

KAN DET NORSKE ENERGISYSTEMET I STØRRE GRAD BENYTTES TIL Å LEVERE FLEKSIBILITET TIL EUROPA? ET MULIG OG FREMTIDSRETTET SATSINGSOMRÅDE?

CAN THE NORWEGIAN ENERGY SYSTEM TO A LARGER EXTENT DELIVER
ENERGYFLEXIBILITY TO EUROPE? A POSSIBLE AND FEASIBLE ENGAGEMENT?

HEGE HOLTE NIELSEN

UNIVERSITETET FOR MILJØ- OG BIOVITENSKAP

INSTITUTT FOR NATURFORVALTNING
MASTEROPPGAVE 30 STP. 2012



1 Innholdsfortegnelse

Sammendrag	5
Abstract	6
INNLEDNING	7
1.1 Problemstilling og mål	7
1.2 Metode.....	7
2 ENERGIMARKEDET - BAKGRUNNSINFORMASJON	9
2.1 Rammebetingelser og virkemidler	9
2.1.1 FNs klimakonvensjon og Kyotoprotokollen	9
2.1.2 EUs klimapolitikk.....	10
2.1.3 Norges klimapolitikk.....	11
2.2 Egenskaper ved det norske kraftsystemet	13
2.2.1 Produksjon.....	13
2.2.2 Etterspørsel.....	16
2.2.3 Kraftbalansen.....	17
2.3 Nettkapasitet	19
2.3.1 Dagens situasjon	19
2.3.2 Investeringer i nettet.....	19
2.3.3 Supergrid.....	21
3 NORGE SOM LEVERANDØR AV FLEKSIBILITET	22
3.2 Behovet for fleksibilitet.....	25
3.2.1 Last og produksjonsfleksibilitet	26
3.3 Alternative teknologier for lagring av energi.....	30
3.3.1 Forbrukerfleksibilitet og smart-grid.....	31
3.3.2 Vindprognostisering.....	33
3.3.3 Karbonfangst –og lagring (CCS).....	33
4 TIDLIGERE STUDIER	35
4.1 "Økt balansekraft i norske vannkraftverk" (CEDREN 2011).....	35
4.2 "Large scale exchange of balancing power between Norway and Europe – analysis of impacts" (CEDREN 2012)	35
4.3 "Norge som leverandør av fornybar fleksibilitet" (Thema 2011)	36
4.4 "Fornybarutbygging og mellomlandsforbindelser mot 2020" (Thema 2012b).....	36
5 KRAFTPRODUKSJON I EUROPA OG RESSURSGRUNNLAG I NORGE	38
5.1 Historisk utvikling.....	38
5.2 Kraftproduksjon i Europa frem til 2020	39
5.2.1 Fornybar kraftproduksjon i Europa.....	40
5.2.2 Norden.....	42
5.3 Ressursgrunnlag i Norge	43
5.3.1 Vannkraft.....	43
5.3.2 Vindkraft.....	45
5.4 Miljø.....	48
5.4.1 Vannkraft.....	48
5.4.2 Vindkraft.....	49
5.4.3 Nett.....	49
6 KONKLUSJON	51
7 TABELLISTE	53
8 FIGURLISTE	53

9 APPENDIKS	54
9.1 Videre arbeid	54
9.1.1 Scenario	54
9.1.2 Samkjøringsmodellen	56
9.2 Virkemidler	59
13 BIBLIOGRAFI	62

Forord

Masteroppgaven er gjennomført ved institutt for naturforvaltning ved Universitetet for Miljø- og Biovitenskap. Det har vært en spennende mulighet til å gjennomføre en helhetsvurdering av Norges unike muligheter til å bidra til at EU når sine mål innen fornybardirektivet ved å levere fleksibilitet til Europa og dermed bedre mulighetene til å stabilisere de globale klimagassutslippene. Det vært interessant å kartlegge Norges store ressurspotensial for fornybar kraftproduksjon og samtidig ta stilling til forhold knyttet til verdiskapning, forbruker- og produksjonsfleksibilitet, miljø og biologisk mangfold. Det er mange energiske, kompetente og reflekterte personer i bransjen, og det er viktig at Norges rolle som en energinasjon settes på dagsorden hos norske politikere.

Arbeidet med denne oppgaven har vært givende og bidratt til en bevisstgjøring av forhold knyttet til energi, økonomi, ideologi og en fremtidig bærekraftig utvikling av kraftressurser i Norge og Europa.

Jeg vil takke min veileder Terje Gjengedal som har latt meg få utfolde meg og styre egen retning på oppgaven samtidig som han i løpet av studietiden har kunnet bidra med verdifulle kunnskaper innen tradisjonell og fornybar kraftproduksjon. Dette har vært en inspirerende læringsprosess!

Desember 2012,

Hege Holte Nielsen

Sammendrag

Masteroppgaven har hatt som mål å kunne ta stilling til om Norge i større grad skal tilby energifleksibilitet til Europa og om det er et mulig og fremtidsrettet satsningsområde. En kvalitativ analyse og syntese av tidligere studier er utført for å få en helhetsforståelse. Det er tatt utgangspunkt i en kapasitetsøkning på 10.000 MW fra pumpe- og effektinstallasjoner i norske kraftverk.

Arbeidet med denne oppgaven viser at tiden ikke er moden for å tilby en vesentlig større energifleksibilitet til Europa.

Oppgaven har vist at Norge med vannkraftproduksjonens egenskaper og store magasinkapasitet har mulighet for å bli en sentral aktør i Europas energiforsyning. Økt satsing på leveranse av energifleksibilitet vil også kunne bidra til en økt fornybarandel i Norge. Overføringskapasiteten er imidlertid begrenset og etablering av flere mellomlandsforbindelser er avhengig av politisk vilje og satsning. Tidligere studier viser at det kan være økonomisk fordelaktig å levere fleksibilitet til Europa. Det er imidlertid vanskelig å sette en pris på miljøkonsekvensene som kan komme i kjølevannet av en slik satsning.

Estimatene av fremtidig balansebehov i Europa er veldig forskjellige. Det foregår betydelig forskningsaktivitet på området med fokus på produksjons- og forbrukerfleksibilitet. Smart-grid, aggregering av produksjon- og forbrukerfleksibilitet og øy-drift er mulige tiltak som vil redusere behovet for fleksibilitet. Videre vil tiltak som gir bedre vindprognoser som prognostiserer tettere opptil driftstimen samt handel i intra-dag markedet nærmere driftstimen kunne bidra til å øke fleksibiliteten. Dersom det er gasskraft som skal yte fleksibilitet, så er karbonfangst og lagring tiltak som kan redusere CO₂-utslipp. Best egnet for storskala energilagring på det nåværende tidspunkt er pumpekraft og trykkluft.

En kartlegging av dagens kraftproduksjon i Europa og Norge samt fremtidens ressursgrunnlag i Norge er gjennomført. Det viser at det at Norge kan tilby energifleksibilitet til Europa. Pumpe- og effektinstallasjoner bygges i tilknytning til eksisterende kraftverk og magasiner og det kan argumenteres for at miljøkonsekvensene er begrenset. Inngrep i naturen er imidlertid ikke reversible, enten det gjelder installasjon av produksjonskapasitet eller overføringsnett.

Gjennomgangen viser at det kan være fornuftig å vente med en storstilt utbygging for å tilby en større andel energifleksibilitet til Europa. Installasjoner på 10.000 MW fra Sør-Norge som er utgangspunktet her kan dekke 10% av behovet for fleksibilitet. Europa vil uansett investere betydelige ressurser for å finne andre alternativer som gir energifleksibilitet.

Samtidig kan det være hensiktsmessig at planer for et eventuelt supergrid i Nordsjøen bearbeides videre. Et supergrid vil ikke erstatte utbygging av overføringskapasitet og oppgradering og utvidelser av eksisterende nett i Norge, men det kan føre til at andre vurderinger i forhold til hvilke pumpe- og effektinstallasjoner som er mest hensiktsmessige å bygge ut med tanke på fremtidig utvikling av nettet.

Abstract

This thesis aims to assess if Norway to a larger extent can offer energy flexibility to Europe and if this is a possible and feasible engagement. In order to achieve an overall perspective a qualitative analysis and synthesis of previous studies has been made. The base study is increased capacity of 10.000 MW from pumped hydropower and effect installations.

This study concludes that Norway should decide not to offer a substantial amount of energy flexibility based on the information we have at the present time.

With hydropower characteristics and large-scale energy storage capacity Norway can provide flexibility and play a key part in the European energy system. Increased energy flexibility from Norway would also increase the share of renewable energy production in relation to the energy consumption. The transmission capacity is however limited and the establishment of new interconnectors depend on political will and commitment.

Previous studies show that the offer of energy flexibility can be profitable in terms of economy. It is however difficult to price the consequences inflicted on the environment.

The estimates on future flexibility demand vary. There is a considerable research in this area focusing on production- and demand-side flexibility. Smart-grid, aggregation of production- and demand-side flexibility and virtual power plants are possible measures that may reduce the need for flexibility in the energy system. Improved wind forecasting closer to real-time energy production as well as trading in intraday market closer to real-time production may reduce the need for flexibility. If gas is utilized to provide flexibility, carbon capture and storage initiatives are required to reduce CO₂ emissions. For the time being pumped hydropower and compressed air energy systems are the alternatives for large-scale energy storage.

A survey of the present production in Europe and Norway has been made as well as an estimation of the future resource potential for renewable energy in Norway. This shows that Norway can deliver energy flexibility to Europe. As pumped hydropower and effect installations are built in connection with existing hydropower plants and dams, one can argue that the environmental impacts are limited. Intervention in nature is however not reversible.

This review shows that the most sensible solution will be to postpone a major development that can provide a larger share of energy flexibility to Europe. Installations of 10.000 MW can account for a share of 10% of the demanded flexibility. Europe will still invest significant resources in order to find other alternatives that provide for energy flexibility.

Another issue is that it would be an advantage to know more of the future plans for a super-grid in the North Sea. A super-grid will not replace the need to expand transmission capacity, but it might alter decisions regarding which pumped hydropower and effect installations that might be ideal for the long-term future development in the energy system.

INNLEDNING

1.1 Problemstilling og mål

FNs internasjonale klimasamarbeid har som mål å stabilisere konsentrasjonen av klimagasser i atmosfæren slik at den globale gjennomsnittstemperaturen ikke øker med mer enn 2° C i forhold til førindustrielt nivå. EUs fornybardirektiv skal sikre 20% reduksjon i klimagassutslipp, 20% energieffektivisering og at 20% av energiforbruket i EU vil komme fra fornybar energikilder innen 2020.

En konsekvens av dette er at kraftproduksjon fra fornybare kilder vil øke betraktelig og vindkraftproduksjon vil utgjøre den største andelen av dette volumet. Kapasiteten for produksjon av vindkraft skal mer enn dobles til en total kapasitet på 230 MW i 2020 og vindkraftproduksjonen vil utgjøre 15,7% mot dagens nivå på 6% (EWEA 2011a). Et økt innslag av fornybar kraftproduksjon vil kreve mer fleksibilitet i energisystemet for å balansere energi- og effektbalansen. Energisystemet i Norge har som en følge av vannkraftproduksjonens egenskaper og store magasinkapasitet mulighet for å bli en sentral aktør i Europas energiforsyning ved å tilby fleksibilitet tilpasset Europas behov.

Masteroppgaven tar sikte på å besvare følgende problemstilling:

Kan det norske energisystemet i større grad benyttes til å levere fleksibilitet til Europa. Et mulig og fremtidsrettet satsningsområde?

Målsetningen med oppgaven har vært å gjennomføre en kvalitativ analyse og syntese rundt problemstillingen for å komme frem til en konklusjon om Norges energisystem i større grad skal benyttes til å tilby fleksibilitet til Europa.

Det har vært gjennomført studier på dette temaet det siste to årene fra flere forskningssentre, og det er her valgt å benytte disse som grunnlag for å gjøre en kvalitativ analyse og syntese av problemstillingen istedenfor å gjennomføre en egen modellering. Det har i denne sammenheng blitt benyttet en estimert mulig utvidelse av kapasitet fra effekt- og pumpekraftverk i Sør-Norge på 10.000 MW fra CEDREN (CEDREN 2011). Samtidig har det vært et ønske å gi et godt grunnlag for å danne et helhetlig bilde av Norges og Europas energisystem og på dette grunnlag ta stilling til hvordan Norge skal delta i det fremtidige Europeiske energisystemet.

1.2 Metode

Masteroppgaven er gjennomført som en kvalitativ analyse og syntese for å kunne danne et helhetlig bilde av problemstillingen og på dette grunnlag ta stilling til spørsmålet som stilles i masteroppgaven.

Kunnskapssenteret har definert en kvalitativ analyse med følgende:

”En kvalitativ analyse innebærer å samle inn data som gjør det mulig å forstå et fenomen istedenfor å måle det. Metoden benyttes gjerne i case-studier og forstudier for å kunne gi en helhetsforståelse av spesifikke forhold”(Kunnskapssenteret 2012).

Problemstillingen og oppgaven baserer seg på tidligere studier og informasjon fra rapporter utarbeidet av CEDREN (CEDREN 2011; CEDREN 2012) og Thema Consulting (Thema 2011) som har simulert ulike nivåer for pumpe- og effektinstallasjoner i eksisterende kraftverk og overføringskapasiteter. Flere av studiene har tatt utgangspunkt i potensialet for oppgradering og utvidelser med effekt- og pumpekraft i Sør-Norge og således ikke hele potensialet i Norge.

Bakgrunnsinformasjon for energimarkedet og overføringskapasitet i nettet er sentralt i forhold til problemstillingen og dette er derfor kartlagt i oppgaven. Videre beskrives Europas behov for fleksibel energi og sammenhenger som forklarer hvordan og hvorfor Norge kan tilby slik fleksibilitet. Samtidig blir det her også vurdert andre alternativer som vil gi økt fleksibilitet, som forbrukerfleksibilitet (smart-grid) og bedre vindprognoser. Dette er en kvalitativ analyse og det blir referert til de viktigste rapportene som gir nødvendig grunnlagsinformasjon for oppgaven. Dersom Norge ønsker å tilby en større mengde energifleksibilitet til Europa er det behov for å kartlegge fremtidens sammensetning av kraftproduksjon i Europa og ressurspotensialet for fornybar kraftproduksjon (spesielt pumpe- og effektkraftverk) i Norge. Dette etterfølges av miljøkonsekvenser knyttet til en utvidet bruk av ressursene i Norge.

Masteroppgaven har som målsetning å kunne ta stilling til hvilken betydning Norge skal få i Europas energimarked på grunnlag av ovennevnte analyse. Her er det mange og store muligheter, men det er viktig at det gjøres en helhetsvurdering som gir grunnlag for å ta en riktig beslutning. Målene må være forankret i det politiske systemet, de må tydeliggjøres og det må legges til rette for måloppnåelse i form av virkemidler samt planlegging av overføringskapasitet som har en lang tidshorison. Samtidig må miljøhensyn ivaretas på en bærekraftig måte.

I appendiks skisseres et forslag til modellering og testing av 3 forskjellige scenarioer for økt installasjon av pumpekraft- og effekt i norske vannkraftverk med tilhørende nivå for overføringskapasitet ved bruk av samkjøringsmodellen. Det er forventet at dette vil gi samlet økonomisk gevinst. En videre beregning av miljøkonsekvensene for hvert enkelt scenario vil være hensiktsmessig som måler miljøkonsekvenser knyttet til produksjon, men også knyttet til overføring ettersom overføringskapasiteten må økes betraktelig dersom en stor utvidelse skal skje. En sammenfatning av dette vil kunne bidra til å styrke konklusjonen i denne masteroppgaven.

Det er ikke første gang Norge har blitt vurdert som en sentral aktør i Europas energiforsyning. Historien viser at Tyskland allerede på 60-tallet ønsket å etablere et utvidet samarbeid knyttet til energimarkedet med Norge. Den gang ble det regnet som en uaktuell løsning, -og spørsmålet er om Norge fremdeles er av samme oppfatning.

2 ENERGIMARKEDET - BAKGRUNNSINFORMASJON

Norge er Europas største vannkraftprodusent og den 6 største produsenten av vannkraft i verden. Hele 98-99% av kraftproduksjonen i landet stammer fra vannkraft.

Dette skyldes store naturgitte ressurser for kraftproduksjon som igjen har hatt stor historisk betydning for verdiskaping i Norge. Allerede i 1905 ble det etablert kraftkrevende industri i tilknytning til vannkraftproduksjon (Norsk Hydro) og i dag utgjør industriens kraftforbruk ca. 25% av den totale kraftproduksjonen i Norge.

Det ble bygget ut store vannkraftanlegg på 1960-tallet som kuliminerte med Mardøla-aksjonen og Altakraftverket på 1970-tallet. I dag er hele 13 av de 18 største innsjøene i Norge benyttet som vannmagasiner. Stoltenberg har uttalt at "de store vannkraftutbyggingens tid er over" som medfører at det som skal kunne bygges av vannkraft i fremtiden må være i tilknytning til eksisterende anlegg eller alternativt småkraftverk. De siste par årene har det også blitt etablert vindkraftproduksjonen i tillegg til gasskraftproduksjon.

Dette kapitlet tar for seg rammebetingelser for kraftproduksjon som legger premissene for utviklingen av energimarkedene i Norge og Europa. Egenskaper ved det norske kraftsystemet vil videre beskrives for å forstå hvorfor Norge er spesielt godt egnet til å levere energifleksibilitet til Europa. Dette er imidlertid avhengig av tilgjengelig overføringskapasitet som også vil bli diskutert i dette kapitlet. En kartlegging av dagens kraftproduksjonssystem i Norge og Europa etterfølges av ressurspotensialet for vann- og vindkraft i Norge. Dette gjøres for å illustrere at det er et stort ressurspotensial i Norge og at det dermed er mulig å øke fornybarkraftproduksjon og øke effektkapasiteten i Norge som kan benyttes til å tilby energifleksibilitet til Europa.

2.1 Rammebetingelser og virkemidler

2.1.1 FNs klimakonvensjon og Kyotoprotokollen

FNs klimakonvensjon ble vedtatt i Rio de Janeiro i 1992 og er det sentrale rammeverket for det internasjonale klimasamarbeidet. Målsetningen er å stabilisere konsentrasjonen av klimagasser i atmosfæren slik at den globale gjennomsnittstemperaturen ikke øker med mer enn 2° C i forhold til førindustrielt nivå.

Kyotoprotokollen er den første internasjonale avtalen for å begrense klimagassutslipp med tallfestede utslippsforpliktelser for industrilandene for perioden 2008-2012. Den ble etablert i 1997 og er forankret i FNs klimakonvensjon. Målsetningen var å redusere de globale klimagassutslippene med 5,2% fra 1990 nivå i perioden 2008-2012 og med 20% innen 2020. Avtalen er signert av 187 land og regulerer utslippene til 37 industriland som står for ca. 30% av de globale CO₂-utslippene. USA, som alene står for ca. 36,1% av de globale utslippene har ikke ratifisert Kyotoprotokollen. Kina og India har heller ikke ratifisert avtalen. USA og utviklingslandene som ikke har undertegnet noen utslippsforpliktelser står for ca. 70% av de globale klimagassutslippene. Norge

ratifiserte Kyotoprotokollen i 2002, og har forpliktet seg til et klimagass- utslippstak på 1% over 1990 nivå. Under klimakonferansen i Durban i desember 2011 sa imidlertid India , Kina og USA seg villige til å delta i prosessen for å komme til en juridisk avtale i 2015 om reduksjon i klimagassutslipp med virkning fra 2020.

Norge ratifiserte Kyotoprotokollen i 2002, og har forpliktet seg til et klimagass- utslippstak på 1% over 1990 nivå. Dette tilsvarer 250,6 mill. tonn CO₂-ekvivalenter i inneværende periode (*Utslepp av Klimagassar* 2012). Stortinget har vedtatt at Norge skal overoppfylle sine forpliktelser i henhold til Kyotoprotokollen ved kjøp av klimakvoter fra utlandet på 10% slik at de totale klimagassutslippene representerer en reduksjon på 9% fra 1990 nivå. Under klimaforhandlingene som nylig ble avholdt i Doha, Kyoto-2, forpliktet Norge og EU seg til å redusere utslippene med 30 % innen 2020. De landene som undertegnet avtalen utgjør 14% av verdens totale utslipp.

En viktig rammebetingelse for Norges klimapolitikk er en ny internasjonal klimaavtale med virkning fra 13. Juli 2013. Den som gir tallfestede forpliktelser for industrilandene for perioden fra 2013 til 2020 og en global felles visjon om klimaregime (2°C mål).

2.1.2 EUs klimapolitikk

EUs fornybardirektiv fra 2009 har i tillegg til en målsetning om 20% reduksjon i klimagassutslipp, mål om energieffektivisering på 20% og at 20% av energiforbruket skal komme fra fornybare energikilder. For sistnevnte er dagens nivå 8,5%.

EUs vedtak betyr at installert kapasitet for fornybar kraftproduksjon nesten doubles innen 2020. I følge EWEA`s basisscenario skal samlet installert kapasitet for vindkraft øke til 230 GW tilsvarende en produksjon på 581 TWh (EWEA 2011a). Det tilsvarer 15,7% av Europas energiforbruk mot dagens nivå som er på 6%. I perioden frem til 2030 forventer de sterk vekst og at denne andelen vil utgjøre totalt 400 GW, 250 GW på land og 150 offshore som er 28,5% av Europas energiforbruk.

Det gjør at verdien på kortsiktig fleksibilitet og fleksible energikilder, som for eksempel vannkraft med store magasiner, øker og gir muligheter for norsk verdiskapning.

En tredje energimarkedspakke, Elmarkedsdirektiv III (juli, 2009), en videreutvikling Elmarkedsdirektiv II, påla kraftleverandører å opplyse sluttbrukere om opprinnelsen av leveransen fra foregående år og CO₂-utslipp forbundet med produksjon og leveranse. Formålet med direktivet er å utarbeide et fremtidig europeisk regelverk innen kraftsektoren som inkluderer regler for systemdrift og markedsdesign.

2.1.3 Norges klimapolitikk

Målet for 2020 har som en følge av EUs fornybardirektiv blitt satt til 67,5%. Dette representerer en økning på 8,5 prosentpoeng fra 2005. Norges fornybarandel er i dag veldig høy på 62% ettersom størsteparten av landets kraftproduksjon kommer fra vannkraftverk. Fornybarandelen beregnes ved følgende formel (NVE 2012b):

$$\frac{\text{Fornybar elprod} + \text{Fornybar varmeprod} + \text{Direkte bruk av fornybart}}{\text{Energibruk + overføringstap}}$$

Fornybarandelen var på et høyt nivå i 2009 på 65,1% som en følge av finanskrisen og dertil lav energibruk, mens den i 2010 var lav på 60,8% på grunn av kald vinter og høyt energiforbruk (NVE 2012b). Fornybarandelen kan økes som en følge av økt fornybar kraftproduksjon, energieffektivisering og bytte av energibærere. Dersom energibruken i Norge forblir uendret fra dagens nivå på 48% elektrisitet og hele økningen skulle oppnås ved økt fornybar kraftproduksjon, vil dette medføre et behov på 31,4 TWh ny fornybar kraftproduksjon i 2020 (ZERO 2012). Dette er 7 ganger så mye som Norges største kraftverk, Tonstad, produserer i dag.

Et av virkemidlene som skal stimulere til ny kraftproduksjon er sertifikatmarkedet som skal gi 13,2 TWh økt fornybar kraftproduksjon i Norge. På kort sikt kan også fornybarandelen øke ved å øke effektkapasiteten uten å øke produksjonen. Dette vil imidlertid øke de normaliserte tallene som benyttes i beregningene på lengre sikt og dermed redusere fornybarandelen.

