010), Magnusson, Krieg, Nord, & Bergström (2004), Milligan, et al. (2010).

Forskjellen mellom faktisk vindkraftproduksjon og estimert produksjon basert på vindvarsel er i 2011 tilnærmet like stor om varselet er utarbeidet 3 timer eller 30 timer før driftstimen. Meteorologisk forskning ventes å redusere prognoseusikkerheten for vind og sol, men slik usikkerhet blir ikke eliminert.

Det er mulig å beregne hvor mye ekstra fleksibilitet systemoperatørene må ha tilgang til for et gitt nivå på prognoseusikkerheten (Frontier Economics, 2011). Et anslag er at med dagens prognosekvalitet vil selve prognoseusikkerheten medføre at behovet for reserver øker med anslagsvis 13 GW for landene omkring Nordsjøen frem mot 2030. Men dersom prognosekvaliteten blir bedre, skal man ikke se bort fra at reservebehovet bare øker med om lag det halve (omkring 6 GW).

Reservebehovet knyttet til prognosefeil kommer ikke på toppen av behovet for fleksibilitet for å håndtere de løpende variasjoner i faktisk produksjon og forbruk. Noen kilder til fleksibilitet kan anvendes for begge formål. En samlet vurdering av behovet må derfor ta dette i betraktning.

3.5 Forventet behov for fleksibilitet

Variasjon i løpende produksjon av fornybar energi og prognoseusikkerheten for slik produksjon betyr til sammen et økende behov for fleksibilitet i kraftmarkedet. Fleksibilitet er i denne sammenheng et bredt samlebegrep. Flere kilder peker på at behovet for de aller hurtigste reservene, som skal reagere momentant ved fall eller stigning i frekvensen, nok ikke øker like sterkt som behovet for backup for vindkraften. Og mens det nok er mange kilder som kan regulere kraftproduksjonen *ned* når det plutselig blåser mer enn antatt, er det færre som kan øke produksjonen like hurtig som vindkraften kan opphøre når vinden enten blir for sterk eller avtar mer enn varslet.

Frontier Economics (2011) opererer med et estimat på behov for økt fleksibilitet i størrelsesorden 16 GW utover det som allerede finnes i kraftsystemet. Estimater omfatter Tyskland, Nederland, Belgia, Frankrike, Sveits, Østerrike og Storbritannia.

Den lave kapasitetsverdien av vindkraft viser at vindkraft bare i begrenset grad kan redusere behovet for annen kapasitet. Det er først og fremst *bruken* av annen kapasitet som kan gå ned med økende bruk av ustabil fornybar energi. Den store utfordringen er relativt brå bortfall av vind, som gjerne kan vare i flere timer eller dager. Det er ingen reserve- eller fleksibilitetsprodukter som matcher dette behovet i dag – nå dekkes dette av kombinasjoner av trege reserver stil til disposisjon for TSO og fleksibilitet tilbudt i intradag- og day-ahead markeder.

Med utgangspunkt i dansk vindstatistikk, har vi selv anslått behovet for slik fleksibilitet til om lag 50 GW pr 100 GW vindkraft. Med 150 GW vind og 50 GW sol har Frontier Economics (2011) anslått behovet til 80-90 GW. Disse tallene må ikke forveksles med behov for ny fleksibilitet – det er snarere indikasjon på nytt nødvendig totalnivå. Økningen i forhold til dagens nivå er bare en del av dette.

I en engelsk analyse er det anslått at UK kan øke sin fornybarandel, primært med vindkraft, til nærmere 20 % uten å måtte investere i ny fleksibilitet (Green & Vasilakos, 2010). IEA har ifølge tu.no presentert en analyse som sier at Norden har så mye fleksibilitet allerede, at hele 48 % av tilbudet kan komme fra vindkraft, sol og tidevann uten at stabiliteten i kraftsystemet trues. Ifølge samme analyse skal de britiske øyer kunne takle vel 30 %, altså vesentlig mer enn anslått av Green & Vasilakos.

For vårt prosjekt er det relevante spørsmålet om 10 000 MW fra Norge er urimelig mye, sett i forhold til behovet hos våre potensielle handelspartnere. Basert på den litteratur vi har presentert ovenfor, og også en rekke kilder vi ikke har sitert direkte, men likevel gått gjennom (se litteraturoversikt i vedlegg 1), har vi konkludert som følger:

- 10 000 MW er mye hvis det utelukkende tilbys i realtidsmarkeder – altså der hvor TSOer er kjøpere av opp- og nedregulering.
 - Behovet for reserver i realtidsmarkedene vil trolig ikke vokse mer enn 10-12 GW, kanskje mindre. Vi kan ikke regne med nær 100 % markedsandel av økningen.
 - Driftsmessige og strategiske forhold tilsier at det er lite lurt av en kjøper å hente for stor andel av reservene fra samme kilde og via et fåtall DC-kabler. Da blir man unødig sårbar for feil i nettet.
 - Et realistisk anslag på norsk potensiale kan trolig avgrenses til om lag 20 % av kapasiteten i hver enkelt DC-forbindelse
- 10 000 MW er ikke urimelig mye hvis det tilbys i intradag- og day-ahead markeder.
 - Norske ressurser har god mulighet for å være konkurransedyktig på pris, og kan være suverene på responstid og varighet på opp- eller nedregulering.
 - Vannkraft, med eller uten pumper, kan være særlig unik hva gjelder kostnader og tekniske karakteristika i intradag-markeder.

Dermed er det neppe kjøpersiden det skal stå på, hvis Norge ønsker å tilby 10 000 MW fleksibilitet til det europeiske kraftmarkedet.

4. Lokale kilder til fleksibilitet

Økt andel av fornybar kraftproduksjon, øker volatiliteten i kraftproduksjonen. Behovet for finjustering mellom tilbud og etterspørsel nærmere driftstimen vil øke sammenlignet med i dag. I dette kapitlet belyses mulige teknologier til fleksibilitet, som finnes eller kan etableres nær forbrukspunktene på kontinentet.

Dersom etterspørselen etter fleksibilitet og balansetjenester øker, vil betalingsvilligheten for fleksibilitet også øke. Det vil skape et insentiv til teknologiutvikling. Kjente, men fortsatt umodne eller ikke kommersielt interessante teknologier, kan få en ny rolle i fremtiden. Hvor stort omfanget av disse kildene til fleksibilitet vil være, og hvordan de vil utvikle seg, er vanskelig å forutse. De lokale kildene, både de eksisterende og slike som kan etableres, påvirker konkurransearenaen for norsk vannkraft som kilde til den fleksibiliteten det europeiske markedet vil etterspørre.

4.1 **Fleksibilitet fra kraftverk**

Det finnes en rekke produksjonsteknologier som brukes til fleksibel produksjon i elektrisitetsmarkedet, se også kapittel 3.2. Både gassturbiner og enkle oljefyrte anlegg kan relativt hurtig endre sitt produksjonsvolum. Mer konvensjonelle termiske anlegg basert på dampaturbiner har sitt fortrinn innen svært hurtige reserver basert på overtrykk i en dampkjele. Det kan gi momentan produksjonsendring, men bare for en svært kort periode. Både kald og varm start av slike anlegg er temmelig tidkrevende, men nye gasskraftverk (CCGT) har lyktes med å få oppstartstiden ned til 30 minutter (Balling, 2010). Fleksibilitet i kjernekraftverk har til nå blitt oppfattet som nærmest neglisjerbart, men ny utvikling gir et betydelig nedreguleringspotensiale.

Vi kan merke oss to viktige forhold for konkurranseevnen for norske ressurser:

- For det første skjer det betydelig FoU med tanke på å øke fleksibiliteten i konvensjonelle kraftverk, jf. tendensen til raskere oppstartstid i gasskraftverk, og muligheter for nedregulering av kjernekraftverk. Denne utviklingen er drevet frem av økende behov for fleksibilitet, og kan oppfattes som markedets respons på økende fluktuasjoner i netto kraftetterspørsel. Både TSOer og lokale balanseansvarlige er viktige drivkrefter i denne utviklingen.
- For det andre er det mye som tyder på at den eksisterende kraftverkskapasiteten kommer til å bli opprettholdt, jf. Figur 3-2 ovenfor. Jo lavere kapasitetsbidraget er fra vind- og solkraft, jo mer avhengig er man av en kombinasjon av redusert energi- og effektetterspørsel fra de som benytter elektrisitet og å beholde mer konvensjonelle kraftanlegg. Det siste kan ha en viktige konsekvenser for utformingen av og prisdannelsen i day-ahead og intradag-markeder for kraft.