En annen mulighet for å oppnå målsetningen innen fornybardirektivet er å eksportere kraft. I regjeringens handlingsplan er det lagt opp til at Norge skal produsere 143,8 TWh og forbruke 126,6 TWh (*Nasjonal Handlingsplan for Fornybar Energi i henhold til Direktiv 2009/28/EC* 2012). Da kan Norge i prinsippet eksportere 17,2 TWh og på denne måten bidra til å øke fornybarandelen (EUs Fornybardirektiv 2012).

Det kan bli en utfordring å oppnå Norges forpliktelser innen fornybardirektivet og en mulig aktuell løsning for å oppnå dette kan være å tilby en større andel energifleksibilitet til Europa ved installering av pumpe- og effektkraftverk i tilknytning til eksisterende vannkraftverk og magasiner og å etablere øke kapasitet for mellomlandsforbindelser.

2.1.3.1 Virkemidler

For at Norge skal nå sin målsetning om reduserte klimagassutslipp og forpliktelser i henhold til Kyotoprotokollen og EU, er rammebetingelser og valg av virkemidler viktig. De internasjonale rammebetingelsene har stor betydning for Norge, samtidig som nasjonale rammebetingelser er vesentlige for å fremme investeringer i fornybar kraftproduksjon. Kraftprisen alene er ikke tilstrekkelig høy til å gi incentiv til investeringer i fornybar kraftproduksjon i dag, med unntak av vannkraft-investeringer.

Virkemiddelbruken kan deles inn i to grupper, markedsbaserte virkemidler og offentlige virkemidler. De markedsbaserte virkemidler som benyttes i Norge er kvoter og sertifikater. Markedsbaserte virkemidler er i motsetning til offentlige virkemidler teknologinøytrale. Det er markedet som bestemmer hvilke investeringer som bør realiseres først. Offentlige virkemidler for fornybar kraftproduksjon bestod frem til 01.01.2012 i hovedsak av investeringsstøtte fra. Denne støtteordningene er erstattet av sertifikatmarkedet. I appendiks er det mer detaljert informasjon om virkemidlene og da spesielt kvoter og sertifikater.

2.1.3.1.1 Konesjon

Myndighetene i Norge gir konesjon for utbygging og drift av energiproduksjon og nettoverføring. Konesjonsprosessen er innført for å ivareta ulike interesser og kan ses på som en samhandling mellom utbygger, myndigheter og andre berørte interessegrupper. Konesjon er påkrevet for vannkraft større eller lik 1 MW og for vindkraft 1000 V. For vannkraftverk større eller lik 40 MW (og regulering over 10 mill. m³) og vindkraftverk større enn 10 MW er det i tillegg påkrevet med en konsekvensutredning. Konsekvensutredningen skal ivareta alle aspekter knyttet til utbyggingen, miljøkonsekvenser og andre interesser som kulturminner og lignende vil belyses i en slik utredning.

Nettoverføring er også gjenstand for konesjonsbehandling og er sentralt i forhold til forsyningsikkerhet, klimaløsningen og verdiskapning i samfunnet. Økt fornybar kraftproduksjon og utveksling i Norden som en del av klimaløsningen er avhengig av tilgjengelig nett, produksjon og effekt.

En utfordring i forhold til det norske energisystemet er at konesjonsprosessen er tidkrevende prosess. Komparative studier Norconsult AS har gjennomført med fokus på tidsforbruk i konesjonsprosesser viser at det er stor spredning i behandlingstid på søknader for landbaserte energiinstallasjoner (Norconsult 2010). Behandlingstiden varierer avhengig av prosjektets størrelse og medieoppmerksomhet. Et eksempel fra forsinkelser i konesjonsprosessen knyttet til medieoppmerksomhet er planlagt luftlinje på 400 kV mellom Sima og Samnanger (Hardangerfjorden). Medieoppmerksomhet og stor motstand i befolkningen førte til store forsinkelser i prosjektet før endelig konesjon ble gitt i mars 2011. Norconsult sine komparative studier viste at gjennomsnittlig tidsbruk fra innsendt melding til endelig konesjon for landbasert energiproduksjon og distribusjon er 6,4 år (median 4,3 år), mens den gjennomsnittlige behandlingstiden for offshoreinstallasjonene Ormen Lange og Goliat til sammenligning var 1,8 år. For offshore er det gjerne foretatt konsekvensanalyser av et område før letevirsomhet settes i gang som medfører at det på tidspunkt for konesjonssøknad allerede foreligger en forhåndsvurdering og tillatelse til virksomhet. Dette viser at en omfattende arealplankartlegging på land og til havs som viser hvilke områder hvor det kunne tillates utbygging og hvilke områder som bør vernes av ulike årsaker vil kunne bidra til en raskere konesjonsprosess.

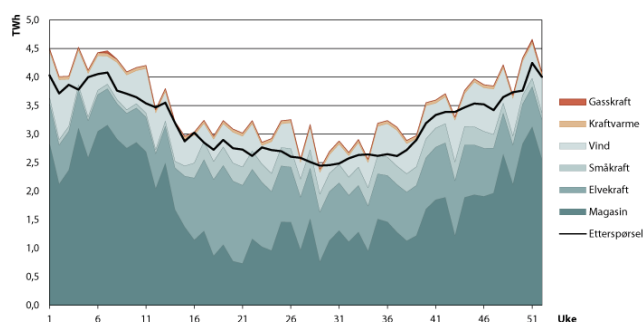
Etter innføringen av grønne sertifikater har NVE satt inn betydelige ressurser for å få en fortgang i konesjonsbehandlingen, men det er usikkert om den største utbyggingen av fornybar kraftproduksjon i sertifikatmarkedet vil foregå i Sverige som har en raskere saksbehandling.

2.2 Egenskaper ved det norske kraftsystemet

Det norske kraftsystemet er energidimensjonert, ikke effektdimensjonert. Dette betyr at energimengden (tilsigt) setter rammer for hvor mye kraft som skal produseres, mens et effektdominert system kjennetegnes ved at installert kapasitet i kraftverkene setter rammer for hvor mye elektrisitet som produseres. Europa har en stor andel termisk kraftproduksjon som er effektdominert.

Effektkraftverk og pumpekraftverk i vannkraftverk kan benyttes for raske justeringer i produksjonen fra uregulert kraft som for eksempel vind. Det er noen pumpekraftverk i Norge, men disse er i hovedsak bygget for sesongpumping hvor det pumpes vann opp i magasinene i sommerhalvåret, og tappes vann fra magasinene om vinteren.

Norge innførte i 1990 et markedsbasert kraftsystem og det er derfor en god balanse mellom produksjon og etterspørsel. Figur 1 viser sammenhengen mellom produksjon og etterspørsel i Norge fordelt på teknologi. Figuren viser at det i Norge er store muligheter for å tilpasse produksjonen til etterspørselen grunnet den store magasinkapasiteten i det norske kraftsystemet. I tillegg viser den at uregulert kraftproduksjon (elvekraft, småkraft og vindkraft) må produseres umiddelbart dersom den ikke skal gå tapt. Økt uregulert fornybar energi vil dermed øke behovet for lagring av energi.



Figur 1 - Produksjon per uke fordelt på teknologi & forbruk. Kilde (Regjeringen 2012b)

2.2.1 Produksjon

Det norske vannkraftsystemet har en midlere årsproduksjon som er beregnet til 125,6 TWh basert på tilsigsperioden 1970-1999 inkludert prosjekter som er under utbygging på 1,1 TWh (Regjeringen 2012b). Det er nå bygget 1250 kraftverk med en total installert effekt på 30.140 MW som tilsvarer en brukstid i systemet på 4.200 timer¹. Av disse er om lag 700 større enn 1 MW (Regjeringen 2012b).

Produksjonen fra småkraftverk utgjør imidlertid en ikke ubetydelig andel på ca. 7,6 TWh av den totale produksjonen. I tillegg er det gitt utbyggingstillatelser på 2,4 TWh. Det er stor interesse for vannkraft (på grunn av lave produksjonskostnader og etableringen av sertifikatmarkedet mellom Sverige og Norge) og NVE behandler nå søknader som

¹ Brukstid er beregnet som total produksjon dividert på total installasjon.

² EU2020 scenario (ENTSO-E 2012b)

omfatter ny produksjonskapasitet innen vannkraft på 7,1 TWh (NVE 2012a). En stor del av søknadene gjelder småkraftverk og oppgradering / utvidelse av eksisterende vannkraftverk. I tillegg til vannkraft består kraftproduksjonssystemet av vind- og gasskraft produksjon som vil bli kartlagt senere i dette kapittelet.

2.2.1.1 Magasin

Norge har en stor magasinkapasitet på 84,3 TWh (NVE 2012a), noe som utgjør om lag 50% av magasinkapasiteten i Europa. Vannmagasinene gjør det mulig å "samle opp vann" i perioder hvor tilsiget er større enn forbruket. De største vannkraftmagasinene i Norge er Storglomvatn og Blåsjø, hvor Storglomvatn har det største magasinvolument på 3.506 mill. m³, mens Blåsjø har størst installert effekt på 2.100 MW. Produksjonen fra disse magasinene er på hhv. 4.489 GWh og 7.759 GWh. Tabell 1 viser en oversikt over de største regulermagasinene i Norge som er lokalisert i Nordland, Agder/Rogaland, Telemark og Troms hvor det med unntak av Mjøsa i Hedemark/Oppland/Akershus er en topografi med høye fjell og store fallhøyder. Vannverdien er høyere i et vannkraftanlegg med stor magasinkapasitet i forhold til et vannkraftanlegg uten regulerings-muligheter som for eksempel et elvekraftanlegg ettersom sistnevnte må produsere elektrisitet uavhengig av etterspørsel ellers går vannet tapt.

Tabell 1 - De største regulermagasinene i Norge. Kilde (NVE 2012a)

Magasin	Fylke	Magasinkapasitet	
		Mill. m ³	GWh
Storglomvatn	Nordland	3506	4589
Blåsjø	Aust-Agder/Rogaland	3105	7759
Tustervatn-Røsvatn	Nordland	2363	2063
Svartevatn	Vest-Agder/Rogaland	1398	2923
Mjøsa	Hedemark/Oppland/Akershus	1312	337
Akersvatn	Nordland	1276	1531
Vatnedalsvatn	Aust-Agder	1150	1967
Møsvatn	Telemark	1064	2270
Altevatn	Troms	1027	1145
Kalvatn	Nordland	706	847

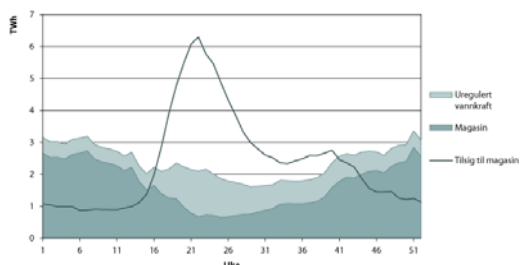
Stor magasinkapasitet gjør at det norske energisystemet har en stor fleksibilitet og kan tilpasse produksjonen til etterspørselen. Dette er illustrert i figur 1 og 4. Ettersom produksjonen i vannkraftverk raskt kan reguleres opp og ned til lave kostnader er det mindre døgnvariasjoner i prisene i Norge enn i Europa som har et termisk dominert energisystem som er dyrere og mer tidkrevende å regulere.

I tillegg til å gi det norske kraftsystemet stor fleksibilitet, gir magasinkapasitet muligheter for økt effektinstallasjon i eksisterende kraftverk og bygging av pumpekraftverk mellom eksisterende magasiner. Dette vil bli diskutert nærmere i kapittel 5 som omhandler ressursgrunnlaget for kraftproduksjon i Norge samt fremtidig potensial.

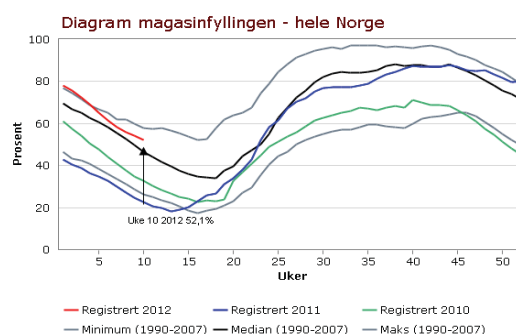
2.2.1.2 Tilsig

Vannkraftproduksjonen varierer med nedbør og tilsig og i svært tørre år kan tilsiget være opptil 30 TWh lavere enn midlere tilsig på 125,6 TWh (Regjeringen 2012b). I år med mye nedbør og tilsig kan produksjonen være vesentlig høyere enn midlere årsproduksjon, mens produksjonen i tørrår ikke trenger å reduseres tilsvarende på grunn av lagret vann i magasinene som gjør det mulig å produsere mer enn midlere tilsig. Det maksimale importbehovet har vært på 12 TWh i løpet av et år som en følge av fleksibiliteten på produksjonssiden og lav priselastisitet på etterspørselssiden (Regjeringen 2012b).

Det er stor variasjon i tilsigsforholdene fra år til år og fyllingsgraden i magasinene ved utgangen av 2011 var på 80,3% (152 TWh) som er det høyeste nivået som har vært ved årsskiftet i hele tidsperioden fra 1982 til 2011. Dette skyldes at det har vært et mildt og nedbørsrikt år. Fyllingsgraden ved inngangen av 2011 var veldig lav på 45,3% (NVE 2011a) som en følge av at vinteren 2010 var en av de 5 kaldeste vintrene på over 70 år. Dette illustreres i figur 2.



Figur 3: Sammenheng mellom tilsig og produksjon over et kalenderår. Kilde (Regjeringen 2012b)



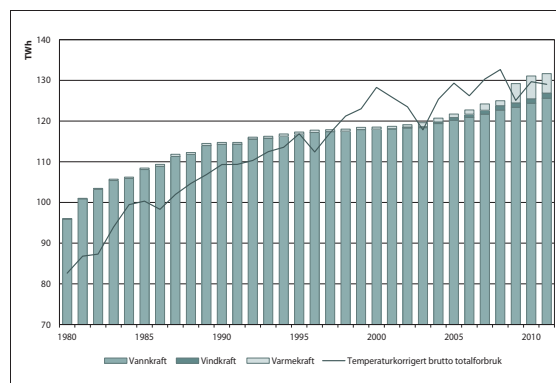
Figur 2: Magasinfylling hele Norge, kilde (NVE 2012a)

I 2011 var kraft-produksjonen på 128,1 TWh (NVE 2011a) mens den i 2009 hele 144 TWh grunnet mye tilsig og større etterspørsel. Figur 3 viser at uregulert vannkraftproduksjon øker i perioder med mer tilsig og dermed dekker en større andel av etterspørselen, mens magasinene da lagrer en større andel av vannet (tilsiget) til andre perioder av året (høst og vinter).

2.2.2 Etterspørsel

Stor magasinkapasitet gjør at det norske energisystemet har en stor fleksibilitet og kan på få minutter tilpasse produksjonen til etterspørselen til en lav kostnad.

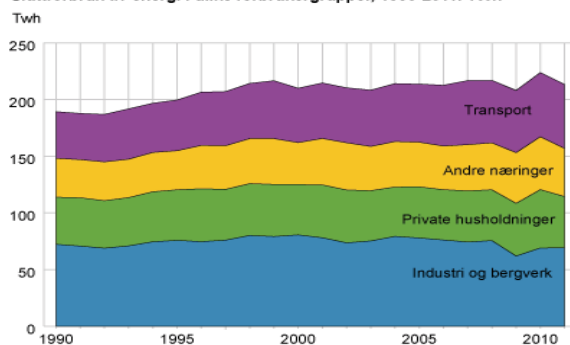
Energiforbruket har økt jevnt de siste tiårene. Dette skyldes i hovedsak befolkningsvekst og vekst innen olje –og gass sektoren samt deler av industrien. Etterspørselen etter elektrisitet er relativt uelastisk på kort sikt og en balansering av produksjon, etterspørsel og utveksling i kraftsystemet vil i hovedsak foregå i produksjonssystemet (Statnett 2012b). Dette vil bli diskutert nærmere i kapittel 2.3 som omhandler nettet. Figur 4 illustrerer hvordan produksjonen er tilpasset etterspørselen i Norge.



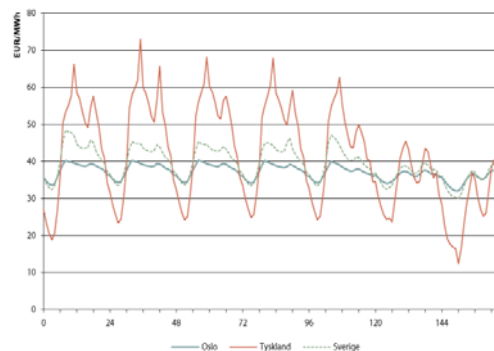
Figur 4: Normal produksjonsevne og temperaturkorrigert forbruk i Norge. Kilde (Regjeringen 2012b)

Industri og bergverk utgjør en stor andel av kraftforbruket i Norge etterfulgt av husholdninger som vist i figur 5. En av årsakene til det høye elektrisitetsforbruket i husholdningene skyldes at 60% av oppvarmingsbehovet dekkes av elektrisitet som en følge av ekspansiv energipolitikk på 60-tallet hvor holdningen var at alle skulle få tilgang på elektrisitet.

Sluttforbruk av energi i ulike forbrukergrupper, 1990-2011. TWh



Figur 5 -Forbruk av energi i ulike forbrukergrupper. Kilde (SSB 2012)



Figur 6 - gjennomsnittlig prismønster over uken. Kilde (Regjeringen 2012b)

Elektrisitetsforbruket har typiske døgnvariasjoner over uken som viser at forbruket er høyest i ukedagene og på morgenen og om ettermiddagen. Dette er vist i figur 6. Om natten er elektrisitetsforbruket lavest. Døgnvariasjoner er reflektert i prisene, men Norge kan regulere produksjonen over døgnet og får dermed mindre prisvariasjoner enn for eksempel Tyskland. Dette illustreres i figur 17 senere i denne oppgaven. Det er også typiske sesongvariasjoner i forbruket hvor elektrisitetsforbruket er høyest om vinteren blant annet som en følge av at den største andelen av oppvarmingsbehovet i husholdningene dekkes av elektrisitet som nevnt over.

2.2.3 Kraftbalansen

Energiloven kom i 1990 og førte til en deregulering av energimarkedet i Norge. Formålet var å kunne skape et mer effektivt energimarked ved "mer rasjonell drift og fleksibel kraftsystemutnyttelse" (Statnett 2012b). I denne forbindelse ble ansvaret for kraftoverføring lagt til Statnett, mens kraftproduksjon skulle ivaretas av andre (private, kommunale og statlige) aktører. Den nordiske kraftbørsen Nord Pool ble etablert i 1996. Her forgår stort sett all handel mellom kraftprodusenter, kraftleverandører og store industrikunder.

Systemprisen settes i markedskrysset mellom tilbud og etterspørsel av kraft, mens områdeprisen reflekterer kraftpris og marked i hvert enkelt område.

Områdeprisen gjør det dermed mulig å møte utfordringen med flaskehalser. Områder med redusert driftssikkerhet som Bergen, Stavanger og deler av Nord-Norge vil for eksempel kunne ha høyere priser og elektrisiteten vil optimalt flyte fra lavprisområder til områder med høy pris. Figur 7 viser at det er fem prisområder i Norge og fire i Sverige.

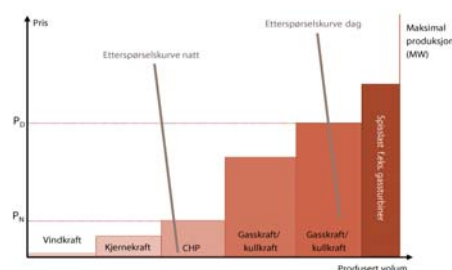


Figur 7 - Nordiske prisområder. Kilde (ENTSO-E 2012a)

Elektrisitetsprisen i et normalår dannes der hvor den marginale produksjonskostnaden (alternativt vannverdien i Norge) er lik etterspørselen. Etterspørselen er som nevnt relativt uelastisk på kort sikt, mens produksjonskostnadene er avhengig av brenselprisene og hvor effektive produksjonsanleggene er. Våre handelspartnere med unntak av Sverige har en stor andel varmekraftverk og deres brenselkostnader, effektivitet, CO₂-kvotepriser samt start/stopp kostnader vil dermed kunne gi sterke føringer for elektrisitetsprisen (selv om overføringsbegrensninger og lignende vil begrense markedskreftene).

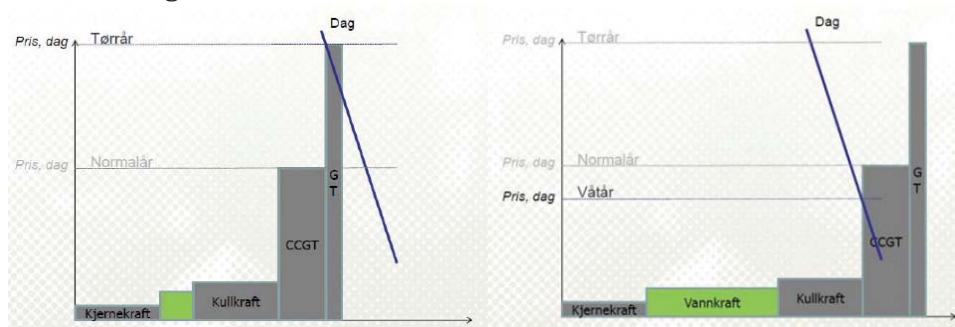
Figur 8 illustrerer kostnadsstrukturen og prisvariasjon over døgnet i land med termisk produksjon og vindkraft. Vindkraftproduksjon har variable produksjonskostnader som er nærmest lik null ettersom vind er gratis. Kjernekraftproduksjon har lave brenselkostnader for uran, mens brenslene kull, gass og olje gir en høyere variabel produksjonskostnad.

Figuren illustrerer også variasjon i etterspørselen mellom dag og natt, hvor en stor andel av grunnlasten i denne figuren er dekket av kjernekraft.



Figur 8 - Marginale kostnader og prisvariasjon over døgnet. Kilde (Regjeringen 2012b)

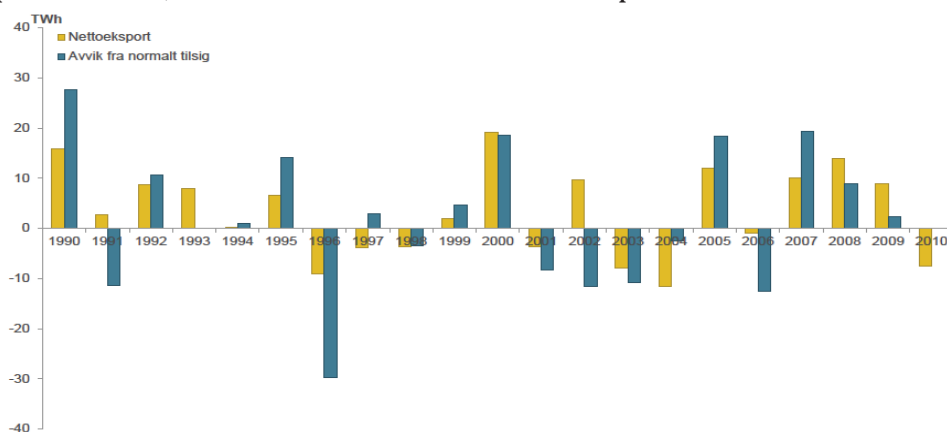
Norge har et stort innslag av vannkraft (Sverige ca. 46%), og i et våtår vil prisene være lavere enn ved et normalår ettersom dette flytter tilbudskurven utover og vice versa. Dette er illustrert i figur 9.



Figur 9 - Prisdannelse i tørrår og nedbørsrike år. Kilde (Havskiold 2011)

Ettersom 98-99% av Norges kraftproduksjon kommer fra vannkraft vil drifts- og investeringsbeslutninger i stor grad handle om optimering av vannverdier. Den optimale bruken av vann vil være å produsere kraft der den forventede vannverdien er høyest. Vannverdien representerer forventningsverdien av den marginale kWh som er i magasinet og beregnes på grunnlag av forventet tilsig, markedet og produksjonskostnadene i andre kraftverk som nevnt i forrige avsnitt. I perioder med mye nedbør vil enkelte magasiner bli fulle med vann og må produsere for å ikke tape for store inntekter ved overløp i magasinene noe som igjen fører til lavere priser som vist over. Vannverdiene varierer mellom kraftverk. Elvekraftverk har lave vannverdier, mens store magasiner har høye vannverdier som nevnt i kapittel 2.2.1.

Elektrisk kraft flyter til det området der elektrisitetsprisene er høyest noe som medfører handel mellom forskjellige prisområder og land. Forskjellige produksjonsegenskaper fører til at elektrisitetsprisene i Europa er høyere på dagen hvor etterspørselen er størst og lavere på natten hvor det er lav etterspørsel mens det i Norge er en jevnere prisstruktur som en følge av de store reguleringsmulighetene i Norske vannmagasiner. Dette vises i figur 6 og 17. Vannkraftproduksjonen i Norge er imidlertid utsatt for sesongvariasjoner og variasjoner i tilsig. I år med mye nedbør og tilsig vil Norge ha en nettoeksport av kraft, mens det i tørrår vil bli nettoeksport. Dette er illustrert i figur 10.



Figur 10 - Nettoeksport/nettoimport og avvik fra normalt tilsig. Kilde (Thema 2012a)

Handelen og dermed prisnivået er imidlertid også avhengig av overføringskapasitet mellom områder, kvalitet på nettet og balanse i kraftsystemet som blir diskutert i kapittel 2.3.

2.3 Nettkapasitet

2.3.1 Dagens situasjon

Elektrisk kraft kan ikke lagres og må benyttes samtidig som den produseres. Nettet sikrer transport av kraft mellom regioner og land og spiller derfor en sentral rolle for forsyningssikkerhet og produksjon av elektrisitet. Energisystemet trenger både å sikre at det er kapasitet til å dekke etterspørselen etter elektrisitet (kraftbalansen) samtidig som det må være balanse mellom bruk og tilgang av elektrisitet på ett bestemt tidspunkt (effektbalansen). Dette betyr at energisystemet må, i tillegg til at det til enhver tid må kunne møte forbrukernes etterspørsel, kunne levere maksimallast i perioder med høyt forbruk. Med maksimallast menes da timen i et kalenderår hvor elektrisitetsforbruket er høyest. Kapasiteten for maksimallast i Norge er beregnet til 25.300 MW og 72.000 MW i hele Norden (Regjeringen 2012b). Ettersom nettet har begrenset effektkapasitet legger dette føringer for hvor mye energi som kan overføres i nettet uten for store tap eller at nettet tar skade av overføringen. Her er det systemvern som slår inn for å unngå at komponenter i nettet kobles fra for å ikke ødelegges av for høy belastning (Regjeringen 2012b).

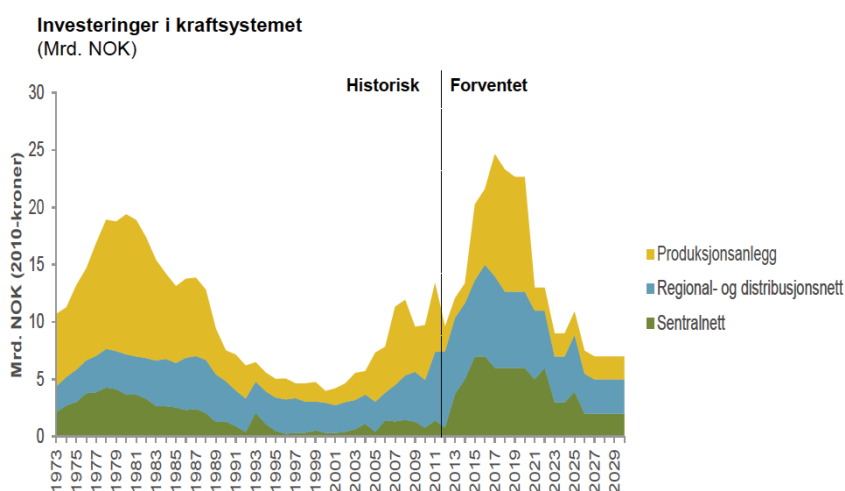
Det norske nettet kan deles inn i tre nivåer, sentralnett, regionalnett og distribusjonsnett. Statnett eier størstedelen av sentralnettet som har de høyeste spenningsnivåene på 300 kV og 420 kV. De store vannkraftanleggene er ofte tilknyttet dette. Regionalnettet transporterer elektrisiteten fra sentralnettet til distribusjonsnettet og har et spenningsnivå på 66 og 132 kV. Distribusjonsnettet transporterer elektrisiteten til den enkelte forbruker med et spenningsnivå på 22kV. Småkraftverk knyttes gjerne på distribusjonsnettet. Det totale tapet i kraftnettet er på totalt 8% av normal årsproduksjon, hvor det største tapet er i distribusjonsnettet.

2.3.2 Investeringer i nettet

De siste 20 årene har det vært lave investeringer i sentralnettet på tross av økt forbruk. Dette har vært mulig på grunn av effektivisering av energimarkedet og tiltak for å øke overføringskapasiteten i sentralnettet (temperaturendring av overføringslinjer, SVC og systemvern). Sentralnettet er nå godt utnyttet og det er behov for store investeringer i spenningsoppgradering og forsterkninger i nettet (på sikt skal alle 300 kV oppgraderes til 400 kV). Statnett forventer store investeringer i sentralnettet på NOK 50-70 mrd. frem mot 2020, hvorav NOK 20 mrd. er i mellomlandskabler for å kunne håndtere fremtidens overføringsbehov. Dette estimatet er oppjustert fra i fjor som en følge av usikkerhet knyttet til at det ikke er søkt om konsesjon for halvparten av prosjektene noe som igjen kan påvirke kostnader og tidsplan (Konsesjonsprosessen er diskutert i kapittel 2.1.3.1.1).

Det store behovet for investeringer i oppgradering og utbygging av nettet i Norge samt mellomlandskabler skyldes blant annet at sertifikatmarkedet vil gi en økt fornybar kraftproduksjon på 26,4 TWh i Norden (13,2 TWh i Norge) som vil kunne gi et kraftoverskudd samt større og hyppigere flytendringer i nettet. Videre vil endringer i forbrukssiden som en følge av at veitransport samt olje & gass industrien skal elektrifiseres og endringer i kraftintensiv industri. Til sist er forsyningssikkerheten i

Norge svekket flere områder og det vil dermed innføres skjerpede N-1 krav (Statnett 2012b) (Thema 2012b). Investeringene i produksjonsanlegg, regional- og distribusjonsnett og sentralnettet er illustrert i figur 11.



Figur 11 - Investeringer i produksjonsanlegg og nettet. Kilde (Thema 2012a)

Statnett prioriterer prosjekter for å utbedre forsyningsikkerhet (spesielt i Midt-Norge, Nord-Norge og Bergensområdet), deretter prioriteres prosjekter for å oppfylle tilknytningsplikten som i første omgang vil være tilrettelegging for realisering av småkraft deretter vindkraft (Statnett 2012b). På Vestlandet er det lagt til rette for en stor mengde småkraft ved prosjektene Sima-Samnanger og Ørskog-Sogndal som skal settes i drift i hhv. 2013 og 2014.

Ettersom Statnett ikke ønsker vedvarende prisforskjeller mellom områder planlegges en balansert nettutvikling regionalt og nasjonalt. Det forventede kraftoverskudd i Norden har ført til planlagte kabelforbindelser til Tyskland (2018) og England (2020) med en kapasitet på 1.400 MW hver. Videre er en tredje mellomlandsforbindelse under planlegging, Sydvestlinken, som vil knytte sammen Sør-Norge og Sverige med 1.200 MW. Denne skal i følge planen stå ferdig i 2018-2020. Før etablering av mellomlandsforbindelsene kreves det imidlertid at en stor andel av de innenlandske nettførsterkningene og spenningsoppgraderingene gjennomføres først. En mellomlandsforbindelse mellom Norge og Danmark, Skagerak 4, som er på 700 MW er under gjennomføring og vil stå ferdig i 2014.

Hovedvekten av Norges utvekslingskapasitet til utlandet er til Sverige. Tabell 2 viser en oversikt over eksisterende og planlagte mellomlandsforbindelser. Den samlede utvekslingskapasiteten er i dag 5.400 MW og vil kunne komme til å økes med 4.200 MW frem til 2020 med dagens planlagte utvikling slik at samlet overføringskapasitet til utlandet blir 9.600 MW.

Tabell 2 - import- og eksportkapasitet fra Norge til andre land. Kilde (Statnett 2012c)

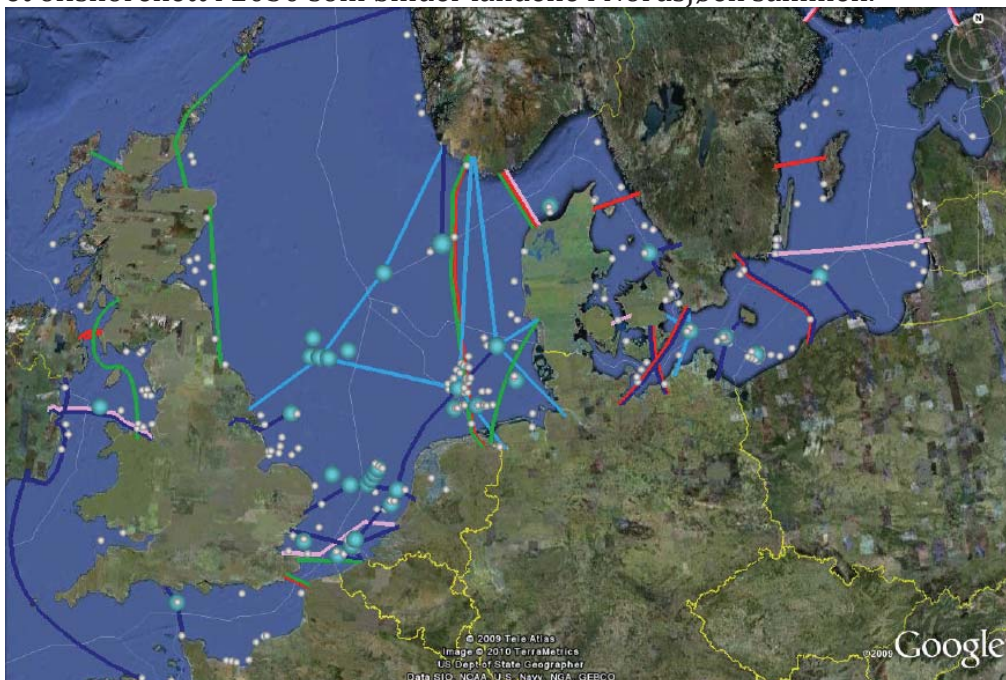
Land	Importkapasitet (MW)	Eksportkapasitet (MW)	Type
Sverige	3 695	3 545	Vekselstrøm
Danmark	1 000	1 000	Likestrøm
Nederland	700	700	Likestrøm
Finland	80	120	Vekselstrøm
Russland	56	–	Vekselstrøm

Eiere (Statnett i Norge) av mellomlandsforbindelser kan ta gevinst (flaskehalsinntekter) ved å levere elektrisk kraft i markedet med høyest pris og kjøpe i markeder med lav pris. Flaskehalsinntekter for en bestemt time beregnes ved å gange prisdifferansen mellom forskjellige områder/land med handelsvolumet. Dette gir inntektsgrunnlaget for kabler som tilfaller kabeleierne, mens kraftprodusentene kun får inntekter fra prisdifferansen. For å skape nødvendig utbygging kan en løsning være å fordele kostnader og inntekter slik at det blir interessant for både kabeleier og kraftprodusenter å bygge ut. Her viser historien at det har vært store motforestillinger til at private selskaper skal kunne bygge ut og eie kabler. Borten Moe har nylig uttalt til Energi Norge (25. September 2012) at han ønsker et lovforslag som hindrer private utbyggere av kabler slik dette kun skal kunne bli ivarettatt i Statnett også i fremtiden. I Tyskland og Storbritannia er det en mer positiv holdning til "merchant løsninger" ettersom dette bidrar til at risikoen overføres til de som vil kunne få inntekter som en følge av prosjektet. På lang sikt vil muligheter for offshore vind i Norge også være vesentlig forbedret dersom Norge planlegger for økt nettkapasitet mot Europa slik at vi foruten å kunne tilby balansekapasitet til Europa vil kunne eksportere vindkraft i perioder med mye vind i Nordsjøen.

2.3.3 Supergrid

ENTSO-E har organisert en arbeidsgruppe som skal utrede mulighetene for et supergrid i Nordsjøen. Deltakerlandene i prosjektet er Sverige, Danmark, Tyskland, Nederland, Belgia, Frankrike, England, Irland og Norge.

Et supergrid i Nordsjøen kan gjøre det mulig med langdistanse overføring av store mengder elektrisitet (Statnett 2011a). Dette vil bidra til å knytte sammen offshore vindkraftproduksjon over større områder og med forskjellige land. Figur 12 illustrerer et offshorennett i 2030 som binder landene i Nordsjøen sammen.



Figur 12 - Supergrid i Nordsjøen i 2030. Kilde (Woyte 2010) Offshore grid scenario 4: Mixed approach (blue = changes to base case, red = existing, pink = under construction, green = planned)

3 NORGE SOM LEVERANDØR AV FLEKSIBILITET

Behovet for fleksibilitet bestemmes av forbruk og produksjon av kraft og dermed energi- og effektbalansen.

Det er forventet en svak vekst i installert kapasitet for kraftproduksjon frem til 2020 på 0,6%² og en årlig vekst i kraftforbruket på 0,8 % (ENTSO-E 2012b). Størrelse og omfang er nærmere beskrevet i kapittel 6, men det kan nevnes at installert kapasitet for fornybar energi omtrent skal dobles og øke til 548 GW². Installert kapasitet for vindenergi skal utgjøre en stor andel av dette volumet med 245 GW² (økning på 142 GW) som tilsvarer en andel på 15,7% av Europas elektrisitetsforbruk (EWEA 2011a).

Dette kapittelet gjennomgår hvordan det skapes balanse mellom forbruk og produksjon og behovet for fleksibilitet i energisystemet. Energisystemet har i stor grad vært balansert med produksjonsfleksibilitet og bilaterale avtaler om utkobling kraft i kraftintensiv industri ved behov. Norsk vannkraft har stor produksjonsevne og kan raskt opp/nedjusteres til en lav kostnad, mens termisk kraftproduksjon er mindre fleksibel. Her kommenteres hvorfor egenskaper ved vindkraftproduksjon fører til økt behov for fleksibilitet. Videre redegjøres det for alternative løsninger som energilagring, forbrukerfleksibilitet, bedre vindprognoser og andre løsninger som kan bidra til å redusere behovet for fleksibilitet i fremtiden.

3.1.1.1 Balanse i kraftsystemet

I et kraftsystem må det hele tiden være balanse mellom produksjon og forbruk. Kraftmarkedet gjør det mulig å opprettholde denne balansen ved at produksjon og forbruk bestemmes på bakgrunn av pris som dannes av tilbud og etterspørsel etter kraft (kapittel 2.2.3). Kraftmarkedet er delt inn i forskjellige markeder med ulik tidshorisont. Prisene i de forskjellige markedene vil så variere som en følge av behovet for fleksibilitet (NHO 2012). Figur 13 viser de ulike delmarkedene.

Terminmarkedet er hovedsakelig et finansielt marked hvor aktørene sikrer prisen i fremtidige kraftleveranser. Kontraktene i dette markedet kan ha en varighet på uker, måneder og flere år. Det meste av omsetningen i kraftmarkedet forgår imidlertid på *Nord Pool Spot* basert på systempris og områdepris for hver time det kommende døgnet. Det er imidlertid ikke et reeltidsmarked for kraft slik det er for andre råvaremarkeder selv om det er mulig å konstruere et marked som opererer tett opp mot fysisk levering. Dersom det oppstår endring i forbruk, vind eller lignende uforutsette hendelser kan aktørene i spotmarkedet justere sine posisjoner i *intradag (Elbas)* markedet frem til en time før driftstimen, mens det i Tyskland (fra 2009) er mulig å justere sine posisjoner inntil 15 minutter før driftstimen.

I driftstimen vil det også kunne være behov for å justere ubalanser i kraftsystemet. Balansen i nettet er målt i frekvens og denne skal ideelt sett være på 50 Hz. Dersom avviket blir mer enn 0,1 Hz - 0,2 Hz som en følge av ubalanse mellom produksjon og forbruk kan dette føre til kortslutning og total mørkeleggelse av områder og det er

² EU2020 scenario (ENTSO-E 2012b)

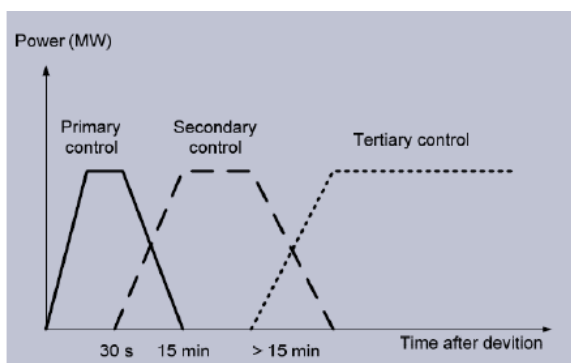
derfor viktig med regulering for å unngå slike situasjoner. Systemoperatøren (TSO) er eneste kjøper i dette markedet som kalles *regulerkraftmarkedet*. Her betaler systemoperatøren aktørene for å justere opp – eller ned produksjonen på 15 minutters varsel. Markedet for primærregulering og system – og balansetjenester med kortere aktiveringstid enn 15 minutter benyttes av Statnett for å opprettholde momentan balanse mellom produksjon og forbruk. Et virkemiddel her er bruk av systemvern som gjør det mulig å koble ut forbruk midlertidig. Dette gjelder i første omgang for storforbrukere som industrikunder som får en rabatt ved kjøp av utkoblbar last som kan kobles ut ved behov eller aktiveres når det er overskudd av kraft i markedet.



Figur 13 - Markeder med ulik tidshorisont. Kilde (NHO 2012)

Reserver for regulering kan deles inn i primær, sekundær – og tertiære reserver.

Primær reserver skal automatisk kunne reagere momentant ved et frekvensavvik fra 50 Hz på 0,1 Hz i Nordel og 0,2 Hz i UTEC for å kunne stabilisere balansen i nettet i hele det sammenkoblede området (NHO 2012). Sekundær reserver erstatter primær reserver innen 30 sekunder for opprettholde balansen i kontrollområdet. De sekundære reservene blir også automatisk aktivert og skal sørge for at frekvensen kommer tilbake til 50 Hz før det har gått 15 minutter. Tertiær reserver erstatter sekundærreserver etter 15 minutter. Disse aktiveres manuelt og er typisk TSO`ens ansvar. I perioden etter driftstimen vil det være behov for *balansekraft* som har en lenger varighet (ved bortfall av vind, kjernekraft eller feil). Figur 14 illustrerer hvordan de forskjellige reservene settes inn og erstatter hverandre over tid.



Figur 14 - Oppdeling av balansetjenester (Entso def). Kilde (Gjengedal 2012a)

Dersom frekvensen er lavere enn 50 Hz (maskinene går litt "tungt") som en følge av at faktisk last i driftstimen er høyere enn planlagt i spotmarkedet, vil primærreservene aktiveres automatisk ved generator "droop" kontroll og produsere mer kraft innen 5 til 30 sekunder.

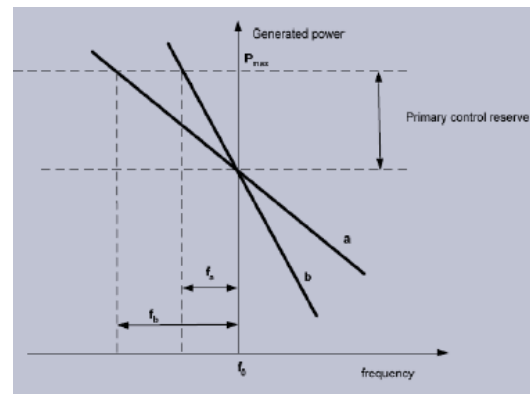
Statnett kan pålegge kraftprodusenter med en generatorkapasitet som er større enn 10 MW generator "droop" kontroll gjennom sitt systemansvar. Generator "droop" er definert som den prosentvise endringen i frekvensen som en følge av endringer i planlagt last (fra 100%). Denne er vanligvis satt til 6% (intervallet 1-10%). Dette betyr at et frekvensfall på 0,04 Hz (til 49,96 Hz) vil gi en økt prosentvis endring i produksjonen fra generatoren (MW) på 1,33% (Gjengedal 2012b). Generatoren måler frekvensen og endrer umiddelbart produksjonen i henhold til formelen:

$$\Delta P = -P_{gn}/S_G/f_n * \Delta f$$

ΔP :	Endring i produksjon fra generator (MW)
P_{gn} :	Nominell produksjon fra generatoren (MW)
S_G :	Generator droop i %
f_n :	Nominell frekvens
Δf :	Endring i frekvens

Om sommeren er det færre store vannkraftverk i drift og Statnett kan som en følge av dette sette ned generator "droop" prosenten slik at en får større regulerings-effekt i aggregat som er i drift.

Figur 15 viser at det ved å sette forskjellig generator "droop" prosent får forskjellige stigning ($-1/S_G$) som viser sammenhengene mellom regulering og frekvens. I figuren har *a* en lavere generator "droop" (S_G) som gir en mindre bratt kurve enn *b*. Dette vil gi en større regulerings-effekt i det aggregatet som er i drift. *b* har en lavere regulerings-effekt, noe som er bedre egnet (vinter) når det er flere aggregater i drift (Gjengedal 2012b).



Figur 15 - Forskjellig generator "droop". Kilde (Gjengedal 2012b)

Sekundærmarkedet vil så produsere mer kraft for å erstatte primærreservene. Dette fører til en opp-regulering i intradag markedet for å erstatte sekundær reservene og prisen i dette markedet blir dermed høyere enn spotprisen og vice versa.

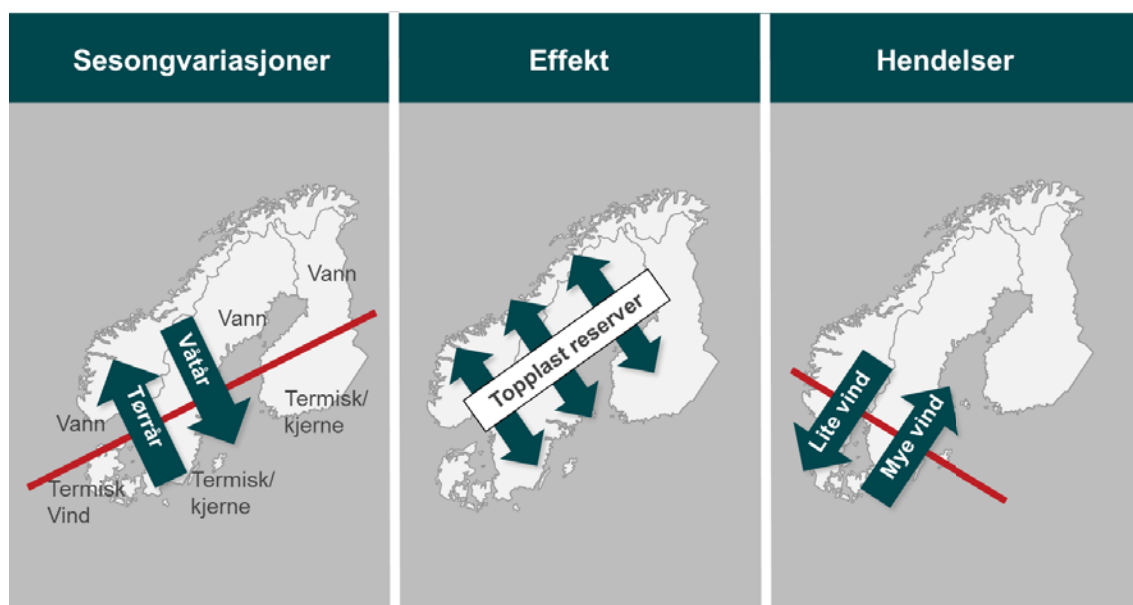
Forbruket varierer hele tiden avhengig av når ulike elektriske apparater skrur av og på. Kraftproduksjonen varierer også på kort tid som en følge av tilgang på energikilder som vann, vind sol og lignende. En del av variasjonene i kraftproduksjonen er det mulig å forutse i god tid, mens noen av variasjonene er uforutsigbare. Dette skaper et behov for fleksibilitet i kraftsystemet som vil bli diskutert i neste kapittel (Kapittel 3.2).