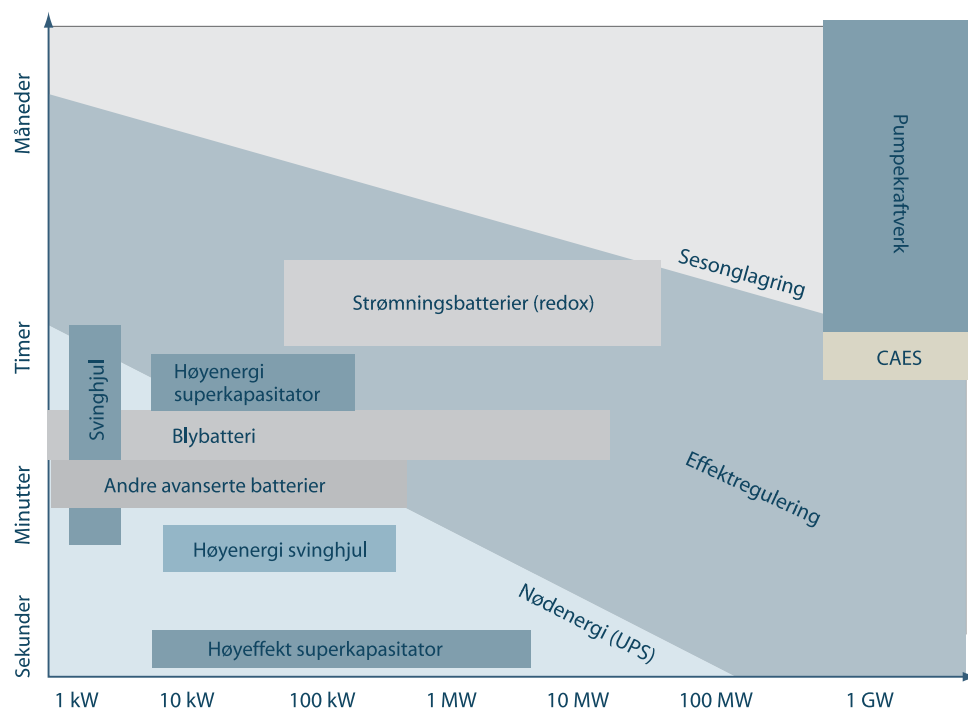
Dette tilsier at Europa ikke står overfor noen akutt knapphet, selv med et høyt tempo i etablering av lite forutsigbar kraftproduksjon. Vi merker oss imidlertid at det stadig oftere våren 2011 ble meldt fra TSOer at behovet for inngrep for å holde stabil frekvens øker, at marginene blir knappere og knappere. Beslutningen om å ta

ut en del kjernekraftverk for ekstraordinær inspeksjon sies å være en viktig årsak til økningen i krevende hendelser denne våren.

4.2 Teknologier for lagring av energi

Det sies ofte at elektrisitet ikke kan lagres, og at det er en av produkttegenskapene som gjør elektrisitet til et relativt unikt produkt som krever et helt spesielt markedsdesign. Virkeligheten er naturligvis mer nyansert enn dette. Poenget er at lagring for en stor del er svært kostbart, og at det eventuelt vil være mer aktuelt å konvertere den elektriske energien før den lagres (for senere å konvertere tilbake til elektrisk energi).

Muligheten til å konvertere og lagre energi er spesielt nyttig når det gjelder vindkraftproduksjon ettersom det åpner opp for at energien fra perioder med mye vind og lavt forbruk kan lagres til senere. I tillegg vil en lagringsteknologi som raskt og kontrollerbart kan sendes inn i nettet være nyttig ved utfall av nettanlegg eller produksjonsanlegg. Figuren nedenfor gir en stilisert oversikt over tilgjengelige teknologier og bruksområder.