3.2 Behovet for fleksibilitet

Det kan planlegges for mange forutsigbare endringer i *produksjonen* grunnet sesongvariasjoner, døgnvariasjoner, planlagt vedlikehold og lignende (kapittel 2.2.1). Det samme gjelder for forutsigbart *forbruk* som døgnvariasjoner (høyere forbruk om morgenen og ettermiddagen), sesongvariasjoner hvor det for eksempel er høyere forbruk på kalde vinterdager i januar ettersom en stor del av oppvarmingen i Norge dekkes av elektrisitet (kapittel 2.2.2). I vintersesongen kan det for eksempel planlegges for bruk av spisslast i de kaldeste månedene. I Europa hvor det er en stor andel av termisk produksjon kan typiske døgnvariasjoner planlegges ved at elektrisitet eksporteres om natten og importeres om dagen hvor forbruket er høyest som er beskrevet i 3.2 figur 17.

Behovet for reserver/fleksibilitet skyldes at det ikke er mulig å kunne forutsi med 100% sikkerhet hvordan produksjonen og forbruket vil bli frem i tid. Ett eksempel er vindkraftproduksjon som til en viss grad kan prognostiseres ut fra vindserier, men vinden kan også være uforutsigbar og gi store variasjoner i kraftproduksjonen, og behovet etter reguleringsevne vokser. Dersom det går lengre perioder uten vind vil det være nødvendig med tertiærreserver og det kan i tillegg bli behov for rask justering, primærreserver, for å balansere flytendringer i nettet dersom for eksempel vinden stilner mens produksjonen er på topp (effektkapasitet). Andre uforutsette hendelser som feil på systemet, bortfall av kjernekraft el. vil også fore til et behov for fleksibilitet.

I figur 16 har Thema illustrert områder hvor økt utveksling vil være hensiktsmessig. Et vannkraft dominert system er utsatt for sesongvariasjoner og ulike tilsig, men kan levere fleksibilitet i form av primær-, sekundær-, og tertiærreserver dersom det er behov for det for å kunne dekke topplast, overskuddssituasjoner og uforutsette hendelser som for eksempel utfall av produksjonskapasitet i andre land i Norden.



Figur 16 - Områder hvor økt integrasjon kan skape verdier. Kilde (Thema 2012b).

Eksisterende og ny kraftproduksjon har en sentral rolle i å dekke behovet etter fleksibilitet. I kapittel 2 ble det Norske energisystemet beskrevet som forklarer hvorfor Norsk vannkraft er spesielt godt egnet til å kunne tilføre fleksibilitet og balansekraft i energisystemet. Norge besitter nesten 50% av magasin-kapasiteten i Europa (NVE 2011b) og kan dermed bidra til å justere svingningene i kraft –og effektbalansen med en rask opp/nedregulering til lave kostnader.

3.2.1 Last og produksjonsfleksibilitet

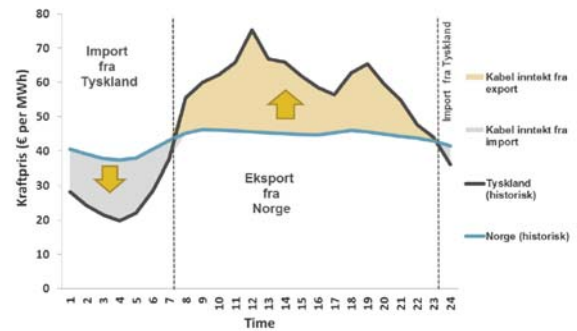
Last i et energisystem er av Statnett definert som ”summen av den effekt som alle forbrukere samtidig tar ut av et energisystem” (Statnett 2012a). Lastkurven viser dermed variasjonen i lasten over tid og kan benyttes til produksjonsplanlegging.

Grunnlast kjennetegnes ved høye investeringskostnader og relativt lave produksjonskostnader som gir jevn produksjon av kraft. Grunnlasten skal kunne dekke minstelast i lastkurven til enhver tid. Varmekraftproduksjon som kullkraftverk og kjernekraftverk benyttes gjerne som grunnlast. Mellomlast og spisslast benyttes til å dekke perioder med høyere last enn grunnlast og dekkes med teknologi som har lavere investeringskostnader og høye variable kostnader som for eksempel gasskraftverk. De marginale kostnadene for de forskjellige teknologiene er illustrert i figur 8 og 9 i kapittel 2, hvor teknologi for kraftproduksjon med de laveste variable kostnadene dekkes med grunnlast, og mellom og spisslast dekkes av teknologi med lavere investeringskostnader, men høyere variable kostnader.

Reguleringsmulighetene i det termisk dominerte kraftsystemet i Europa vil i hovedsak komme fra kraftverk med spisslastegenskaper som gasskraftverk. Moderne gasskraftverk har kort oppstartstid og er egnet for regulering.

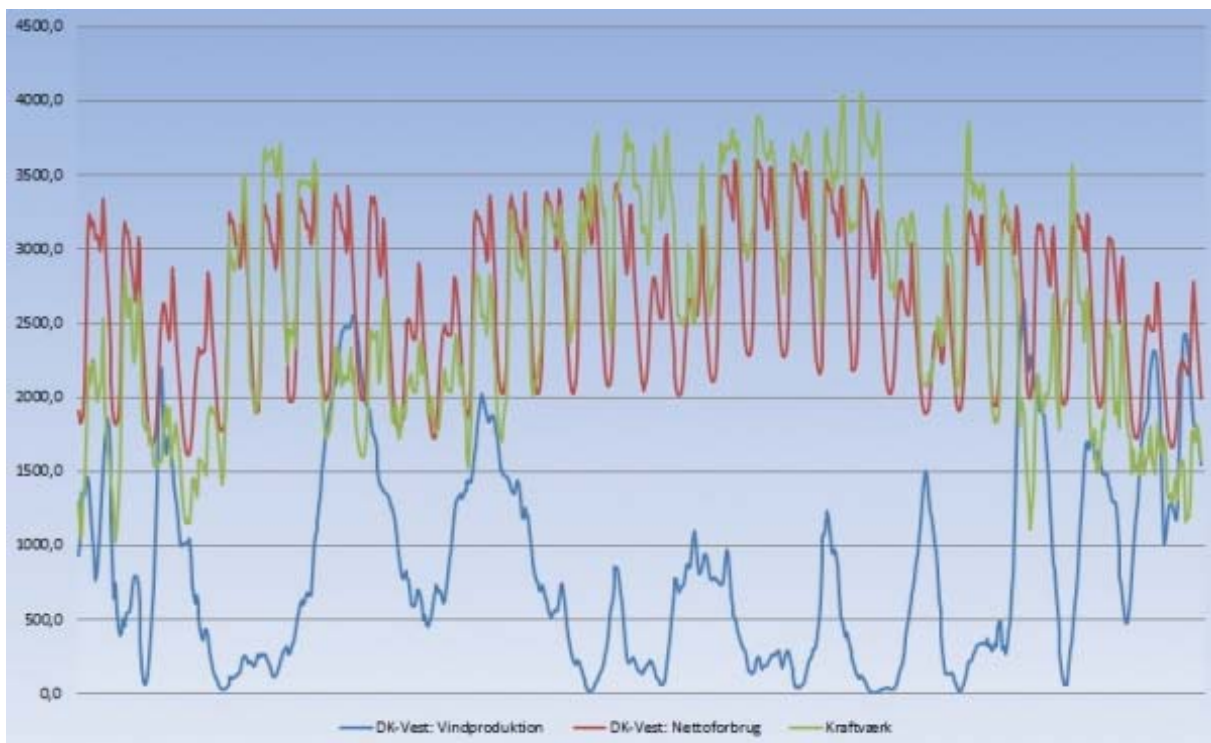
Det er både tidkrevende og kostbart å endre termisk kraftproduksjon med grunnlastegenskaper. De har høye start/stopp kostnader. Dersom tidsperspektivet er over to timer vil imidlertid de fleste teknologier, med unntak av kjernekraft, kunne benyttes (NHO 2012), men termiske anleggene har i tillegg til høye start/stopp kostnader, lavest CO₂-utslipp pr energienhet når det er jevn kapasitetsutnyttelse, så CO₂-utslippene vil øke ved regulering. Det foregår betydelig FOU aktiviteter på dette området og reguleringsevnen i termiske kraftverk er vesentlig forbedret. For anlegg som har høye investeringskostnader er det optimalt at anlegget skal utnytte kapasiteten for å få best avkastning. Kjernekraftverk går normalt på maksimal kapasitet. I Tyskland diskuteres muligheten for å sette inn en ”Monotonic Price Model” som differensierer prisene på kapasitet og produksjon for å sikre at kraftprodusenter får avkastning på kapitalen gjennom prisstrukturen.

En konsekvens av grunnlast-egenskapene til det termisk dominerte energisystemet i Europa er at det blir døgnvariasjon i kraftprisene. Figur 17 illustrerer prisforskjellen over ett døgn mellom Tyskland og Norge, hvor Tyskland eksporterer om natten og importerer om dagen. Norge har en jevnere prisstruktur som en følge av reguleringsmulighetene.



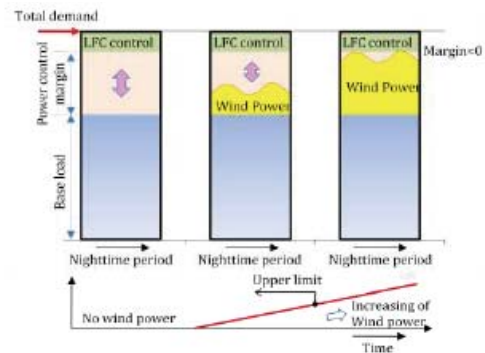
Figur 17 - Kraftpriser Tyskland og Norge. Kilde (Thema 2012b)

Figur 18 illustrerer hvordan vindkraft-produksjonen i Danmark Vest varierer og hvordan dette i perioder kan gi store utslag i produksjonen. I perioder med mye vind kan det bli negative kraftpriser i området. Dette skyldes at grunnlast fra termisk produksjon vil fortsette å produsere kraft selv om produksjonen fra vindkraft øker og dermed gir kraftoverskudd som fører til at prisene faller. Figuren viser at behovet for primærreserver er lavere enn tertiærreserver. Tertiærreserven er for en lengre tidsperiode og en kan for eksempel se på kurven DK-Vest at variasjonen over et par dager kan variere fra 0 MW til 2.500 MW fra topp til bunn på kurven.



Figur 18. - Forbruk og produksjon i Danmark Vest 19.01 - 19.02. 2012. Kilde (Energinet 2012)

Ettersom elektrisitetsforbruket er lavere om natten enn om dagen er det lagt inn reserver i nettet som vil kan justere for endringer. Etterhvert som det kommer en større andel vindkraft inn produksjonssammensetningen vil denne kontroll reserven reduseres. Dette er illustrert i figur 19 som viser at kontrollreserven reduseres ved økende vind om natten og dermed reduserer sikkerheten i nettet (IEA 2009).



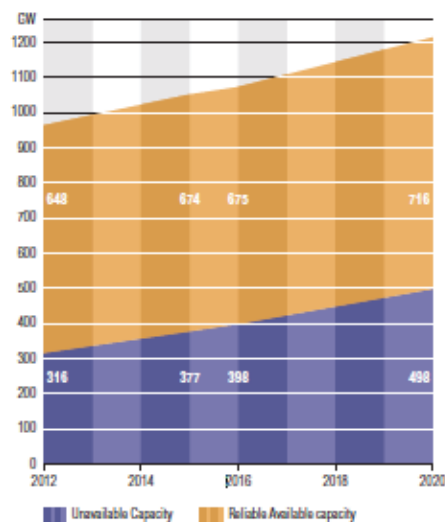
Figur 19 - Vindkraft og påvirkning på kontrollreservene på natten. Kilde (IEA 2009)

I følge ENTSO-E's beregninger skal driftssikker tilgjengelig kapasitet øke med en lavere takt enn produksjonskapasiteten frem mot 2020 som en følge av en stor økning i installert kapasitet for fornybar kraftproduksjon i produksjonssammensetningen. Det er i scenario "EU2020" forventet en økning i fornybar produksjonskapasitet fra 322 GW til 548 GW hvor hele 142 GW er fra vind. Driftssikker tilgjengelig kapasitet vil øke fra 648 GW til 716 GW i 2020 (Total produksjonskapasitet øker fra 964 GW til 1214 GW). Dette vil i gjennomsnitt utgjøre 64% av total produksjonskapasitet (i januar), mens tilsvarende andel i dag er på ca. 67% (ENTSO-E 2012b). Det er forventet at tilgjengelig driftssikker kapasitet vil ha den største nedgangen i Tyskland, Irland, Danmark, Estland, Litauen og Slovakia, mens de andre landene vil ha en økning i samme periode.

Figur 20 illustrerer en økning i behov for fleksibilitet som en følge av økt innslag av intermitterende kilder. Deretter kommer utfall, systemreserver og tilslutt vedlikehold. Tabell 3 viser at installert kapasitet i produksjonssammensetningen som er regnet for å være utilgjengelig kapasitet økes fra 316 GW til 498 GW.

Tabell 3-Utilgjengelig kapasitet. Kilde (ENTSO-E 2012b)

[GW]	2012	2015	2016	2020
Non-Usable Capacity	214	270	290	385
Maintenance/Overhauls	26	27	27	29
Outages	42	43	43	46
System Service Reserve	34	36	37	38
Unavailable Capacity	316	377	398	498



Figur 20 - Tilgjengelig driftssikker kapasitet (RAC). Kilde (ENTSO-E 2012b)

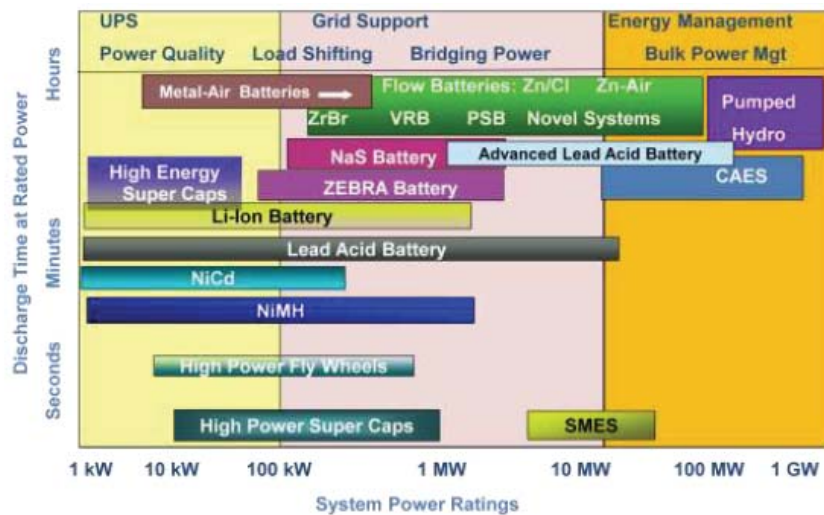
I et annet scenario fra samme institusjon, "best estimate", som representerer det scenarioet som Entso-E anser som mest realistisk, vil det bli et behov for ekstra driftssikker tilgjengelig kapasitet på 46 GW (januar) frem til 2020 som medfører et behov for økt installert produksjonskapasitet på 72 GW.

Thema har i rapporten "Europas behov for fleksibilitet" anslått at behovet for primærreserver er lavere enn behovet for tertiær reserver (Thema 2011). De er i tillegg av den oppfatning at Norge ikke vil kunne forvente å ta mer enn 10% av økningen i balansemarkedet. Dette skyldes blant annet driftsmessige forhold som gjør at reserver bør komme fra forskjellige leverandører og DC-kabler for å redusere risiko. Dersom fleksibiliteten tilbys i intradag - day ahead markedet kan Norge i følge Thema konkurrere på pris, responstid og varighet på opp/ned reguleringen og konkluderer på dette grunnlag med at det vil være et marked for salg av norsk fleksibilitet fra Sør-Norge på totalt 10.000 MW (Thema 2011). Det er også det som ligger til grunn for denne oppgaven. For å kunne tilby leveranser i et slikt omfang vil det være et behov for betydelige oppgraderinger av eksisterende store vannkraftanlegg for å kunne øke effekten samt store investeringer i nettet mot Europa som ble diskutert i kapittel 2.3.

Vindkraft fungerer godt sammen med produksjon av vannkraft. Når det er mye uregulert kraftproduksjon som vind (og solenergi) kan man benytte denne produksjonen til elektrisitet som dekker etterspørselen og lagre vann i magasinene. Pumpekraftverk kan også pumpe vann opp i magasinene med rimelig uregulert kraft (vind/sol) som igjen kan selges i markedet ved høyere priser. Vannkraft kan også raskt reguleres opp dersom vindkraftproduksjonen for eksempel stopper på grunn av storm. På denne måten vil en sammenkobling av markeder med ulik teknologi for kraftproduksjon være hensiktsmessig og kunne skape verdier.

3.3 Alternative teknologier for lagring av energi

I fremtidens energisystem vil det bli behov for økt fleksibilitet i kraftsystemet for å ta høyde for variasjon i fornybar kraftproduksjon. Pumpekraft og lagring i vannkraftmagasiner er en kjent teknologi for lagring av energi til en relativt lav kostnad. Figur 21 er hentet fra IEA og viser tidsperspektiv og lagringskapasitet for forskjellige former for energilagring. Figuren viser at det kun er pumpekraft og trykkluft som er egnet for lagring av store volum over lengre tid i dag, mens de andre teknologiene er best egnet for nød energi og effektregulering (primærreserver).



Figur 21 - Teknologier for energilagring. Kilde (IEA 2009)

Pumpekraftverk benytter elektrisitet til å pumpe vann opp i høyere liggende magasiner for å lagre energi i form av vann i magasinene. Dette er en god form energilagring som er veldig fleksibel. Et gjennomsnittlig vannkraftverk kan øke produksjonen på 75-110 ved behov og bli skrudd av igjen på totalt 3 minutter dersom lasten øker (DeutscheBank 2012). Et pumpekraftverk har mulighet for å øke produksjonen fra normallast til maksimallast på 3 sekunder. Pumpekraftverk har et investeringsnivå som tilsvarer trykkluft og kan bidra til energilagring over flere måneder avhengig av magasinkapasiteten. Dette kan bidra til at 80% av overskuddsenergien kan lagres. I Norge har vi et stort potensial for pumpekraftverk som blir nærmere beskrevet i kapittel 6.3.1.1. I Tyskland utgjør pumpekraftverk 95% av energilagringsskapasiteten i nettet (pumpekraftkapasitet tilsvarende 6,3 GW og lagringskapasitet på 40 GWh). Innen 2025 er det forventet at ytterligere 4 GW er realisert som gir en ny total lagringskapasitet på 64 GWh (DeutscheBank 2012). I Østerrike og Sveits er pumpekraftverk under bygging med kapasitet på hhv. 2,1 GW og 2,9 GW.

Trykkluft³ kan benyttes til å lagre energi. Dette gjøres ved at luft komprimeres inn i geologiske formasjoner (gamle gruver) og oppbevares til det blir behov for energi. Da kan luften slippes ut og drive et aggregat som produserer energi med en energigjenvinningsgrad på 70-80% (NHO 2012). Investeringskostnadene for denne

³ Compressed Air Energy Storage

teknologien er relativt høy på 0,65 mill €/MW (Thema 2011) og driftskostnadene antas å være noe høyere enn for tradisjonelle gasskraftverk (NHO 2012).

Elektromagnetisk lagring i batterier vil kunne tilby muligheter for energilagring i framtiden, men teknologien er dyr og det er lite trolig at batteringer vil bidra til energilagring i store volumer i nær fremtid.

Hydrogen kan produseres ved elektrolyse av vann. Det har en høy energitetthet og kan lagres uten tap i en ubegrenset periode (DeutscheBank 2012). Dette gjør at hydrogen kan bli lagret over uker og hele sesonger før det blir tatt ut til bruk i gassturbiner. Videre kan eksisterende infrastruktur for gass benyttes til transport. Utfordringen er høye kostnader og begrenset størrelse, men det kan bidra til å jevne ut variasjoner. Metan har en lavere virkningsgrad som energilagring ettersom elektrolysen er mer komplisert. FOU foregår imidlertid på dette feltet med produksjonsanlegg for metan på 20 MW (DeutscheBank 2012).

3.3.1 Forbrukerfleksibilitet og smart-grid

Forbrukerfleksibilitet er av Statnett definert som "forbrukernes evne og vilje til å midlertidig bytte ut energibærer eller endre sitt energiforbruk på kort eller mellomlang sikt" (Statnett 2012c). Dette er forskjellig fra energieffektivisering som gir permanente effekter.

I dag er det først og fremst produksjon og kraftintensiv industri (blant annet produksjon av aluminium, ferrosilium) som har blitt regulert opp og ned etter behov for å dekke kraftforbruket. Kraftintensiv industri kan for kortere perioder (minutter) redusere elektrisitetsforbruket og flere smelteverk kan gi konkurransedyktige bud (med vannkraft) for salg av kraft i regulermarkedet (Statnett 2012c). Kraftintensiv industri er forståelig nok sterkt påvirket av elektrisitetsprisene og dersom disse er for høye, må produksjonen i enkelte perioder stenges (alternativt utflagging) og elektrisiteten kan selges i markedet isteden for å benyttes til produksjon. Den kraftintensive industrien har bilaterale avtaler som gir en redusert tariff for "uprioritert kraft" som nettselskapet kan koble ut på kort varsel.

Fleksibel produksjon og forbruk kan også på lavere spenningsnivåer bidra til å øke fleksibiliteten i kraftsystemet.

Innføring av Avanserte målesystemer (AMS) i husholdninger innen 2017 vil gjøre det mulig for forbrukerne å ha et mer fleksibelt forbruk samtidig som det gir nettselskapene verdifull informasjon om forbruksmønster som kan benyttes til prognostisering. AMS er en form for to-veis kommunikasjon som gir forbrukerne timesmåling av forbruket samt prissignaler som er basert på kapasiteten i energisystemet. Dette gir en bedre oversikt og informasjon til forbrukerne slik at de kan skifte energibærer eller flytte forbruket til andre tider av døgnet.

Dersom det legges inn IKT-løsninger og automatisk styring (smart-grid) vil det være mulig for nettselskapet å inngå avtaler om automatisk utkobling av last som varmtvannsberedere, varmekabler i perioder og lignende i perioder med kapasitets-

begrensninger og høye priser. Samtidig kan aktuatorer automatisk koble til husholdningsapparater (øke effektuttaket) i perioder med behov for nedregulering.

Ettersom elektrisitet utgjør en mindre andel av oppvarmingen i næringsbygg (ofte oljekjel) vil ikke AMS i denne sektoren gi stor fleksibilitet, men for industribedrifter, eksklusiv kraftintensiv, vil det være et potensial for forbrukerfleksibilitet. Innen fjernvarmesektoren er det også et potensial ved at det legges inn automatisk skifte mellom energibærere som gjør at det skiftes over til for eksempel elektrisitet dersom det er mye vind og behov for effektuttak i systemet.

Aggregert forbrukerfleksibilitet er et konsept hvor forbrukeres "fleksibilitet" (for eksempel industri, bedrifter) aggregeres av et overordnet kontrollorgan som gir felles bud i markedet. Dette kan i prinsippet bidra i regulerkraftmarkedet og for primærregulering på regionnivå (Statnett 2011b). Aggregert distribuert produksjon er et tilsvarende konsept hvor flere mindre produsenter innenfor et geografisk område aggregerer produksjon og på denne måten kan gi informasjon om distribuert produksjon til Statnett samt redusere kostnader ved prognosefeil. Dersom dette knyttes opp med smart-grid, kan aggregert distribuert produksjon delta på regulerkraftmarkedet ved å benytte nedreguleringskapasitet i aggregerte småkraftverk eller eventuelt som et ledd i systemvern ved frakobling.

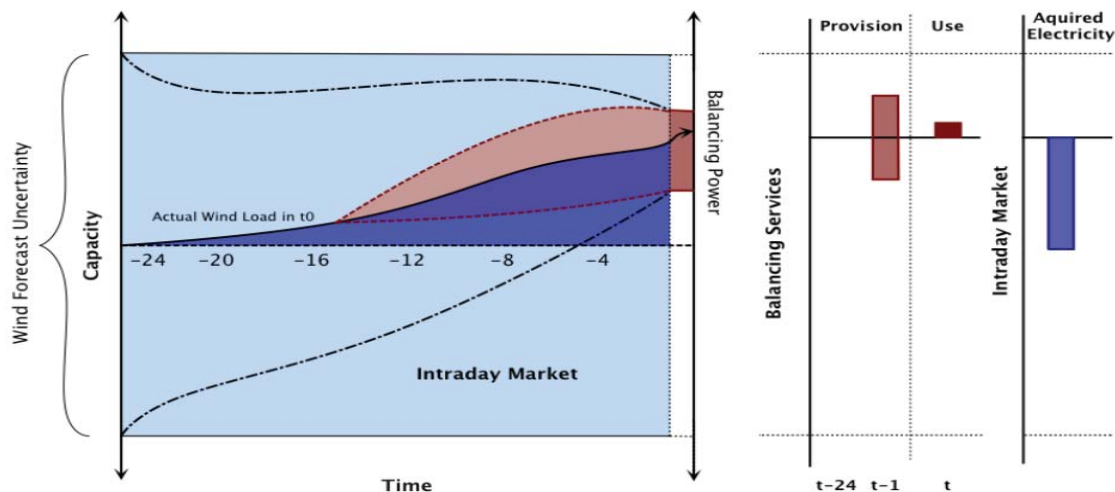
Helt til sist kan Virtual Power Plants nevnes som kobler sammen produksjon, forbruk og energilagring i et geografisk område. Dette kan bidra til øydrift som betyr at de sammenkoblede enhetene vil regulere seg selv uten kontakt med andre deler av nettet (Statnett 2011b).

I følge Enova finnes det et betydelig volum med fleksibelt forbruk som ikke realiseres i dag, men det er forskjellige oppfatninger om hvor stort dette potensialet er (Statnett 2012c).

3.3.2 Vindprognostisering

Bedre prognostisering av vind vil gjøre det mulig å redusere behovet for fleksibilitet.

Usikkerhet i vindprognosene kan bedres ved å utnytte forbedringspotensialet i tilgjengelige prognosemodeller for vind. Dette imidlertid ikke tilstrekkelig til å redusere fleksibilitetsbehovet ettersom installert effekt for vindkraft skal øke vesentlig fremover. Et annet alternativ er å redusere ledetiden for vindprognoser. Vindprognoser 24 timer frem i tid (day-ahead) gir vesentlig større usikkerhet enn i intradag prognoser som er 1-4 timer før driftstimen. Figur 22 viser at vindprognosene gir bedre estimater jo nærmere driftstimen en kommer. De stiplede linjene viser behov for balansekapasitet som reduseres mot driftstimen. Handel i intradag markedet gjør det dermed mulig å redusere fleksibilitetsbehovet i markedet. I Tyskland kan som nevnt i kapittel 4.1 TSO'ene handle i intradag markedet frem til 15 minutter før driftstimen (Norge 1 time) som har økt likviditeten i markedet og redusert fleksibilitetsbehovet betraktelig.



Figur 22 - Usikkerhet i vindprognoser, faktisk vindproduksjon og balansetjeneter i Tyskland. Kilde:(Climate Policy Initiative: Borggreffe 2011)

I tillegg kan en aggregering av prognosene for flere områder redusere feil i prognosene.

3.3.3 Karbonfangst –og lagring (CCS)

CO₂-fangst –og lagring er en viktig teknologi som kan bidra til å redusere CO₂-utslipp i stor skala. Dette gjennomføres først ved tar ut og komprimerer CO₂ på utslippsstedet. Deretter transporteres CO₂ til sted for permanent lagring. Den mest aktuelle formen for lagring i Norge er i geologiske formasjoner som for eksempel tomme olje –og gass reservoarer (NHO 2012).

Norge startet med utvikling av CCS i 1996 og det driftes i dag to anlegg på Sleipner og Snøhvit. I tillegg er det i 2012 satt i gang et testanlegg på Mongstad for å skille ut CO₂ fra eksos. Norge er blant de ledende i verden innenfor CCS og det forventes at CCS vil bli teknologisk og kommersielt gjennomførbart en gang før 2030. De mest aktuelle kildene for CCS i Norge er utslipp fra punktkilder og prosessindustri, herunder inngår Grenland,

Kårstø/Karmøy, Tjeldbergodden og Melkeøya (NHO 2012). Dersom dette tidsperspektivet stemmer vil det bli en god løsning for å redusere klimagassutslipp . Mye tyder på at dette er en løsning som Norske politikere gjerne vil ha, for her er det gitt betydelige midler til FOU.

Tyskland kan øke fornybarandelen fra 17% til 40% til 2025 uten større behov for balansekraft. For å øke andelen videre til 2050 trenger de 20 GW langsiktig balansekraft. Dette vil kunne dekkes med vannkraft, trykkluft lagret i saltgruver, men det er også forventet at en stor andel av dette blir i form av lagring av hydrogen eller syntetisk gass (*Norsk balansekraft fortsatt ettertraktet 2012*).

4 TIDLIGERE STUDIER

Masteroppgaven er utformet som en kvalitativ analyse og syntese av tidligere studier og dette kapitlet gir et innblikk i sentrale rapporter som ligger til grunn for problemstilling og analyse i denne oppgaven. Det er i denne masteroppgaven tatt utgangspunkt i en kapasitetsutvidelse på 10.000 MW fra pumpe- og effektinstallasjoner i norske kraftverk på bakgrunn av rapportene som er nærmere beskrevet i 4.1 og 4.3.

4.1 "Økt balansekraft i norske vannkraftverk" (CEDREN 2011)

Rapporten omhandler det tekniske potensialet for økt effektkapasitet i Sør-Norge fra eksisterende vannkraftmagasiner. Hovedscenariot tar for seg etablering av 12 kraftverk som til sammen vil kunne gi en økt effektkapasitet på 11.200 MW. Det er her tatt hensyn til reguleringsbestemmelser knyttet til vannstand (høyest og lavest) og vannstandsendringer på maksimalt 14 cm pr. time. Den største andelen av kraftverkene er effektkraftverk (7 stk.) mens de resterende er pumpekraftverk. Med ett unntak går utløpet fra effektkraftverkene til sjø. Brukstiden er satt til 2.000 timer og kapasiteten ved pumping er satt til 80%. Det tekniske potensialet fra denne rapporten er beskrevet nærmere i kapittel 5.3. Rapporten kommenterer en rekke miljøkonsekvenser som en følge av installasjonene. Disse er knyttet til magasin, vassdrag og landområder og gjelder både i anleggs- og driftsfasen. I kapittel 5.4 vil ovennevnte miljøkonsekvenser bli nærmere beskrevet.

4.2 "Large scale exchange of balancing power between Norway and Europe – analysis of impacts" (CEDREN 2012)

CEDREN rapporten benytter samkjøringsmodellen (EMPS) og er en analyse av effekter knyttet til balansekapasitet. Hovedfokuset i rapporten var CO₂ reduksjoner som en følge av balansekapasitet og studiet viste at det var samfunnsøkonomisk lønnsomt å benytte Norges muligheter som balansekraftprodusent til Europa. Det er her lagt til grunn potensialet som ble foreslått i ovennevnte rapport "Økt balansekraft i norske vannkraftverk" som er nærmere beskrevet i kapittel 5.3. Det ble testet ut lønnsomhet ved økt overføring som en følge av sertifikatmarkedet som gir et kraftoverskudd i Norden samt økt pumpe- og effektkapasitet på 1.572 MW og 11.572 MW. Overføringskapasiteten i førstnevnte kapasitet var tilsvarende dagens planlagte kapasitet i 2020 (kapittel 2.3), mens det i scenario 2 var lagt inn en tilleggsøkning på totalt 20.000 MW. En begrensning i studiet var at det var satt en ramme for overføringskapasitet som kan gi et annet optimalt nivå for lagring av vann / produksjon av kraft enn om overføringskapasiteten var ubegrenset. Fra et miljøperspektiv viste rapporten at CO₂- utslippene i Europa ble redusert som en følge av balansekraft fra Norge, men det ble presisert at det var viktig å ta hensyn til miljøkonsekvenser av utbygging av kraftverk og nettkapasitet i Norge med en grundig planlegging og finne løsninger som i størst mulig grad bevarer biologisk mangfold.

4.3 "Norge som leverandør av fornybar fleksibilitet" (Thema 2011)

EC Group og Thema Consulting Group har på oppdrag fra Energi Norge testet ut hypotesen; "Det er mulig å etablere minst 10.000 MW lønnsom effektkapasitet i Norge for å bidra til å balansere mer enn 100.000 MW ny og lite regulerbar kraftproduksjon i Europa innen 2030 og redusere klimautslipp fra tilsvarende termisk kraftproduksjon og gi en forbedret klimaløsning". Studiet har blant annet benyttet beregninger fra rapporten "Økt balansekraft i Norske vannkraftverk" for å vise at det er mulig å stille med balansekraftkapasitet på 10.000 MW uten å komme i konflikt med dagens reguleringsbestemmelser og bruk av eksisterende magasinkapasitet.

Rapporten konkluderer med at etterspørselen etter fleksibilitet er stor nok for å kunne tilby 10.000 MW i fleksibilitetsmarkedene. Det er imidlertid mye dersom det utelukkende tilbys i markedene for primær, sekundær –og tertiærreserver, men dersom det også tilbys i intradag og day-ahead markedene er dette et realistisk anslag. Mye av de sentrale konklusjonene i rapporten er referert i kapittel 3, og de gjentas derfor ikke her.

4.4 "Fornybarutbygging og mellomlandsforbindelser mot 2020" (Thema 2012b)

Thema rapporten omhandler hvilken sentrale rolle mellomlandsforbindelser spiller for å nå EU's mål om et bærekraftig energisystem. Rapporten er delt inn i to hovedspørsmål:

1. I hvilken grad er investeringer i flere mellomlandsforbindelser lønnsomme for samfunnet.
2. Hvilke fordelingsvirkninger har investeringer for sentrale interessegrupper.

Det er gjennomført en modellering av lønnsomheten ved å bygge hhv. 2 (2.800 MW) og 4 (4.500 MW) kabler under ulike markedsmessige scenarier ved hjelp av Themas modell "The power market simulation model The-MA". Forutsetninger knyttet til brenselpriser, CO₂-pris, produksjonskapasitet og forbruk er i stor grad basert på informasjon fra IEA og EIA, mens ny fornybar kraftproduksjon i perioden frem til 2020 er beregnet til 26,4 TWh i Norden. Videre forutsettes det at Staten (ved Statnett) eier mellomlandsforbindelser slik det er i dag.

Rapporten gir tre hovedkonklusjoner:

"Mellomlandsforbindelsene spiller en sentral rolle i å nå de overordnede målene for et bærekraftig energisystem i Europa". Herunder nevnes bedre utnyttelse av de europeiske energiressursene, forsyningssikkerhet og mer stabile priser i Europa.

"God samfunnsøkonomisk lønnsomhet" i alle scenarier. Mellomlandsforbindelsene gir ikke europeiske priser i Norge, men gir flaskehalsinntekter, muligheter for økt salg av regulerings tjenester med mer. En høy grad av investeringer i fornybar kraftproduksjon i Norden øker lønnsomheten av mellomlandskablene.

”Fordelingsvirkningene av mellomlandsforbindelser er begrensede når det blir tatt hensyn til investeringene i fornybar energi som en følge av sertifikatmarkedet”. Husholdningenes samlede kraftkostnad øker i gjennomsnitt 1-2 øre/kWh, mens den kraftkrevende industrien får lavere elektrisitetspriser på grunn av investeringene i fornybar kraftproduksjon (de har ikke sertifikatkrav og slipper dermed å dekke kostnaden).

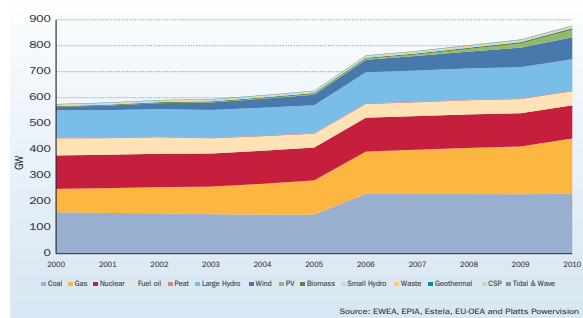
5 KRAFTPRODUKSJON I EUROPA OG RESSURSGRUNNLAG I NORGE

For å illustrere hvilken rolle Norge kan spille i Europas energisystem tar dette kapitlet for seg installert kapasitet for kraftproduksjon i Europa samt fremtidig utvikling. I tillegg vil ressurspotensialet for fornybar kraftproduksjon i Norge bli beskrevet i kapittel 5.2.

5.1 Historisk utvikling

Tallene fra 2011 viser at kraftproduksjon fra fossile energikilder utgjør den største andelen av kraftproduksjon i Europa i dag på 1.769 TWh. Kjernekraftproduksjonen var 859 TWh. Fornybar kraftproduksjon var på 769 TWh, hvor produksjon fra vann- og vindkraft utgjorde hhv. 534 TWh og 204 TWh. EU kommisjonen har beregnet at det gjennomsnittlige utslippet fra kraftproduksjon basert på kull-, gass og olje er på 696 g CO₂/kWh i 2010 (EWEA 2011b). Dette betyr at vindkraftproduksjonen i 2011 på 204 TWh har bidratt til en reduksjon i totale utslipp på 126 millioner tonn CO₂ i Europa. Figur 16 viser teknologifordelingen av installert effekt i Europa i 2011.

I perioden fra 2000 til 2011 er det en installert kapasitet på til sammen 320,4 GW. Det har vært en økning på 48% i bruk av gass som primærkilde til kraftproduksjon. Det skyldes blant annet bedre infrastruktur for transport av gass og at kull i tillegg ble gjenstand for en strengere miljølovgivning fordi den er mer karbonintensiv enn gass.



Figur 23- Installert kapasitet i EU (2000-2010).
Kilde:(EWEA 2011a)

I samme tiårsperiode har det vært reduksjon i kraftproduksjon fra olje, kull og kjernekraft, mens det er installert kapasitet for vind- og solenergi på hhv. 28% og 11% av totale ny kapasitet. Dette er illustrert i figur 23.

Tyskland har det siste året bygget ett solenergianlegg tilsvarende størrelsen på et mellomstort kjernekraftanlegg i måneden det siste året, mens det i Finland har tatt 10 år å bygge ett kjernekraftverk (DN 2012). Auke Lont i Statnett (DN 2012) uttalte nylig at dersom det er flere dager på rad med sol og vind vil kraftproduksjonen fra disse energikildene kunne dekke halvparten av kraftforbruket i Tyskland har hatt en nedgang i samme tiårsperiode.

Fordelaktige rammebetingelser og virkemidler for fornybar kraftproduksjon har ført til relativt høy installert effekt for vindkraft i Tyskland, Storbritannia, Danmark, Spania og Sverige sammenlignet med andre land i Europa.

Tyskland innførte allerede i 2000 en egen lov om fornybar energi som blant annet skulle sikre fornybar kraft prioritet på nettet (Martiniussen 2012). Loven sikrer også teknologi-spesifikk støtte (feed-in tariffer) for å etablere et marked for vind- og solenergi. Det er lagt opp til differensiert støtte på grunnlag av utbyggingskostnaden slik

at et offshore vindkraftverk vil få mer støtte for elektrisiteten de leverer til nettet enn solkraft og vindkraft på land.

Rammebetingelsene har bidratt til at vindkraft nå utgjør 10,7% av den samlede installerte kapasiteten for kraftproduksjon og 6,3% av forbruket i et normalår i Europa. Videre førte det til store investeringer i solenergi, og det ble i 2011 produsert 19 TWh. Det er imidlertid ventet en lavere vekst i investeringer i solenergi som en følge av varslede subsidiekutt.

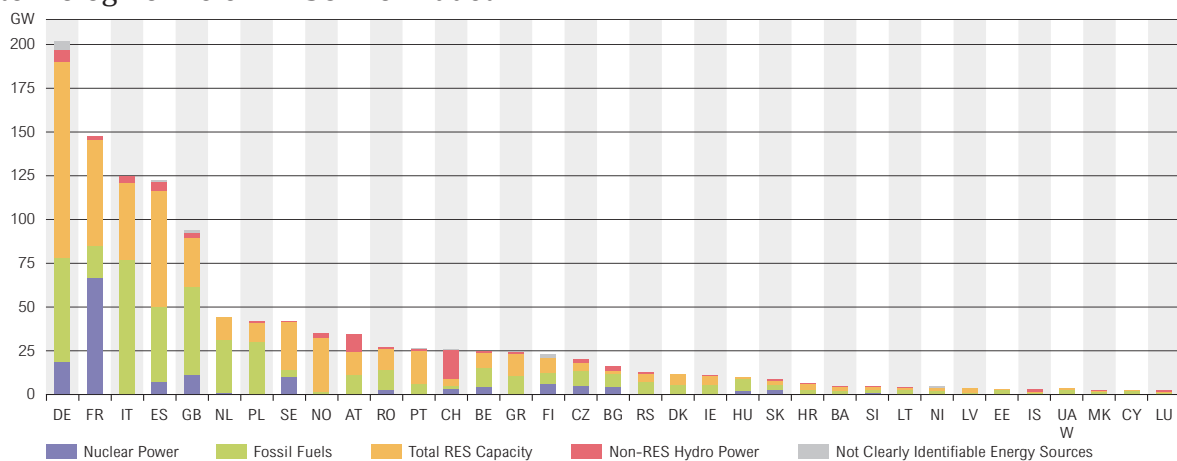
5.2 Kraftproduksjon i Europa frem til 2020

Kraftforbruket i Europa er forventet å øke med gjennomsnittlig 8% på år, fra 3.400 TWh i 2012 til 3.615 TWh i 2020 (ENTSO-E 2012b). Lasten i Europa er også forventet å øke fra 538 GW i januar 2012 til 567 GW i januar 2020 (ENTSO-E 2012b)⁴.

Den totale installerte kapasiteten for kraftproduksjon i Europa er i 2012 på 963 GW. Det er forventet en svak vekst i installert kapasitet for kraftproduksjon frem til 2020 på 0,6%⁵ (ENTSO-E 2012b).

I Europa og Norden, hele ENTSO-E området, forventes en kapasitetsøkning især for fornybar kraftproduksjon fra 322 GW i 2012 til 548 GW i 2020. For kjernekraftverk ventes en mindre økning fra 126 GW til 132 GW. Produksjon fra fossile kilder ventes å holde seg omtrent på dagens nivå på 458 GW, med en liten reduksjon til 456GW.

Figur 24 viser en oversikt over installert kapasitet for kraftproduksjon fordelt på land og teknologi for hele ENTSO-E området.



Figur 24 - Installert kapasitet for kraftproduksjon i Europa fordelt på land og teknologi. Kilde (ENTSO-E 2012a)

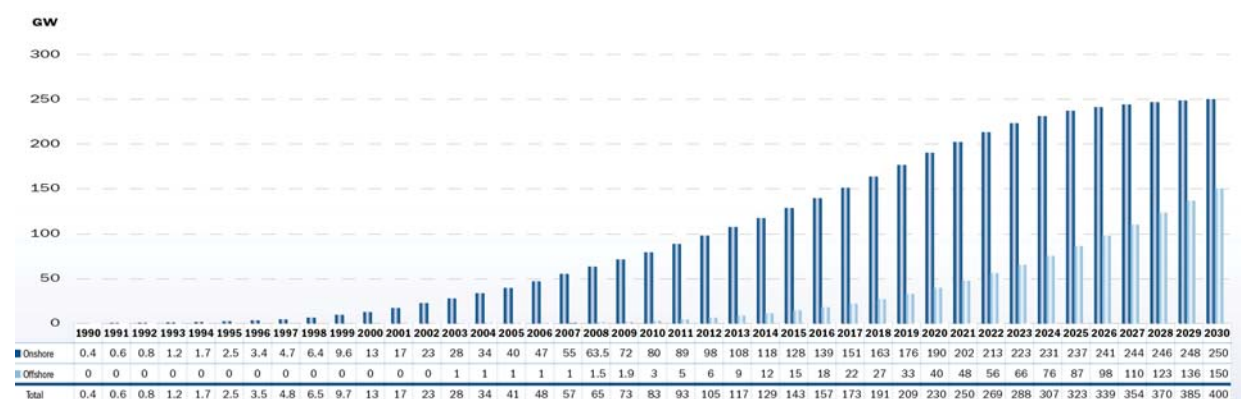
⁴ 433 GW i juli 2012 og 465 i juli 2020

⁵ EU2020 scenario (ENTSO-E 2012b)

5.2.1 Fornybar kraftproduksjon i Europa

Ny installert kapasitet for fornybar energi frem til 2020 er beregnet til 216 GW⁶, fordelt på vindkraft 142 GW, solenergi 51 GW og biomasse 16 GW (ENTSO-E 2012b). I følge dette scenarioriet blir total installert kapasitet for vindkraft 245 GW i 2020 og for solkraft 100 GW. Det er forventet at den største økningen vil komme i Tyskland.

I følge EWEA's basisscenario skal samlet installert kapasitet for vindkraft øke til 230 GW (15 GW lavere enn Entso-E) som tilsvarer en produksjon på 581 TWh (EWEA 2011a). Det er 5,7% av Europas energiforbruk mot dagens nivå som er på 6%. I perioden frem til 2030 mener de at det fortsatt vil være en sterk vekst og at vindkraft vil kunne utgjøre totalt 400 GW, 250 GW på land og 150 offshore. Det er 28,5% av Europas energiforbruk, illustrert i figur 25. Det er satt som forutsetning at kapasitetsfaktoren øker fra 28,8% i 2010 til 32,9% i 2030 som følge av bedre utnyttelse av vindressursene, forbedret design, mer offshore vind og teknologiske forbedringer.



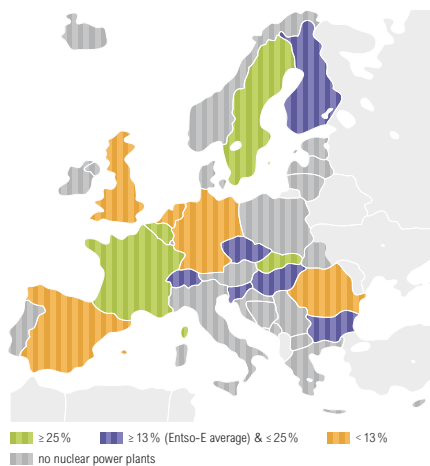
Figur 25 - Kumulativ onshore og offshore vind in EU (1990-2030). Kilde (EWEA 2011a)

Det globale markedet for fornybar energi er i dag beregnet til €30 milliarder og det ventes å øke til mer enn €200 milliarder i 2030 (Martiniussen 2012). Flere av de største turbinprodusentene i Europa har på tross av nedgangstider fulle ordrebøker og 190.000 arbeider innen fornybarindustrien i Europa, hvorav 40.000 i Tyskland, 17.000 i Danmark og 20.000 i Spania (Martiniussen 2012).