Figur 4-1 Teknologier for energilagring (NVE, Enova, Forskningsrådet og Innovasjon Norge, 2007)

Det finnes en rekke potensielle lagringsteknologier. Noen av dem er i bruk, mens andre er under utvikling. Lagringsteknologiene kan deles i tre kategorier, mekanisk lagring, elektrokjemisk lagring og elektromagnetisk lagring. Lagring i form av brensel (gass, kull, olje) er behandlet i avsnitt 4.1.

Mekanisk lagring

Det finnes tre ulike typer mekanisk lagring. Dette er *pumpekraftverk*, *trykkluftlagring* og *svinghjul*. **Pumpekraftverk** er en velkjent og etablert teknologi. Innad i EU var det i 2007 bygget ut 38 GW pumpekraftverk, hovedsakelig i Italia, Østerrike, Spania og Tyskland. Pumpekraftverkene medfører mange steder store naturinngrep, og derfor vil det trolig ikke bli etablert så mange flere pumpekraftverk på kontinentet. Derimot er ikke inngrepene like dramatiske om man anlegger et pumpekraftverk der det allerede eksisterer et vannkraftverk med gode lagringsmuligheter både oppe og nede. Norge peker seg derfor ut som et av få land med stort potensial for pumpekraftverk. Pumpekraft er spesielt velegnet for lagring over en del timer eller lenger, for eksempel fra natt til dag, men kan også være aktuelt for lagring i måneder. Tidshorizonten utover i tid avhenger blant annet av reservoarstørrelsen.

Mens pumpekraftverk betyr forholdsvis store investeringskostnader, drives de normalt med relativt lave drifts- og vedlikeholdskostnader. Den største driftskostnaden er energiforbruket til pumping. Dersom pumpene primært drives når det er overskuddsproduksjon av vindkraft, blir driftskostnadene tilsvarende lave.

For å illustrere kostnadsstrukturen har vi innhentet kostnadstall fra Goldisthal pumpekraftverk i Tyskland. Anlegget på 1060 MW ble tatt i bruk i 2003 og bruker nyeste tilgjengelige teknologi med Francis pumpeturbiner. Øvre magasin rommer vann til ca 8 timers drift med full effekt, altså ca 8 500 MWh. Effektiviteten angis til 80 %, hvilket betyr at det kreves ca 10 600 MWh for å løfte det samme vannet opp igjen fra det nedre magasinet (1,25 MWh energi til pumping gir 1 MWh produksjon til nettet). Investeringskostnadene var på 700 millioner Euro. Om man antar at det kjøpes inn elektrisitet til å drive pumpene i off-peak timer til 20 EUR/MWh, og at dette selges igjen i peaktimer til 50 EUR/MWh, gir dette et dekningsbidrag på $50 - 1,25 \cdot 20 = 25$ EUR/MWh. Med disse forutsetningene ser man også at om prisen i lavlast er 45 EUR/MWh og prisen i høylast er 50 EUR/MWh, er det ikke noe å tjene på å drive pumpekraftverket.

Trykkluftlagring (CAES, compressed air energy storage) har blitt tatt i bruk de siste 30 år. Metoden baseres på komprimering av luft, som når den ved et senere tidspunkt slippes ut driver et aggregat. Det er et visst potensial for denne teknologien i Europa, spesielt i de flate områdene mot kysten av Østersjøen, Nordsjøen, og Kanalen. Det flate landskapet er gunstig for vindkraft, men lite egnet for pumpekraftverk. Derimot er geologien flere av disse stedene slik at det finnes store saltgruver som kan brukes til lagring av komprimert luft.

Lagringen foregår ved at luft komprimeres ved hjelp av en elektrisk motor. Komprimeringen genererer betydelig varme. Når energien skal frigis, kjøres luften gjennom turbinen som driver en generator. Det tilføres normalt varme i denne prosessen (dekompresjon) for å sikre en høy virkningsgrad og unngå problemer

med nedfrysing. Avhengig av virkningsgraden til kompressor, turbin og reservoar, vil denne typen energilager gjøre det mulig å gjenvinne 70–80 prosent av den lagrede energien.

Trykkluftlagring er ikke nødvendigvis en helt "grønn" teknologi – det beror i all hovedsak på hvordan varmeproblematikken ved kompresjon og dekompresjon håndteres.