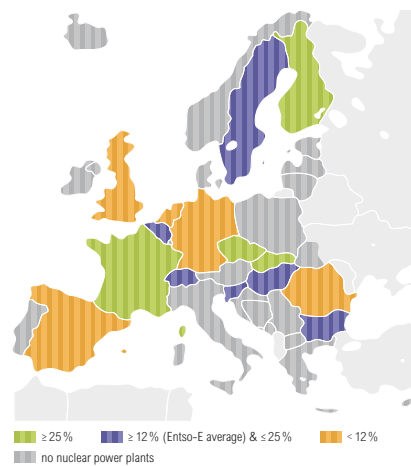
5.2.1.1 Kjernekraft

Det er forventet en økning i installert kapasitet for kjernekraftverk i Europa fram mot 2020 og kjernekraftandelen vil utgjøre 11% med en installert kapasitet på 132 GW når en vurderer hele ENTSO-E området (ENTSO-E 2012a). Frankrike og Slovakia har den høyeste andelen av installert kapasitet for kjernekraft i Europa på hhv. 48% og 33% i 2015. Andre europeiske land med en relativ stor andel installert kjernekraftkapasitet (25-28%) er Finland, Belgia, Sverige og Tsjekia. Størst vekst i installert kapasitet er planlagt i Romania, Bulgaria, Tsjekia og Finland. Figur 26 og 27 viser ENTSO-E's oversikt over andelen av kjernekraftverk i Europa i 2015 og 2020.

⁶ "EU2020" Scenario (ENTSO-E 2012b)



Figur 26 - Andel installert produksjonskapasitet fra kjernekraft i Europa i 2015, Scenario EU 2020. Kilde: (ENTSO-E 2012a)



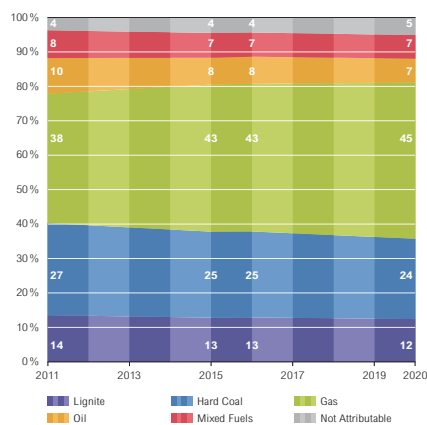
Figur 27 - Andel installert produksjonskapasitet fra kjernekraft i Europa i 2020, Scenario EU 2020. Kilde:(ENTSO-E 2012a)

Kjernekraft og avfallsdeponering er kontroversielt på grunn av store konsekvenser om noe går galt. Det er ikke CO₂ utslipp fra slike verk, noe som kan tale for å erstatte produksjon fra annen forurensende produksjon med kjernekraft.

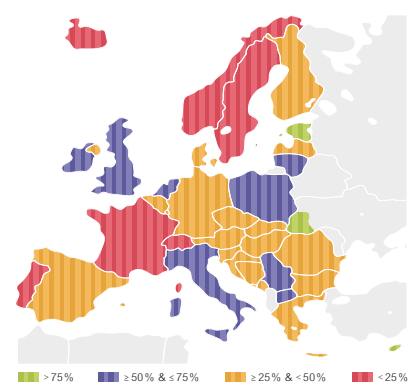
Ulykken på Fukushima-kjernekraftverket i Japan i 2011 har imidlertid ført til endringer i politisk standpunkt til kjernekraftverk i Tyskland og Belgia. Den tyske regjering har besluttet stenging av samtlige kjernekraftverk i landet innen utgangen av 2022 isteden for levetidsforlenging som var et mer realistisk alternativ før ulykken. Dette fører til at andelen stabil produksjonskapasitet i Tyskland reduseres. Tapte produksjonskapasitet må da blant annet erstattes av en effektivisering i kraftforbruket, økt fornybar –og termisk kraftproduksjon samt reduksjon (utflagging) av kraftintensiv industri.

5.2.1.2 Fossile kraftproduksjonsanlegg

Den totale installerte kapasiteten for fossile kraftverk er i dag 458 GW. Gasskraftproduksjon utgjør den største andelen på 40% (183 GW) i 2012 og er forventet å øke til 47% i 2020 (214 GW). Kullkraftproduksjon utgjør 26% (119 GW) i 2012 og ventes å avta til 22% (101 GW) mens produksjon fra olje og lignitt ventes å avta med hhv. 2% og 1% til 8% og 13% i samme periode. Dette vises i figur 28.



Figur 28 - Installert kapasitet fossil kraftproduksjon. Kilde:(ENTSO-E 2012a)



Figur 29 - Installert kapasitet for fossil kraftproduksjon Europa. Kilde: (ENTSO-E 2012a)

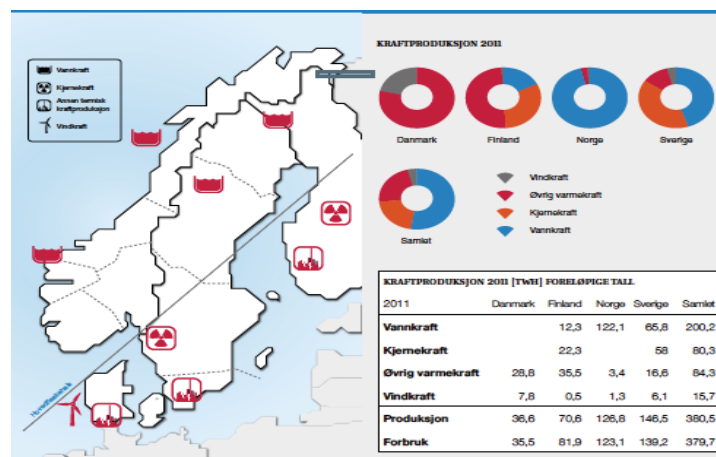
Landene med høyest andel av fossil kraftproduksjon er Kypros, Estland, Polen, Nederland og Nord-Irland. Det er ventet at disse landene fortsatt vil ha den største andelen i 2020, se figur 29.

EU besluttet i 2001 LCP (Large Combustion Plants) direktivet som setter begrensninger på utslipp fra fossil kraftproduksjon. Direktivet får virkning fra 2015 og vil kunne medføre nedleggelse av gamle anlegg med store utslipp. I følge ENTSO-E vil direktivet likevel ikke påvirke ovennevnte scenario for 2020 i stor grad ettersom flere land har fått fritak i en begrenset tidsperiode.

Den sterke økningen i fornybare kraftproduksjon vil bli en utfordring i fremtiden og behovet for balansekraft vil øke.

5.2.2 Norden

De nordiske landene er tett integrert og har en produksjonssammensetning med hovedvekt på vannkraft, kjernekraft og øvrig varmekraft. Dette er illustrert i figur 30. I Sverige utgjør vannkraft ca. 46% av produksjonen, mens resten i hovedsak kommer fra kjernekraft. Vannkraften i Sverige og Finland er mindre fleksibel enn i Norge da de har en lavere magasinkapasitet. Sverige har i dag 3 kjernekraftverk med til sammen 10 reaktorer. I Finland er det i dag to kraftverk med til sammen 4 reaktorer. Det er planlagt en ny reaktor som skal ferdigstilles i 2016 på 1.600 MW. I tillegg planlegges et nytt kjernekraftverk som skal settes i drift i 2021 nord i Finland, Fennovoima, med en installert kapasitet på 1.500-2.500 MW (*Fin Nuclear Directory 2012*).



Figur 30 - Produksjonslokalisering av ulike energikilder i Norden. Kilde: (Statnett 2012b)

Det er forventet økt fornybar kraftproduksjon i Norden på 26,4 TWh i 2020 som en følge av sertifikatmarkedet som vil kunne gi et kraftoverskudd i Norden.

5.3 Ressursgrunnlag i Norge

For å kunne ta stilling til om det norske energisystemet i større grad kan tilby fleksibilitet er ressursgrunnlaget sentralt.

Potensialet for fornybar kraftproduksjon i Norge er meget bra, og prosjekter som er konsesjonsmeldt, -søkt eller gitt konsesjon av NVE utgjør ny kapasitet på 53 TWh, hvorav 43 TWh (16 MW) er innen vindkraft og 10 TWh er innen vannkraft (Regjeringen 2012b). Hvor stor andel av vindkraften som faktisk vil bygges ut er avhengig av støtteordninger, teknologi og prisnivå. Med dagens priser og sertifikatmarkedet er det ikke realistisk at alt det vil bli realisert med det første.

5.3.1 Vannkraft



Foto: Dam Stolsvatn, Kilde: (Energi)

Det teknisk/økonomiske potensialet for utbygging av vannkraft i Norge er betydelig på 205 TWh, hvor 133,7 TWh er bygget ut eller gitt utbyggingstillatelse, forutsatt investeringsgrense på 3 NOK/kWh. 50,4 TWh er vernet. Det gjenstående potensialet på 20,9 TWh fordeler seg med 15,8 TWh småkraftverk og ca. 5,1 TWh i nye kraftverk med installert effekt over 10 MW som inkluderer opprustnings- og utvidelsesprosjekter. Det største utbyggings-potensialet ligger på Vestlandet og i Nordland. Deler av dette er lønnsomt med dagens priser. Figur 31 viser geografisk fordeling av vannkraft i Norge.

De prosjektene som er lønnsomme i dag blir naturlig nok realisert først. Det er fremdeles lønnsomt investere i vannkraft i Norge. Det er investert i flere oppgraderinger/utvidelse av eksisterende vannkraftanlegg og i en rekke småkraftverk under 10 MW de siste par årene. Gjennomsnittsalderen på vannkraftverkene i Norge er rundt 40 år, så det kan bli behov for betydelige investeringer i oppgradering og evt. utvidelser i tiden fremover.



Figur 31 - Geografisk fordeling av vannkraftverk i Norge. Kilde (NVE 2012a)

5.3.1.1 Pumpekraftverk/Effektkraftverk i eksisterende vannkraftverk

Det er et stort potensial for etablering av pumpekraftverk og effektkraftverk i tilknytning til eksisterende vannkraftanlegg i Norge. CEDREN har vist at det er mulig med en kapasitetsøkning på 20.000 MW i Norge, men i denne oppgaven er det tatt utgangspunkt i mulige effektinstallasjoner fra Sørlandet.

CEDREN rapporten "Økt balansekraft i norske vannkraftverk" (CEDREN 2011) har vist at det i Sør-Norge er et potensial for mulige effektinstallasjoner og pumpekraftverk på tilsammen 11.200 TWh som vist i tabell 4. Av disse er 7 effektverk, hvor 6 har utløp i fjord, og 5 pumpekraftverk. Vannstandsendingen skal være i henhold til dagens reguleringer om høyeste og laveste vannstand.

Tabell 4 - Mulige effektinstallasjoner. Scenario 1. Kilde (CEDREN 2011)

Kraftverk	Kapasitet (MW)	Øvre magasin ¹	Nedre magasin ¹
Pumpekraftverk Tonstad	1 400	Nesjen (14)	Sirdalsvatn (3)
Pumpekraftverk Holen	700	Urarvatn (8)	Bossvatn (8)
Pumpekraftverk Kvilldal	1 400	Blåsjø (7)	Suldalsvatn (4)
Effektverk Jøsenfjorden	1 400	Blåsjø (7)	Jøsenfjorden (sjø)
Pumpekraftverk Tinnsjø	1 000	Møsvatn (2)	Tinnsjø (1)
Effektverk Lysebotn	1 400	Lyngsvatn (9)	Lysefjorden (sjø)
Effektverk Mauranger	400	Juklavatn (14)	Hardangerfjorden (sjø)
Effektverk Oksla	700	Ringedalsvatn (12)	Hardangerfjorden (sjø)
Pumpekraftverk Tysso	700	Langevatn (9)	Ringedalsvatn (7)
Effektverk Sy-Sima	700	Sysenvatn (9)	Hardangerfjorden (sjø)
Effektverk Aurland	700	Viddalsvatn (12)	Aurlandsfjorden (sjø)
Effektverk Tyin	700	Tyin (1)	Årdalsvatnet (?)
Sum ny effektkapasitet	11 200		

¹ Tallene i parentes er vannstandsreduksjon eller vannstandsøkning i cm pr time ved full produksjon.

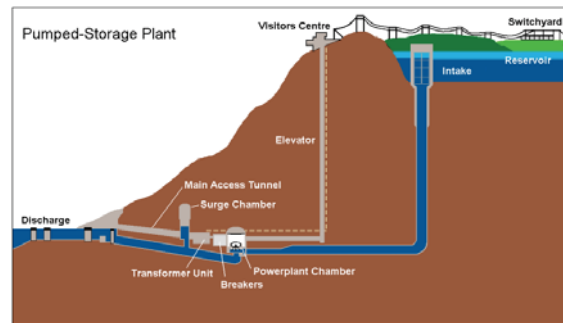
Ovennevnte kraftverksutvidelser i tabellen vil kreve 420 kV forbindelse til tilknytningspunkter i sentralnettet. Et nett direkte til utlandet kan begrense behovet for oppgradering av eksisterende nett. Her kommer diskusjonen om statlig eierskap til kabler (kapittel 2.3). Dersom Norge skal gjennomføre en storstilt utbygging for å kunne tilby fleksibilitet til Europa bør staten vurdere å åpne opp for privat eierskap av kabler fra enkelte store produksjonssteder. Borten Moe har nylig fremmet et lovforslag som hindrer dette, noe som kan gjøre det vanskelig å tilby balansekraft i stor skala.

Den største driftskostnaden til et pumpekraftverk er knyttet til energiforbruket til pumpingen av vann og kan utgjøre 20-30% av energien (Thema 2011). Dette medfører at driftsoptimering er viktig slik at det pumpes vann opp i magasinene i perioder med lave priser (for eksempel på natten) og produseres energi i perioder med høye priser. Thema har estimert investeringskostnader for effekt- og pumpekraft til å være på hhv. MNOK 1,8/MW effektkraftverk og MNOK 2,5/MW for pumpekraftverk (Thema 2011).

Balansekraftkapasiteten vil avhenge av hvor mye effekt som kan leveres ved underskudd på kraft og hvor mye som kan fanges opp ved overskudd på kraft (varighet og lignende). Et pumpekraftverk kan etableres for å pumpe vann fra et nedre til et øvre

magasin (se figur 32), mens et kraftverk får større effekt om slukeevnen og turbin/generatorytelsen økes (effektkapasitet).

Figur 32 viser at turbinene kan pumpe opp vann i magasinene for eksempel på natten når det er lav etterspørsel eller alternativt i perioder med mye vind. Slik kan magasinene benyttes til å "lagre" overskytende kraft. I perioder med kraftunderskudd kan vannet frigis og produsere kraft. Installasjonene og magasinene kan også benyttes som hurtigreserve for å justere frekvensavvik i nettet.



Figur 32 - Pumpekraftverksskisse. Kilde: (Energy storage 2012)

Det kan være miljøkonsekvenser knyttet til slike installasjoner og dette vil bli nærmere diskutert i kapittelet under punkt 5.4.

5.3.2 Vindkraft



Foto: Magne Gjemes



Foto: Kjell Malkenes Hovland

5.3.2.1 Status

Norge har i dag en installert effekt for vindkraft på 530 MW (NORWEA 2012) og vindkraftproduksjonen i 2011 var på 1,3 TWh. I tillegg er det vindparker under bygging som til sammen vil få en installert effekt på 174 MW. Til sammenligning har Sverige og Danmark, som i utgangspunktet har et lavere vindpotensial, installert hhv. 2.907 MW og 3.927 MW. Typiske produksjonstall viser at 1 MW på land i Danmark gir 2 GWh pr år, mens det i Norge vil gi 3 GWh. Dette indikerer at investeringer i vindkraftproduksjon er politisk drevet, og at støtteordningene tidligere har vært bedre i disse landene enn i Norge. Investeringene i Norge skyldes i liten grad investerings-støtten, men krav om fornybarandel på 67,5% og sertifikatmarkedet mellom Sverige og Norge som ble etablert med virkning fra 1. januar 2012.

Norges første store vindpark eies av Statkraft og ble åpnet på Smøla 5. September 2002. Vindparken har en midlere årsproduksjon på 450 GWh. Det dekker et areal på 18 km² og består av 68 turbiner (20 x 2 MW og 48 x 2,3 MW). Da andre byggetrinn stod ferdig var det i en periode Europas største vindpark. I 2009 kom det første offshore prøveanlegget Hywind (2,3MW) i drift. Dette anlegget hadde i 2011 4.390 driftstimer, noe som indikerer en meget god vindressurs og turbinleveranse. Offshore installasjonene Sway (flytende vindkraft) og Havsul I (bunnfast vindkraftverk, 350 MW) har også konsesjon.

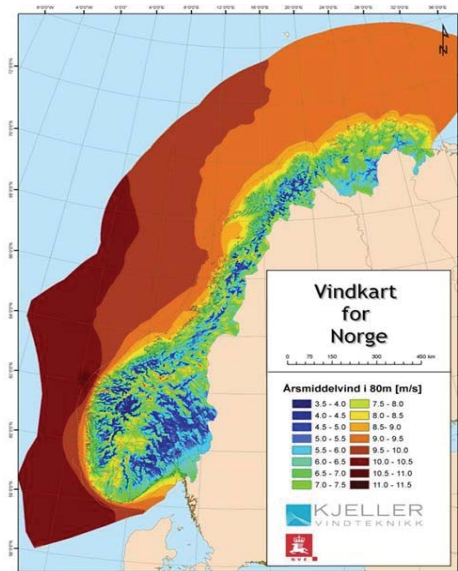
5.3.2.2 Potensial

Norge har de nødvendige forutsetninger for gode vindprosjekter, stabil og relativt sterk vin i store deler av året, både på land og offshore. For å få konsesjon må det tas miljøhensyn og det er nødvendig med tilgjengelig overføringskapasitet.

Det er søkt konsesjon for utbygging av 3.504 MW. NVE har gitt konsesjon til utbygging av totalt 3.300 MW installert effekt, tilsvarende 9 TWh, med brukstid på 2.700 timer (Regjeringen 2012b). Det er imidlertid ikke gitt at alt dette vil bli bygget ut grunnet økonomien i prosjektet og nettilgang. Det er et stort antall meldte prosjekter på ca. 9.200 MW.

Kjeller Vindteknikk har i 2009 på oppdrag for NVE (NVE 2012a) kartlagt vindkraftpotensialet for fastlands-Norge og havområdene utenfor. Vindkartet vises i figur 33. Kartene viser at de fysiske vindressursene er blant Europas beste.

I kystområdene er det en årsmiddelvind på 7-9 m/s i 80 meters høyde og lengre til havs (Stadhavet) viser kartet at det er årsmiddelvind på 9-10,5 m/s. Stormhyppighet (vind over 25 m/s) og hyppighet av lav vindhastighet, vind under 4 m/s, har også stor innvirkning på produksjon og dermed lønnsomhet. Målingene har vist at stormhyppigheten på Stathavet er 1-2% og det vil derfor være sjelden at vindturbinene skrur av på grunn av for mye vind. Muligheten for lav produksjon på grunn av for lite vind er 10%. Kartet viser også at det er gode muligheter for vindkraftproduksjon i Midt-Norge som er et underskuddsområde for kraft og Nord-Norge.



Figur 33 - Vindkraftkart for Norge. Kilde: (NVE 2010)

I NVEs rapport fra 2008, Mulighetsstudie fra landbasert vindkraft 2015 og 2025, ble det økonomiske realiserbare vindkraftpotensialet på land beregnet til å utgjøre mellom 5.800 MW (tilsv. 17 TWh) og 7150 MW (tilsv. 21,5 TWh), gitt nettkapasiteten. Ettersom all transport konkurrerer tilgang til nettet, er det satt som en generell forutsetning at vannkraft bygges ut før vindkraft på grunn av lavere kostnader per kWh.

Investeringskostnadene for vindkraft anslått til å være MNOK 12,5 pr MW installert effekt (Regjeringen 2012b), avhengig av turbintype og nettilknytning. Teknologien for landbasert vindkraft er nå kommersialisert og enhetskostnaden pr kWh (inkl. driftskostnader) for middelvind på 8 m/s og 6 m/s er på hhv. 55 øre/kWh og 62 øre/kWh.

Investeringskostnadene ved bunnfast offshore vindkraft (inntil 30 meters dyp) er beregnet å være MNOK 16-20 pr MW (Regjeringen 2012b) og driftskostnadene ligger om lag 40% over landbasert vindkraft. De høye investeringskostnadene skyldes blant annet fundamentering og kabling. Høyere vedlikeholdskostnader skyldes tekniske problemer og større turbiner enn på land. Dette gir en total kostnad på 95-120 øre/kWh (NVE 2010). For flytende havbasert vindkraft er det ventet at kostnadene vil være enda høyere. Kraftoverføringen er også klart dyrere enn på land og en utvikling innen dette området vil kreve store beløp i investeringsstøtte eller vesentlig høyere kraftpriser.

Landbasert vindkraft og bunnfast vindkraft (i dag inntil 30-40 m dybde) ser ut til å være viktige skritt i retning av storskala flytende havbasert vindkraft i 2020-2025 som har en rekke fordeler fremfor landbasert vindkraft. Vindkraftpotensialet på havet er større enn og vindparkene vil ikke være sjenerende fra land. I tillegg vil det som regel ha færre miljøkonsekvenser enn på land og det kan bidra til elektrifisering av olje- og gass feltene som igjen fører til reduserte CO₂-utslipp. Det vil ved offshore vindkraft også bli stilt krav om hensyn til fiskeri og skipstrafikk.

Produksjonspotensialet for vindkraft i nære kystfarvann er omtrent i samme størrelsesorden som landbasert vindkraft, mens potensialet lenger ut enn 20 km er som figur 33 viser, svært stort. Fagdirektorater ledet av NVE valgte i 2010 ut 15 potensielle områder for vindkraftutbygging i norske havområder (NVE 2010). I disse områdene kan det bygges ut vindkraftverk som kan gi 18-44 TWh i året. Det er flere hensyn å ta i forbindelse med en storstilt vindkraftutbygging. Miljøkonsekvenser, teknologisk utvikling, utbyggingskostnader samt forventninger om markedsvil være viktige faktorer i en slik konsekvensanalyse som skal utarbeides for disse områdene i løpet av 2012.

Norske energiselskaper har i dag eierinteresser i vindparkprosjekter i utlandet. Statkraft og Statoil har for eksempel bygget Sheringham Shoal havvindpark med 88x3,6 MW turbiner utenfor østkysten av England som ble åpnet 27. September i år. Dette tilsvarer en totaleffekt på 317 MW og forventet årsproduksjon er estimert til 1,1 TWh. Statkraft har blant annet også etablert et felles vindkraftselskap med svenske SCA som skal utvikle 6 vindparker på SCAs skogseiendommer i Sverige. Det er støtteordningene i disse landene som har vært utløsende faktor (feed-in, sertifikater) og gjør investeringen fornuftig og bidrar til videre teknologiutvikling. Lars Ove Skorpen i Pareto Securities, har rett i det han sier at "det er det et paradoks at det hentes inn Norsk kapital til utenlandske vindprosjekter som har lavere brukstimer enn det vi typisk vil finne for Norske vindprosjekter" (Havgul 2010). Det er uheldig at denne kapitalen ikke investeres i tilsvarende utvikling i Norge istedenfor.

5.4 Miljø

Det er ikke til å komme utenom at økt utnyttelse av det store ressurspotensialet for fornybar kraftproduksjon vil ha miljøkonsekvenser, avhengig av størrelsen på prosjektet og lokale forhold. I en konsesjonsprosess blir det gjennomført miljøvurderinger knyttet til hvert enkelt prosjekt.

5.4.1 Vannkraft

5.4.1.1 Effekt- og pumpekraftverk

I Norge er de store magasinene bygget ut, og en eventuell utbygging av pumpekraftverk og effektkraftverk vil være i tilknytning til eksisterende magasiner.

I anleggsfasen for pumpekraftverk kan det være direkte virkninger fra økt erosjon og sedimenttilførsel i magasin og vassdrag som en følge av bygging av tunneller, anleggsarbeid og annen infrastruktur (CEDREN 2011). Dette er imidlertid regnet for en forbigående tilførsel. Anleggsvirksomheten kan i tillegg påvirke landområdet, dyr og fuglearter som lever i området og annet biologisk mangfold. Det visuelle inntrykket er redusert ved at vannveier legges i tunell og kraftstasjoner legges i fjellrom (Thema 2011). Deponering av masse fra bygging av tunneller og rørgater vil imidlertid ofte bli liggende igjen i området ettersom avstanden til alternativt bruk og etterspørselen etter slike masser er liten.

I CEDREN rapporten "Økt balansekraftkapasitet i norske vannkraftverk" har i beregningene for mulige effektinstallasjoner tatt hensyn til dagens reguleringsbestemmelser i magasinene med høyeste og laveste vannstand (CEDREN 2011). Etablering av pumpekraftverk og effektinstallasjoner vil i driftsfasen føre til raskere vannstandsendringer i magasin og vassdrag. Det fører igjen til endring i levevilkårene for fugl, fisk og forskjellige plantearter som lever i eller langs vassdrag og magasiner. Dette må det tas hensyn å ta ved økt installering i pumpe- og effektkraft.

Økt effektkjøring vil i mange tilfeller føre til økt erosjon i magasiner og sediment transport til vassdrag som en følge av raske endringer i vanntrykk. Samtidig kan opp- eller nedstrøms pumping føre til endringer i temperatur i vannet. Dette kan igjen påvirke biologisk mangfold. Pumping av kaldt fjellvann til lavereliggende magasiner kan for eksempel føre til redusert vekst for de fleste vannlevende arter. Samtidig kan pumping mellom magasiner føre til at det tilføres nye arter i magasinene og dermed endre den biologiske balansen. Videre kan isen på vannet i magasinet om vinteren bli mer usikker som en følge av hyppigere vannstandsendringer. Dette kan påvirke ferdsel på isen og endre levevilkårene for dyrelivet i –og i tilknytning til magasinet. For pumpe- og effektkraftverk som har utløp til fjorden er miljøkonsekvensene vurdert som mindre, selv om mange av de ovennevnte forholdene med unntak av vannstandsendringen, gjelder også her.

5.4.1.2 Småkraft

Som en følge av sertifikatmarkedet vil en stor andel av ny fornybar kraftproduksjon komme fra småkraft. Her gjelder mange av de ovennevnte miljøkonsekvensene i anleggs- og driftsfasen som må vises hensyn. I tillegg er det ved nyetablering av småkraftverk

viktig å unngå nøkkelbiotoper for forskjellige arter og INON-områder (Inngrepsfrie områder langt fra tekniske inngrep). Dette skyldes at 48% av Norges rødlistede arter er skogslevende og mange spesialiserte arter krever svært gammel skog eller dødt trevirke i ulike nedbrytningsstadier (Tiur, røy, lavskrike, biller mm). Utfordringen er at en ikke alltid kan måle hvor store effekter inngrep i naturen kan ha. Utdøelsesgjelden knyttet til inngrep i naturen er forskjellig for forskjellige arter og for enkelte kan det ta opp mot 100 år før en kan måle konsekvensene⁷. Utbygging av småkraftverk kan eksempelvis i enkelte tilfeller blant annet kunne påvirke Norges nasjonalfugl, fossekallen og rødlistede lavarter som trives i fuktige bekkekløfter.

5.4.2 Vindkraft

Vindkraft er en miljøvennlig energikilder uten forurensende klimagassutslipp. Store anlegg vil imidlertid være godt synlige i områder med urørt natur og på åsrygger og sletter. For eksempel dekker vindparken på Smøla som har 68 turbiner 18 km². I tillegg til vindturbinene er det behov for solide og veier med minimum bredde på 6 meter pga drift og vedlikehold. I planleggingsfasen var det mange som var imot etableringen av vindparken på Smøla, men holdningene har endret seg og det er i dag flere som er av den oppfatning at det har vært positivt for området på grunn av økt sysselsetting, flotte tur/sykkelveier og lignende.

Vindkraft forventes særlig å ha ringvirkninger for fugl som lever i området. Vindparken på Smøla har påvirket havørn. Tidligere beregninger viste at 6 havørn dør årlig på grunn av vindparken, mens tallene fra 2011 viser 4 døde havørn (NINA 2012). Havørn er en norsk ansvarsart, men målinger av bestanden i samme området viser en økning (ca.150 havørn lever nå i dette området). Områder som blir benyttet til samling og flytting av rein bør unngås.

Etablering av havvindparker ser ut til å ha mindre konsekvenser for miljøet. Norge har offshore kompetanse og det er derfor noe Norge bør satse på. Det er imidlertid også her viktig å ta hensyn til trekkfuglers rute, fiskebestand i området og lignende.

5.4.3 Nett

Kraftledninger er synlig i landskapet og etablering skaper ofte konflikter. Et typisk eksempel på dette er utbyggingen av en 400 kV luftlinje mellom Sima og Samnanger som har skapt stor debatt. Formålet var å sikre strømforsyningen i Hordaland og Bergensområdet. I disse områdene er det i dag dårlig sikkerhet og for liten kapasitet i strømnettet, spesielt i kuldeperioder. Kraftlinjen skal blant annet krysse Hardangerfjorden og dette førte i 2010 til stor motstand i deler av befolkningen som mente at kraftlinjen vil være visuelt ødeleggende for fjordlandskapet. Alternativet til luftlinje var å legge sjøkabler over Hardangerfjorden. Det ville som kunne øke kostnadene til NOK 4,6 mrd. i forhold til luftlinjeinvesteringene som er estimert til rundt 1 mrd. (Statnett 2012c). Stor motstand førte til krav om ny utredning og førte til store forsinkelser i prosjektet. Endelig konsesjon ble gitt 1. Mars 2011 (*Pressemelding: Sima-Samnanger* 2011).

⁷ Forelesning i Naturforvaltning på UMB, januar 2010, Sigmund Hågvar

Et annet miljøaspekt knyttet til kraftledninger er at det er påvist en statistisk sammenheng mellom nærhet til kraftledning og kreft hos barn og unge. Dette til tross at det ikke er funnet holdepunkter for at magnetiske felt er helseskadelige (Statnett 2012a). Statnett prøver i størst mulig grad å unngå å legge traseer nær boliger, skoler og barnehager.

Mellomlandsforbindelsene vil i flere tilfeller "skjules" ved at det legges kabler i havet, men disse kan selvfølgelig også kunne føre til miljøkonsekvenser.

Begrepet NIMBY- Not In My Back Yard er gjeldende ved fornybar kraftproduksjon som alle andre synlige inngrep. De fleste ønsker fornybar kraftproduksjon, så lenge det ikke blir området en selv bruker. Det er derfor viktig i størst mulig grad å ta hensyn til visuelle effekter, turisme, kulturlandskap, kulturminner – og ikke minst – biologisk mangfold.

Dersom Norge skal tilby fleksibilitet i noen større grad er det viktig å lage en nasjonal arealplan som gir føringer knyttet til økt utnyttelse av ressurser og oppgradering av overføringskapasitet med hensyn på miljøet. Det vil gi forutsigbarhet og ikke overlates til den enkelte statsråd.

6 KONKLUSJON

En større andel av fornybar kraftproduksjon i energisystemet i Europa vil kreve mer fleksibilitet for å balansere energi- og effektbalansen. Masteroppgaven har hatt som målsetning å kunne ta stilling til om Norge i større grad skal tilby energifleksibilitet til Europa og om dette er et mulig og fremtidsrettet satsningsområde.

Oppgaven har med bakgrunnsinformasjon fra energimarkedet vist at Norge med vannkraftproduksjonens egenskaper og store magasinkapasitet har mulighet for å bli en sentral aktør i Europas energiforsyning ved å tilby fleksibilitet. Økt satsing på leveranse av energifleksibilitet vil også kunne bidra til en økt fornybarandel i Norge. Overføringskapasiteten til Europa er imidlertid begrenset og etablering av flere mellomlandsforbindelser er i stor grad avhengig av politisk vilje og satsing. Tidligere studier har vist at det kan være en økonomisk gunstig løsning å levere fleksibilitet. Det er imidlertid vanskelig å sette en pris på miljøkonsekvensene som kan komme i kjølevannet av en slik satsing. Det kan argumenteres med at pumpe- og effektinstallasjonene som skal øke kapasiteten med 10.000 MW i Sør-Norge skal bygges i tilknytning til eksisterende magasiner, slik at miljøkonsekvensene er begrenset.

Estimater av fremtidig balansebehov i Europa er veldig forskjellige. De varierer også med alternative løsninger for energifleksibilitet og energilagring og vektlegging av dette. Det er mye forskning som har fokus på produksjons- og forbrukerfleksibilitet. Smart-grid, aggregering av produksjons- og forbrukerfleksibilitet og øy-drift er mulige tiltak som vil redusere behovet for fleksibilitet. Videre kan tiltak som gir bedre vindprognoser som prognostiserer tettere opptil driftstimen samt handel i intradag markedet nærmere driftstimen bidra til å øke fleksibiliteten i egne systemer. Dersom det er gasskraft som skal yte fleksibilitet, så er karbonfangst og lagring nødvendige tiltak for å redusere CO₂-utslipp. Best egnet for storskala energilagring på det nåværende tidspunkt er pumpekraft og trykkluft. Det er også stor forskningsaktivitet på andre områder som for eksempel energilagring i form av hydrogen som noen tror på, andre ikke.

En kartlegging av dagens kraftproduksjon i Europa og Norge samt fremtids utsikter og ressursgrunnlag i Norge er gjennomført i oppgaven. Den viser at Norge kan tilby energifleksibilitet til Europa. Det vil imidlertid kreve viktige avveininger i forhold til miljøet. Inngrep i naturen er ikke reversible.

En vurdering av alle alternativer er viktig. Norge bidrar allerede i dag med en del energifleksibilitet. Spørsmålet er om dette tilbudet skal utvides videre.

Arbeidet med denne oppgaven viser at det vil være fornuftig å vente med en storstilt utbygging for å tilby en større andel energifleksibilitet til Europa. Installasjoner på 10.000 MW fra Sør-Norge kan dekke 10% av behovet for fleksibilitet. Europa vil uansett investere betydelige ressurser i FOU for å finne andre alternativer som gir energifleksibilitet.

Planer for et eventuelt supergrid i Nordsjøen bør også komme lenger før en beslutning tas. Et supergrid vil ikke erstatte utbygging av overføringskapasitet, oppgradering og utvidelser av eksisterende nett i Norge, men det kan føre til at andre vurderinger av

hvilke pumpe- og effektinstallasjoner som er mest hensiktsmessige å bygge ut med tanke på fremtidig utvikling av nettet.

Vi har et ansvar for fremtidige generasjoner. I denne sammenheng hadde det vært ideelt å kunne se inn i fremtiden slik at vi allerede i dag kunne planlagt for et energisystem som på den beste måten kan bidra til å redusere klimagassutslipp samtidig som viktige miljøhensyn ivaretas, for natur og miljøverdier kan også bli en mangelvare i fremtiden.

7 TABELLISTE

Tabell 1 - De største reguleremagasinene i Norge. Kilde (NVE 2012a).....	14
Tabell 2 - import- og eksportkapasitet fra Norge til andre land. Kilde (Statnett 2012c)	20
Tabell 3-Utilgjengelig kapasitet. Kilde (ENTSO-E 2012b).....	28
Tabell 4 - Mulige effektinstallasjoner. Scenario 1. Kilde (CEDREN 2011).....	44

8 FIGURLISTE

Figur 1 - Produksjon per uke fordelt på teknologi & forbruk. Kilde (Regjeringen 2012b)	13
Figur 2: Magasinfylling hele Norge, kilde (NVE 2012a).....	15
Figur 3: Sammenheng mellom tilsig og produksjon over et kalenderår. Kilde (Regjeringen 2012b).....	15
Figur 4: Normal produksjonsevne og temperaturkorrigert forbruk i Norge. Kilde (Regjeringen 2012b).....	16
Figur 5 -Forbruk av energi i ulike forbruksgrupper. Kilde (SSB 2012)	16
Figur 6 - gjennomsnittlig prismønster over uken. Kilde (Regjeringen 2012b).....	16
Figur 7 - Nordiske prisområder. Kilde (ENTSO-E 2012a).....	17
Figur 8 - Marginale kostnader og prisvariasjon over døgnet. Kilde (Regjeringen 2012b).....	17
Figur 9 - Prisdannelse i tørrår og nedbørsrike år. Kilde (Havskiold 2011)	18
Figur 10 - Nettoeksport/nettoimport og avvik fra normalt tilsig. Kilde (Thema 2012a)	18
Figur 11 - Investeringer i produksjonsanlegg og nettet. Kilde (Thema 2012a).....	20
Figur 12 - Supergrid i Nordsjøen i 2030. Kilde (Woyte 2010)	21
Figur 13 - Markeder med ulik tidshorison. Kilde (NHO 2012)	23
Figur 14 - Oppdeling av balansetjenester (Entso def). Kilde (Gjengedal 2012a)	23
Figur 15 - Forskjellig generator "droop". Kilde (Gjengedal 2012b).....	24
Figur 16 - Områder hvor økt integrasjon kan skape verdier. Kilde (Thema 2012b).	25
Figur 17 - Kraftpriser Tyskland og Norge. Kilde (Thema 2012b)	27
Figur 18. - Forbruk og produksjon i Danmark Vest 19.01 - 19.02. 2012. Kilde (Energinet 2012)	27
Figur 19 - Vindkraft og påvirkning på kontrollreservene på natten. Kilde (IEA 2009)	28
Figur 20 - Tilgjengelig driftssikker kapasitet (RAC). Kilde (ENTSO-E 2012b)	28
Figur 21 - Teknologier for energilagring. Kilde (IEA 2009)	30
Figur 22 - Usikkerhet i vindprognoser, faktisk vindproduksjon og balansetjeneter i Tyskland. Kilde:(Climate Policy Initiative: Borggreffe 2011)	33
Figur 23- Installert kapasitet i EU (2000-2010). Kilde:(EWEA 2011a).....	38
Figur 24 - Installert kapasitet for kraftproduksjon i Europa fordelt på land og teknologi. Kilde (ENTSO-E 2012a)	39
Figur 25 - Kumulativ onshore og offshore vind in EU (1990-2030). Kilde (EWEA 2011a).....	40
Figur 26 - Andel installert produksjonskapasitet fra kjernekraft i Europa i 2015, Scenario EU 2020. Kilde: (ENTSO-E 2012a)	41
Figur 27 - Andel installert produksjonskapasitet fra kjernekraft i Europa i 2020, Scenario EU 2020. Kilde:(ENTSO-E 2012a)	41
Figur 28 - Installert kapasitet fossil kraftproduksjon. Kilde:(ENTSO-E 2012a)	41
Figur 29 - Installert kapasitet for fossil kraftproduksjon Europa. Kilde: (ENTSO-E 2012a)	41
Figur 30 - Produksjonslokalisering av ulike energikilder i Norden. Kilde: (Statnett 2012b).....	42
Figur 31 - Geografisk fordeling av vannkraftverk i Norge. Kilde (NVE 2012a)	43
Figur 32 - Pumpekraftverksskisse. Kilde: (Energy storage 2012).....	45
Figur 33 - Vindkraftkart for Norge. Kilde: (NVE 2010)	46
Figur 34 - Oljeprisens utvikling, historisk og fremover. Kilde IHS, CERA & PIRA fra (Regjeringen 2012a)	55
Figur 35 - Utvinningskostnader for olje. Kilde IHS CERA (Regjeringen 2012a)	55
Figur 36 - CO2-utslipp fra kull -og gasskraft (v) og langsiktig grensekostnad for kraftproduksjon i Europa. Kilde: (Regjeringen 2012a)	56
Figur 37 - Optimal leveranse av kraft for vilkårlig uke. Kilde (Solland 2007)	57

9 APPENDIKS

9.1 Videre arbeid

Som et videre arbeid ville det være interessant å gjennomføre en egen modellering som tester ut 3 scenarier i forhold til denne masteroppgaven. Dette vil kunne bidra til en bedre helhetsvurdering av temaet i oppgaven ettersom det også er mulig å endre input-dataene i modellen. 3 scenarier kan testes ut ved hjelp av samkjøringsmodellen. Miljøkonsekvenser er imidlertid ikke kvantifiserbare i modellen og varierer fra installasjon til installasjon. Det vil derfor være gunstig å gjennomføre en mer detaljert miljøkonsekvensanalyse for hvert enkelt scenario. En sammenfatning av dette vil kunne gi en god helhetsvurdering i forhold til om Norge skal tilby en større andel energifleksibilitet til Europa.

9.1.1 Scenario

Scenarioene tar utgangspunkt i studier innen balansekraft som CEDREN har gjennomført siste året. I hovedsak er det rapporten "Økt balansekraft i norske vannkraftverk" (CEDREN 2011) og "Large scale exchange of balancing power between Norway and Europe – analysis of impacts" (CEDREN 2012) som ligger til grunn. Begge studiene har benyttet samkjøringsmodellen (EMPS). Sistnevnte rapport konkluderte med at en begrensning i studiet var at øvre grense for overføringskapasitet begrenset mulig optimum i samkjøringsmodellen. Som en følge av dette bør det bli tatt utgangspunkt i de samme tallene som ovennevnte rapport, men med høyere overføringskapasitet for å kunne se hvor mye det er økonomisk lønnsomt å produsere når en ikke tar hensyn til miljøeffekter knyttet til produksjonen. Miljøkonsekvensene er ikke målbare i modellen og bør derfor separat for alle installasjonene.

Scenario "Basis – 1.572"

Dette scenarioet representerer basis ettersom dette er realistisk i forhold til dagens situasjon. Her er det lagt inn økt produksjon av fornybar energi som en følge av el-sertifikatsystemet på 13,2 TWh, mens det ikke er lagt opp til utvidet kabalkapasitet utover allerede planlagte utvidelser/etableringer (Kapittel 2.3). Dette skyldes at planlegging –og bygging/utvidelser av kabler er tidkrevende og det er dermed ikke realistisk at det vil bygges mer enn allerede påbegynte/planlagte prosjekter i dag innen 2020.

Scenario "Medium – 3.500"

Scenario "Medium – 3.500" er et "typisk norsk" scenario hvor Norge ikke velger å ta et aktivt valg innen energipolitikken. Utvidelsen kan bli gjennomført uten for store protester, samtidig som den ikke vil kunne bidra vesentlig til reduksjon av CO₂-utslipp i Europa. Scenarioet tar utgangspunkt i den samme kabelkapasiteten som i "Basic – 1.572", men har i tillegg lagt inn økt kabelkapasitet på 6.800 MW – 7.600 MW (Tot. 12.150-12.950 MW).

Scenario "High – 11.572"

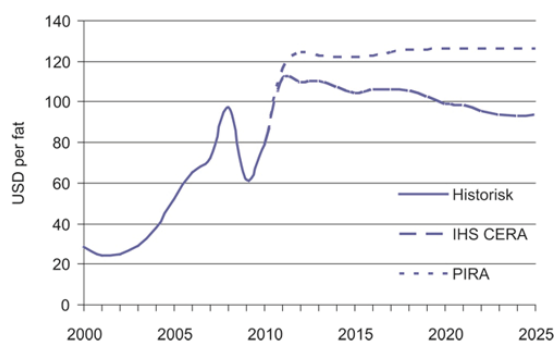
Scenario "High – 11.572" representerer et scenario med en kraftig økning i effektkapasiteten i Norge fra 1.572 MW til 11.572 MW. I tillegg er det her ingen overføringsbegrensninger for å kunne se optimalt nivå på produksjon og overføring fra/til Norge. Dette scenarioet vil antagelig være mer aktuelt dersom et evt. Supergrid blir realisert i Nordsjøen.

Felles for alle scenarioer

Olje, kull –og gasspriser

Olje

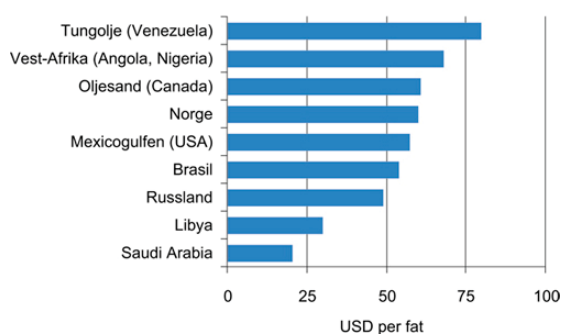
I følge regjeringen, har analyse-selskapene IHS CERA og PRA forskjellige anslag for fremtidig oljepris. PIRA forventer en gradvis stigende realpris opp til \$125 per fat i 2025, mens IHS CERA forventer en realpris på \$110-\$120 per fat frem til 2020 (Regjeringen 2012a). Dette er illustrert i figur 34.



Figur 34 - Oljeprisens utvikling, historisk og fremover. Kilde IHS, CERA & PIRA fra (Regjeringen 2012a)

IEA's rapport "World Energy Outlook 2012" legger i sitt hovedscenario "New Policies Scenario" opp til en gjennomsnittlig høy oljepris på \$120 per fat over 25 år (beregnet i \$2010). Dette skyldes at kostnadene knyttet til utvinning av olje ikke forventes å falle vesentlig ettersom produksjon av olje finner sted på stadig dypere vann og i større avstand fra markedene. Kostnadene for oljeutvinning varierer fra land til land, men det vil være nødvendig med en oljepris på \$60-\$80 for at ressursene skal utnyttes.

Figur 35 illustrerer kostnader knyttet til utvinning av olje i forskjellige land. Saudi-Arabia har for eksempel svært lave kostnader mens Norge har mer enn dobbelt så høye utvinningskostnader som en følge av tilgjengelighet, reservoaregenskaper og feltstørrelse, markedet og geologiske forhold.



Figur 35 - Utvinningskostnader for olje. Kilde IHS CERA (Regjeringen 2012a)

Det er i denne oppgaven tatt utgangspunkt i IEAs beregninger med en gjennomsnittspris på \$120 over 25 år. Dette medfører at det i modellen er lagt inn en oljepris (brent) i 2012 på \$84/fat med en årlig økning i prisene på i underkant av 2% ($65,35(84\$ \cdot 0,7780 \text{ kurs})/1,569 \text{ MW} = 41,65\text{€}/\text{MW}$).

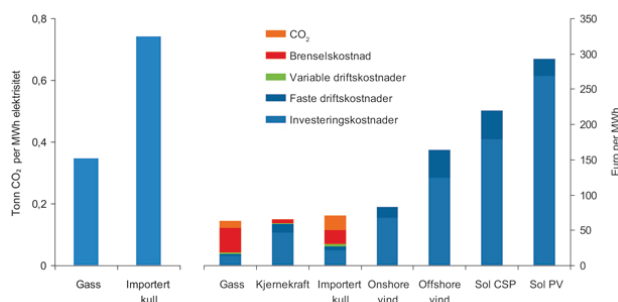
Gass

Det har vært en globalisering av gassmarkedet de siste 10 år som en følge av skipstransportert LNG og etterspørselen av gass utgjorde i 2008 20% av verdens totale energietterspørsel (ca halvparten av LNG kom fra Qatar). Det er forventet en sterk vekst i etterspørselen fremover, med størst vekst i Asia. Driverne økonomisk vekst og befolkningsøkning har her stor betydning. CO₂-utslippene knyttet til bruk av gass er vesentlig lavere enn utslipp fra kull og olje, og det er forventet at en stor andel av behovet for reservekapasitet (for fornybar kraftproduksjon som følge av at de er intermitterende kilder) i hovedsak vil komme fra gass på kort og mellomlang sikt. Gassprisen er oljeindeksert, men vil antagelig ikke øke tilsvarende som olje på grunn av lavere CO₂-innhold. Det er dermed lagt inn en årlig økning på 1,2% på gassprisene. Forutsetning i denne modellen er en gasspris på 7,8\$/mmbtu.