Typisk brukes trykkluftlagring til reserve eller til topplastjustering når pumpekraft ikke er tilgjengelig. Trykkluftlagring er den eneste lagringsmetoden, bortsett fra pumpekraftverk, som kan drives til moderate kostnader per dags dato. Drifts- og vedlikeholdskostnadene er gjerne noe større enn ved pumpekraftverk (ofte angis intervallet 20 til 50 EUR/MWh som estimat).

Svinghjul betyr at energi lagres som kinetisk energi (bevegelsesenergi) i en rotor. Energien frigjøres ved oppbremsing av svinghjulets rotasjon. Den kinetiske energien blir deretter transformert til elektrisitet. Denne teknologien passer best i situasjoner der man trenger elektrisitet inn i systemet på kort sikt.

Elektrokjemisk lagring

Elektrokjemisk lagring kan også kategoriseres i tre: *batterier*, *strømningsceller* og *hydrogen*. Det finnes en rekke ulike **batteriteknologier**, enten i småskala bruk eller under utvikling. Det underliggende prinsippet med alle batterier er å lagre energi i en kjemisk prosess. Den største ulempen knyttet til batterier er at de har relativt kort driftstid og lang oppladningstid. På den annen side har de høy effektivitet og kan levere elektrisitet umiddelbart. I dag finnes det flere batterienheter over hele verden. Men ettersom kostnadene er høyere enn både pumpekraftverk og trykkluftlagring, er ikke batterier brukt til lagring av store volumer energi over tid. I stedet er disse systemene tilgjengelig for kortsiktig backup og for nettstabilitet.

Det foregår betydelig FoU knyttet til batterier i elektriske kjøretøy. En sentral utfordringer er lading på tidspunkt som både passer for bileier og for nettselskapet. En annen utfordring er å kunne utnytte batteriene som reserve, innenfor de rammer som bileiernes behov setter.

Strømningsceller er oppladbare batterier, der elektrolytter er lagret i eksterne tanker som flyter gjennom batteriet før de igjen returnerer til den eksterne tanken.

Teknisk sett er det en flere varianter som baseres på **hydrogen**, men de fleste av disse er fortsatt på utviklingsstadiet. Disse enhetene kan lagre store volumer av elektrisitet, og er derfor en god lagringskilde for overskudd fra vindkraftproduksjon. Teknologiene baserer seg på å omdanne elektrisitet til hydrogen, som senere kan omdannes til elektrisitet igjen. Hydrogen kan produseres ved en elektrolyseprosess ved bruk av vann og elektrisitet, og gassen kan lagres enten under høyt trykk eller som flytende form ved ekstreme lave temperaturer (-252 celsius). Begge lagringsmetodene krever energi, enten for trykk eller for nedkjøling.

Energitettheten til hydrogen gjør at hydrogen kan bli en rimeligere metode enn trykkluft, spesielt om det er snakk om store energivolumer. Lagringskostnadene ved hydrogen regnes i dag som to til tre ganger høyere enn pumpekraftverk, men kan matche pumpekraftverkenes kostnader med teknologiutvikling. Trykkluftlagring vil typisk være billigere enn hydrogen for å balansere ut kortsiktige vindkraftvariasjoner. Men siden trykkluft krever større lagringsplass enn hydrogen, har hydrogen en fordel dersom lagringsperioden er lenger.

Elektromagnetisk lagring bruker magneter for å lagre en elektrisk flyt, typisk på en liten komponent. Til dags dato er det bare teknologier for kortsiktig lagring.

4.3 Forbrukssidestyling

Både produksjonsteknologier og lagringsteknologier er kilder til fleksibilitet på tilbudssiden. Men det finnes også teknologier som hjelper forbrukerne til å etterspørre mer elektrisitet når prisene er lave, det vil si i perioder med "for stor" produksjon, og mindre når prisene er høye. Forbrukssidens fleksibilitet er til nå lite benyttet utenfor Norge, men de fleste systemansvarlig har de siste årene fått øynene opp for dette og satser betydelig på å utnytte og skap nye muligheter for fleksibilitet. Sentrale stikkord er kommunikasjon mellom systemansvarlig, forbruksutstyr og forbruker, og incentiver gjennom priser.

Det er gjort en rekke forsøk med å stimulere forbrukernes bruksmønster til å avhenge mer av produksjonen, og resultatene er så langt ikke veldig lovende når det gjelder alminnelige husholdningskunder. Skal forbrukerne ha insentiver til å vente eksempelvis tre timer med å sette i gang vaskemaskinen, må gevinsten av dette være mer enn noen kroner. Alternativet er teknologier som setter i gang vaskemaskinen når det er spådd lavest priser over en gitt tidsperiode. Men igjen må ikke investeringskostnadene ved en slik innretning være mer en den potensielle gevinsten.

På den annen side har man i Norge demonstrert at det er betydelig fleksibilitet i deler av industrien. Denne erfaringen tilsier at man også på kontinentet har betydelige "skjult" fleksibilitet på forbrukssiden. Dette handler i mindre grad om teknologiutvikling, og mer om utvikling av administrative rutiner hos de større forbrukerne og tilpassede innkjøpsordninger hos de systemansvarlige.

I forhold til de store utfordringene som vindkraften avstedkommer, ligger det også en betydelig fleksibilitet i fjernvarmesektoren på kontinentet. Der det i dag brennes gass for å produsere fjernvarme, er det relativt enkelt å supplere med elektrisk oppvarming av fjernvarmenettet. Når vindkraftproduksjonen ellers er så høy at kraftsystemet ikke enkelt klarer å absorbere det hele, kan dette være en svært nyttig og klimaeffektiv måte å anvende "overskuddskraften".

4.4 Lokale fleksibilitetsmarkeder

Vi har foran vist at sterk økning i bruk av vindkraft og solenergi, kan gi vesentlig større volatilitet i det vi har definert som netto forbruk (forbruk minus ustabil eller vanskelig regulerbar produksjon). Dette betyr at så vel aktører som systemansvarlige vil måtte øke sin etterspørsel etter fleksibilitet. Dette vil stimulere til videre utvikling av fleksibilitet fra eksisterende kilder og nye kilder. Med mindre brutto kraftforbruk reduseres betydelig, vil det tross stor økning av kapasiteten i vind- og solkraft være viktig å opprettholde kapasiteten i eksisterende kraftverk. Parallelt med installasjon av vindkraften har fleksibiliteten i konvensjonelle kraftverk økt betydelig. I tillegg foregår det en betydelig FoU på ulike teknologer for lagring av elektrisk energi.

For et systemansvarlig selskap på kontinentet, er det flere mål som styrer anskaffelsene av fleksibilitet:

- Fysiske forhold i nettet tilsier at ressurser som skal kompensere for store endringer i vindkraftproduksjon bør ligge så nær forbruksstedene som mulig (nettmessig sett), men også komme fra flere ulike punkter i nettet. I motsatt fall gjør man seg unødig sårbar for nettfeil.
- Strategiske og taktiske forhold tilsier at man kjøper litt av alt, snarere enn alt fra færrest mulig leverandører. Foruten klimahensyn er nettopp ønsket om redusert importavhengighet en vesentlig begrunnelse for EUs fornybarpolitikk.
- Klimahensyn tilsier at fleksibiliteten kommer fra kilder som i minst mulig grad medfører utslipp av klimagasser.
- Økonomiske forhold tilsier at markedsmessige mekanismer og institusjonelle forhold utvikles i takt med behovene ovenfor.

Det er plass til norske leverandører på de lokale fleksibilitetsmarkedene. Men de kommer ikke til å være alene på tilbudssiden i disse markedene. Og det gjenstår å se om markedene for fleksibilitet blir like integrerte som spotmarkedet. Ett vesentlig forhold skal vi merke oss før vi går videre med å skissere en forretningside for norske ressurser:

Det lave kapasitetsbidraget fra vindkraft og solkraft gjør at man for en stor del må opprettholde annen kapasitet til backup når effektbehovet er på det høyeste. Samtidig kan den store utbyggingen av fornybar energi føre til lange perioder der disse mer eller mindre konvensjonelle kraftverkene ikke er i drift. Det er nærliggende å tro at dette betyr lange perioder med såpass lave kraftpriser at spark spreads og lignende (differanse mellom kraftpris og brenselpris) er negative. Dersom de konvensjonelle kraftverkene ikke skal bli nedlagt, må de imidlertid få såpass mange driftstimer at akkumulert dekningsbidrag er stort nok til å dekke de kostnader som kan spares ved en nedlegging. Da må enten kraftprisene

(EUR/MWh) bli enda mer volatile enn nettoforbruket, eller så vil det måtte komme en eller annen form for kapasitetsbetaling.

Kapasitetsbetaling brukes nå i Spania og i noen grad i Frankrike. I Storbritannia ligger det forslag om å gjeninnføre kapasitetsbetaling. Hvordan dette vil utvikle seg er det ingen som vet i dag. Vi vet ikke engang om EU-landene vil klare å samle seg om en ensartet måte å gjøre det på, eller om de i så fall vil ha hvert sitt system.

For Norge og mulighetene for handel med fleksibilitet er det et kritisk spørsmål om norsk kapasitet kan delta i utenlandske kapasitetsmarkeder via kabler. Dersom belønningen for å tilby kapasitet ikke først og fremst kommer fra et spotmarked for energi, men fra et (langsiktig?) marked for kapasitet, er det avgjørende å få være med i det gode selskap. Fra en teknisk og en samfunnsøkonomisk synsvinkel er det ingen ting i veien for det, men dette er i vel så stor grad et politisk spørsmål – både i Norge og i de potensielle kjøperlandene.

5. Bibliografi

Axelsson, U., Murray, R., & Neimane, V. (2005). *4000 MW wind power in Sweden. Impact on regulation and reserve requirements*. Stockholm: Elforsk.

Bach, P.-F. (2011). *Wind Power and Spot Prices in Denmark and Germany: Statistical Survey 2010*. Fredericia.

Balling, L. (2010, January). Fast cycling and rapid start-up: new generation of plants achieves impressiv results. *Modern Power Systems* , ss. 35-41.

Coughlin, K., & Eto, J. H. (2010, 12). *Analyses of Wind Power and Load Data at Multiple Time Scales*. USA: Berkley National Laboratory.

Energinet.dk. (2011). Danmark satser på Smart Grid. *Nyhedsmagasinet "om energi"* . Fredericia.

Energinet.dk. (2009). *Effektiv anvendelse af vindkraftbaseret el i Danmark*. Energinet.dk.

ENTSO-E. (2011). *Scenario Outlook and System Adequacy Forecast 2011-2025*.

Eurelectric. (2011). *RES Integration and Market Design: Are Capacity Remuneration Mechanisms needed to ensure generation adequacy?* Eurelectric.

Frontier Economics. (2009). *Blowing in the wind - measuring and managing the costs of renewable generation in Europe*. London.

Frontier Economics. (2011). *The European renewables challenge*. London.

German Advisory Council on the Environment. (2011). *Pathways towards a 100 % renewable electricity system*.

Green, R., & Vasilakos, N. (2010). Market behaviour with large amounts of intermittent generation. *Energy Policy* (Volume 38, Issue 7), ss. 3211-3220.

Lejeune, O. (2009, 10 8). The Large Combustion Plant Directive - much ado about nothing. *EU ETS service*. New Energy Finance Ltd.

Magnusson, M., Krieg, R., Nord, M., & Bergström, H. (2004). *Effektvariationer av vindkraft. En studie av vindenergiproduktionens tidsvariation*. Stockholm: Elforsk.

Milligan, M., Donohoo, P., Lew, D., Ela, E., Kirby, B. K., Holttinen, H., et al. (2010). Operating reserves and wind power integration: An international Comparison. Québec: NREL/CP-5500-49019.

NVE, Enova, Forskningsrådet og Innovasjon Norge. (2007). *Fornybar energi 2007*.

Skatteministeriet (Danmark). (2010). *Redegørelse om muligheder for og virkninger af ændrede afgifter på elektricitet med særlig henblik på bedre integration af vedvarende energi (dynamiske afgifter)*.

Statnett. (2011). *Utvikling og realisering av utenlandsforbindelser - Statnett's erfaringer*. Oslo.