Kull

Når det gjelder kull er det forventet en økning i prisene på 2% frem til 2022 for så å stabiliseres. Kull CIF ARA er satt til 78\$/tonn og kull/lignitt 2€/GJ.

CO₂



Figur 36 - CO₂-utslipp fra kull -og gasskraft (v) og langsiktig grensekostnad for kraftproduksjon i Europa. Kilde: (Regjeringen 2012a)

Forutsatt pris: 28€/tonn

Priser for uran og biomasse forutsettes uendret i modellperioden.

Andre forutsetninger

For andre forutsetninger henvises til kapittel 2.3 for mellomlandsforbindelser, kapittel 2 for etterspørsel, kraftmarked og tilsig samt kapittel 5 for kapasitet for vind og varmekraftproduksjon.

9.1.2 Samkjøringsmodellen

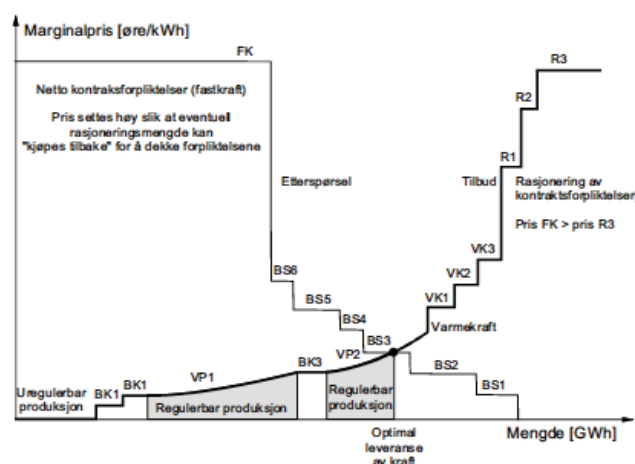
I modelleringen av ovennevnte scenarier kan det være fornuftig å benytte samkjøringsmodellen. Samkjøringsmodellen er et simuleringsverktøy for energisystemer med en betydelig andel av vannkraft. Den er utviklet for å løse et stokastisk optimaliseringsproblem og bidrar til å finne den strategien som maksimerer det forventede samfunnsøkonomiske overskuddet i kraftmarkedet ved å beregne

optimal strategi for disponering av vannverdiene. Samkjøringsmodellen er en detaljrik modell og vannkraftsystemet beskrives av flere vannkraftmoduler hvor hver modul har et eget magasin med en tilhørende generator (Birger Mo & Wolfgang 2007). I tillegg inkluderer modellen termiske verk, kjernekraft og vindkraft.

Vanlige bruksområder for modellen er lokal og nasjonal driftsplanlegging, utbyggingsplanlegging, nettberegninger og markedsundersøkelser.

Samkjøringsmodellen modellerer kraftsystemet ved hjelp av et sett delområder. For hvert delområde spesifiseres hvilke produksjonsenheter som inngår (modul, magasin). Etterspørsel, utveksling og annen produksjon (f. eks termisk kraft), spesifiseres også for hvert delområde. Områdene er delt inn på bakgrunn av hydrologiske eller andre karakteristiske forhold i vannkraftsystemet eller begrensninger knyttet til overføringskapasitet mellom områdene. Figur 7 i kapittel 2 viser et eksempel på en områdeinndeling for Norden hvor Norge har 5 delområder.

Modellen er delt inn i en strategi – og en simuleringsdel. I strategidelen beregnes en strategi for hva som skal gjøres med magasineringen i alle mulige scenarioer. Et vannkraftverk kan beskrives med en vannverdimatrise som viser verdien av lagret vann i ulike uker og for ulike fyllingsgrader (Birger Mo & Wolfgang 2007). For å beregne vannverdiene aggregeres vannkraften innad i et område. Den optimale strategien vil så gi en handlingsregel som maksimerer det samfunnsøkonomiske overskuddet i kraftmarkedet gitt den tilstanden det befinner seg i (Førsund et al. 2005). I praksis betyr dette at det legges opp til en strategi hvor produksjonen settes til et nivå hvor vannverdien korrigert for virkningsgrad er lik kraftprisen. Dette skyldes at dersom skyggeprisen på kraftbalansen er høyere enn marginalverdien av vannet vil det være lønnsomt å produsere, mens det ikke vil være lønnsomt å produsere dersom skyggeprisen er lavere enn marginalverdien av vannet. Dette er illustrert i figur 37.



Figur 37 - Optimal leveranse av kraft for vilkårlig uke. Kilde (Solland 2007)

Et vannkraftverk krever store investeringer i etablering av magasin og damanlegg. Etablerte magasin har imidlertid en lang levetid. Enkelte anlegg har en levetid på 25 år, mens store vannkraftanlegg kan ha en levetid på 50 år før det er behov for vesentlige reinvesteringer knyttet til restaurering og oppgradering. Investeringskostnaden regnes som "sunk cost" og den lange levetiden på anleggene gir dermed relativt lave kostnader

forbundet med lagring av vann. For å produsere kraft trenger kraftverket råvaren vann som i utgangspunktet er gratis. Vann har imidlertid en verdi ettersom de eksogene variable ressursene regn og tilsig er begrenset. Dette medfører at verdien på vann i stor grad er avhengig av fremtidige forhold. Dersom det for eksempel er forventet mye nedbør det neste månedene vil verdien på vann reduseres, mens en forventning om lite nedbør de neste månedene vil føre til høyere vannverdier. Vannverdien representerer med andre ord forventningsverdien av den marginale kWh som er lagret i magasinet. Forventningene om tilsig er derfor en sentral del i beregningen av vannverdier. Tilsig er en stokastisk variabel, men det kan estimeres tilsigsserier for de fleste nedslagsfelt ved å gjennomføre målinger av nedbør. Ettersom det kan være store variasjoner i nedbør fra år til år blir forventet vannverdi blir anslått å være lik middelverdien av tilsigsserien som ligger til grunn. NVE har tilgjengelig tilsigsserier for perioden 1958-2011 (NVE 2012c).

I tillegg til å være en funksjon av status i eget system som magasinfullingsgrad og produksjonsevne er vannverdiene en funksjon av forventninger knyttet til kraftmarked, tilsig og etterspørsel. En prognose for årlig energibehov og hvordan denne fordeler seg over året kan benyttes til å beregne forventet etterspørsel. Vennligst se kapittel 2 for mer informasjon om etterspørsel.

Kraftmarkedet er utfordrende å modellere med hensyn på vannverdiene på grunn av usikkerhet knyttet til omverdens vannmagasinnivåer og tilsigsforhold. Samtidig påvirkes kraftmarkedet av import – og eksportmulighetene samt flaskehals i systemet. Uten overføringsbegrensninger ville prisene i Norge være de samme som i utlandet, mens en begrenset overføringskapasitet vil føre til at områdeprisen vil være lavere enn prisen i utlandet ved maksimal eksport (import) som nettkapasiteten tillater. Dette er diskutert i kapittel 2.

I simuleringsdelen benyttes de beregnede stokastiske vannverdiene for å kunne ta beslutninger for hvordan vannkraften i hvert aggregerte område skal disponeres (Birger Mo & Wolfgang 2007).

Optimaliseringen går ut på å minimere kostnadene som er avhengig av fremtidig utvikling. Deretter vil det være mulig å kjøre en tappefordeling for hvert delområde separat. Ettersom områdeoptimaliseringen foregår på aggregert nivå, er det viktig å undersøke om det er mulig å fordele produksjonen på stasjonene samtidig som ingen restriksjoner brytes. Tappefordelingsstrategien er delt inn i fyllesesongen og tappesesongen. I fyllesesongen er hovedmålet å ikke få overløp i magasinene, mens det i tappesesongen er viktig at kraftverkens kapasitet skal være tilgjengelig så lenge som mulig for å unngå kapasitetsunderskudd ved for tidlig tømning av magasinene.

Ut i fra ovennevnte modellering vil det kunne være mulig å produsere egne estimer som vil danne et grunnlag som understøtter masteroppgaven. Miljøkonsekvenser er imidlertid ikke kvantifiserbare i fra installasjon til installasjon. Dette vil imidlertid kunne bidra til å gjøre en helhetsvurdering som kan føre til en konklusjon i forhold til Norges rolle som en større tilbyder av energifleksibilitet til Europa.

9.2 Virkemidler

For at Norge skal nå sin målsetning om reduserte klimagassutslipp og forpliktelser i henhold til Kyotoprotokollen og EU, er rammebetingelser og valg av virkemidler viktig. De internasjonale rammebetingelsene har stor betydning for Norge, samtidig som nasjonale rammebetingelser er vesentlige for å fremme investeringer i fornybar kraftproduksjon. Kraftprisen alene er ikke tilstrekkelig høy til å gi incentiv til investeringer i fornybar kraftproduksjon i dag, med unntak av vannkraft-investeringer.

Virkemiddelbruken kan deles inn i to grupper, markedsbaserte virkemidler og offentlige virkemidler. De markedsbaserte virkemidler som benyttes i Norge er kvoter og sertifikater. Markedsbaserte virkemidler er i motsetning til offentlige virkemidler teknologinøytrale. Det er markedet som bestemmer hvilke investeringer som bør realiseres først. Offentlige virkemidler for fornybar kraftproduksjon bestod frem til 01.01.2012 i hovedsak av investeringsstøtte fra. Denne støtteordningene er erstattet av sertifikatmarkedet.

Kvoter

EU og Norge innførte kvotehandel allerede i 2005. Kvotehandel er et markedsbasert virkemiddel som gjør at kostnaden på kraftproduksjon fra fossil brensel øker og dermed også prisene på energi fra den forurensende kraftproduksjonen. Økte elektrisitetspriser kan gi incentiv til større investeringer i fornybar kraftproduksjon og utslippsreducerende tiltak.

Kvotestystemet er et av hovedvirkemidlene i klimapolitikken i dag og dekker 46% av den landbaserte industrien. Etter utvidelser i 2012 og 2013 vil kvotestystemet omfatte mesteparten av den landbaserte industrien.

Deltakerlandene får tildelt en nasjonal utslippskvote for en bestemt periode basert på referansetall fra 1990 som gradvis reduseres for å nå det globale målet. I den første perioden i kvotehandelssystemet (2008-2012) ble det delt ut flere utslippskvoter enn det var behov for. Russland og Ukraina ble blant annet tildelt kvoter tilsvarende sine 1990-utslipp, mens utslippene i realiteten var mye lavere som følge av innføringen av markedsøkonomi. Russland kunne selge kvoter tilsvarende 600 mill. tonn CO₂ uten å gjøre noen utslippsreduksjoner selv. Disse kvotene ble imidlertid omtalt som "hot air" kvoter og enkelte land satt en begrensning på kjøp av disse, deriblant Norge.

CO₂ prisene i dagens kvotemarked reflekterer de underliggende trendene i markedet og kvotemarkedet kan dermed sies å være effektivt. At prisene på CO₂ kvoter er lave og derfor ikke gir tilstrekkelig incentiv for investeringer i fornybar kraftproduksjon skyldes at taket på antall utslippskvoter er satt for høyt. Antallet kvoter i 2020 er forventet å være 21% lavere enn i 2005.

Et velfungerende kvotestystem med fritt omsettelige kvoter stimulerer til at utslippsreduksjonene gjennomføres der de er rimeligst.

I tillegg til internasjonal kvotehandel kan et land innfri sine forpliktelser ved felles gjennomføring av prosjekter (Joint Implementation), som innebærer at industriland

betaler for tiltak som reduserer utslippene i et annet industriland. Det tredje alternativet er den grønne utviklingsmekanismen (Green Development Mechanism), som åpner opp for at industriland kan få utslippskreditter ved å betale for klimatiltak i utviklingsland som ikke har fastsatte utslippskvoter. Som nevnt har Stortinget besluttet å overoppfylle sine forpliktelser i Kyotoavtalen ved kjøp av klimakvoter tilsvarende 10%.

For å få fortløpende investeringer i CO₂ reduserende tiltak eller CO₂ fri produksjon er det behov for incentiver. Enkelte hevder at CO₂ reduserende investeringer ikke lønner seg før prisen på kvoter øker til €25-€35. Dagens pris er rundt € 7,1 for en kvote. En løsning for å redusere usikkerhet knyttet til CO₂ kvoteprisen inntil antall kvoter i markedet reduseres, kan være å sette et minimumspris på CO₂ kvoten som de har gjort i Kina. Dette er imidlertid en kostbar løsning som nok mister sin verdi dersom den kun skal fungere i en kortere periode.

Et effektivt kvotemarked vil redusere behovet for støtte til fornybar kraftproduksjon på grunn av høyere elektrisitetspriser og sertifikatprisen reduseres.

Sertifikater er et markedsbasert virkemiddel for å fremme fornybar energi⁸. Et sertifikat fungerer som et verdipapir og kan selges uavhengig av den fysiske kraften. Når et sertifikat utstedes bekrefter dette at en bestemt mengde fornybar energi er produsert. En kraftprodusent får dermed sertifikater avhengig av hvor mye fornybar kraft som produseres. Slik det er i dag tilsvarer en MWh ett sertifikat.

Etterspørsel etter sertifikater sikres ved at energikjøpere forpliktes til å ha en bestemt andel sertifikater, det vil si en definert andel av deres energikjøp må stamme fra fornybar energi.

Når sertifikatene omsettes kan det gi ekstrainntekter til produsenter av fornybar energi og dermed gjøre investeringer i fornybar energi mer lønnsomme (strømprisen + sertifikatprisen). Det er kun produksjon som er avhengig av økonomisk støtte for å bli lønnsomme som får tildelt sertifikater. Store vannkraft anlegg er for eksempel lønnsomme uten støtte.

Sverige og Norge inngikk i 2009 en intensjonsavtale om et felles norsk - svensk sertifikatmarked for elektrisitet. Avtalen startet med virkning fra 01.01.2012 og skal vare frem til 2035. Formålet er å stimulere til økt utbygging og investeringer i fornybar energiproduksjon på totalt 26,4 TWh, 13,2 TWh per land. I Norge er det nå 119 vannkraftverk og ett vindkraftverk som har fått godkjenning for elsertifikater (NORWEA 2012).

I Sverige går konsesjonsprosessen for ny kraftproduksjon raskere enn i Norge.. Det er nå forbedret. Sverige har hatt en raskere behandlingstid i tillegg til at konsesjonsprosessen tar kortere tid. Dette kan føre til at Norge bygger ut en lavere andel fornybar energi i sertifikatmarkedet enn Sverige. I tillegg har Sverige en fordel med at det der kan søkes om sertifikater frem til 2035 med en "forkortning" av levetiden

⁸ Renewable Energy Certificate System (RECS) og Guarantee of Origin Renewable Energy Source – Electricity (GoO RES-E) er sertifikatene som kun er rettet mot fornybar energi. RECS var opprinnelig en frivillig sertifikatordning, mens GoO RES-E er utviklet av EU gjennom fornybardirektivet.

slik at denne ikke går lenger enn til 2035, mens Norge kun utsteder sertifikater frem til 2020.

Et viktig mål bak sertifikatmarkedet var å erstatte tidligere støtteordninger. Prisen på elsertifikater var svært lave vinteren 2012 som en følge av overskudd av sertifikater i markedet. Det vil være mulig å kunne endre på dette i kontrollåret for ordningen i 2012 (NORWEA 2012).

Erfaringene i Storbritannia og Sverige er at det ikke er mulig å løfte offshore vind med sertifikatmarkedet. Storbritannia har derfor gradert antallet sertifikater prosjektene får avhengig av hvor moden teknologi som benyttes. Offshore vind får 1,5 sertifikat. Det planlagte Svensk-Norske sertifikatmarkedet vil dermed ikke utløse investeringer i offshore vind med mindre det får flere sertifikater enn landbasert vindkraft eller et separat feed-in system for å initiere slik utbygging. Dersom norske styringsmakter ønsker en storstilt satsning på offshore vindkraftproduksjon må det etableres bedre virkemidler.

En utfordring er at sertifikatberettiget produksjon kan fortrenge allerede lønnsom kraftproduksjon og dermed påføre store tap til eierne (kommuner, stat og lignende) av store vannkraftverk med lave produksjonskostnader. En kan dermed spørre om det er en samfunnsøkonomisk god løsning.

Offentlige virkemidler

I 2001 ble Enova SF opprettet for å forvalte statsstøtten til energiprojekter. Ved opprettelsen av Enova fikk selskapet som styringsmål å øke vindkraft med 3 TWh, produksjon av varme med 4 TWh samt å øke energieffektivisering gjennom intervensjoner. Enovas grunnfond er på NOK 25 mrd, og Enova fikk i 2011 inntekter på totalt MNOK 760 fra påslag i nettariffen på 1 øre/kWh.

Enovas tilskudd for ny kraftproduksjon var i hovedsak støtte til vindkraft frem til dette tilskuddet ble erstattet av sertifikatmarkedet som startet med virkning fra 01.01.2012. I tidsperioden fra 2001 frem til sertifikatmarkedet kom i gang bevilget Enova ca. NOK 2,5 mrd. til vindkraftverk i Norge (NORWEA 2012).

Etableringen av det grønne sertifikatmarkedet mellom Norge og Sverige viser seg å være et mye mer effektivt virkemiddel.

Flere land i Europa har valgt å benytte feed-in tariffen som alternativt virkemiddel for å fremme fornybar kraftproduksjon. Dette er en ordning som gir fornybar produksjon rett til å selge sin elektrisiteten før annen produksjon til garanterte priser. Forbrukerne finansierer dermed støtteordningen ettersom de må kjøpe denne elektrisiteten først.

Flere land, deriblant UK, Tyskland og Spania er eksempler på land som har valgt forbrukerfinansierte feed-in tariffen. Støtten til prosjektene differensieres avhengig av teknologier og fremme teknologiutvikling, men systemet har svakheter ved at markedet ikke kan korrigere mengden som blir produsert og det er ikke nødvendigvis den billigste kraftproduksjonen som blir bygget ut først. Markedsbaserte virkemidler er derfor bedre virkemidler for å oppnå faste mål for fornybar kraftproduksjon.

13 BIBLIOGRAFI

- Birger Mo & Wolfgang, O. (2007). Reduserte CO2 utslipp som en følge av økt fornybar kraftproduksjon i Norge: SINTEF.
- CEDREN. (2011). Økt balansekraft i norske vannkraftverk. I: Solvang, E., Harby, A., & Killingtveit, Å (red.).
- CEDREN. (2012). Large scale exchange of balancing power between Norway and Europe – analysis of impacts. I: Ingeborg Graabak, H. I. S. (red.): CEDREN.
- Climate Policy Initiative: Borggreffe, F., Neuhoff, K. (2011). Balancing and Intraday Market Design: Options for wind Integration.
- DeutscheBank. (2012). State of the art electricity storage systems.
- DN. (2012). *Dagens Næringsliv*.
- Energi, E.-C. 2012. Tilgjengelig fra: <http://www.e-co.no>.
- Energinet. (2012). Tilgjengelig fra: <http://www.energinet.dk>.
- Energy storage*. (2012). Tilgjengelig fra: <http://www.dconnolly.net/research/energystorage/sites.html>.
- ENTSO-E. (2012a). Scenario Outlook & Adequacy Forecast 2011-2025.
- ENTSO-E. (2012b). Scenario Outlook & Adequacy Forecast 2012-2025.
- EUs Fornybardirektiv. (2012). *Teknisk Ukeblad*.
- EWEA. (2011a). Pure Power, Wind energy targets for 2020 and 2030.
- EWEA. (2011b). Wind energy and EU climate policy.
- Fin Nuclear Directory*. (2012). Association, F.
- Førsund, F., Mo, B., Singh, B. & Wolfgang, O. (2005). Samkjøringsmodellen: En oversikt med vekt på økonomisk tolkning. *SNF-rapport nr. 30/5*: Sintef & SNF.
- Gjengedal, T. (2012a). *Balancing, reserves and forecasting*.
- Gjengedal, T. (2012b). *Imbalances in power system*.
- Havgul. (2010). *Havsulprosjektet i det store bildet*. Tilgjengelig fra: <http://www.google.com/search?client=safari&rls=en&q=lars+ove+skorpen+%2B+det+er+et+paradoks+at+det+hentes+inn+norsk+kapital+til+utenlandske+vin+dprosjekter&ie=UTF-8&oe=UTF-8>.
- Havskjold, M. (2011). *Forelesning FORN200*: Universitetet for Miljø -og Biovitenskap. Upublisert manuskript.

IEA. (2009). Prospects of Energy Storage in Decarbonised Power Grids.

Kunnskapscenteret. (2012). Tilgjengelig fra: <http://www.kunnskapscenteret.com/articles/2563/1/Kvalitative-metoder/Kvalitative-metoder.html>.

Martiniussen, E. (2012). Tilgjengelig fra: <http://energiogklima.no/kommentar-analyse/europa-kutter-utslipp-med-fornybar-energi/>.

Nasjonal Handlingsplan for Fornybar Energi i henhold til Direktiv 2009/28/EC. (2012). energidepartementet, O.-o.

NHO. (2012). Norge som leverandør av energiprodukter og -tjenester.

NINA. (2012). Søk etter døde fugler i Smøla vindpark 2011.

Norconsult. (2010). Komparativ analyse av konsesjonsprosesser.

Norsk balansekraft fortsatt ettertraktet. (2012). CEDREN. Tilgjengelig fra: <http://www.cedren.no/News/Article/tabid/3599/ArticleId/2000/Norsk-balansekraft-fortsatt-ettertraktet.aspx>.

NORWEA. (2012). Tilgjengelig fra: <http://www.vindkraft.no/>.

NVE. (2010). Tilgangen til fornybar energi i Norge.

NVE. (2011a). Kvartalsrapport for kraftmarknaden.

NVE. (2011b). Økt installasjon i eksisterende vannkraftverk, Potensial og kostnader. *Rapport nr 10 - 2011.*

NVE. (2012a). Tilgjengelig fra: <http://www.nve.no/>.

NVE. (2012b). *Norges Energidager 2012: Energibruk - er det egentlig viktig for fornybarbrøken?*

NVE. (2012c). *Nytt tilsigsgrunnlag.*

Pressemelding: Sima-Samnanger. (2011). Energidepartementet, O. o.

Regjeringen, O. E. (2012a).

Regjeringen, O. E. (2012b). *NOU 2012:9 Energiutredningen.* Tilgjengelig fra: <http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/dok/NOU-er/2012/nou-2012-9.html?id=674092>.

Solland, K. (2007). *Simulering av kraftsituasjonen i Midt-Norge med Samkjøringsmodellen:* NTNU.

SSB. (2012). Tilgjengelig fra: <http://www.ssb.no/energiregn/>.

- Statnett. (2011a). *Nettutviklingsplan 2011*. Tilgjengelig fra: [http://www.statnett.no/Documents/Kraftsystemet/Nettutviklingsplaner/Nettutviklingsplan 2011.pdf](http://www.statnett.no/Documents/Kraftsystemet/Nettutviklingsplaner/Nettutviklingsplan%202011.pdf).
- Statnett. (2011b). Smart grid og Statnett - Et studentprosjekt.
- Statnett. (2012a). Tilgjengelig fra: <http://www.statnett.no>.
- Statnett. (2012b). Systemdrift og markedsutviklingsplan 2012.
- Statnett. (2012c). *Vi bygger Norge - om utbygging av strømnettet*. Tilgjengelig fra: <http://www.regjeringen.no/pages/37284447/PDFS/STM201120120014000DDDPDFS.pdf>.
- Thema. (2011). Norge som leverandør av fornybar fleksibilitet: Oppdrag: Energi Norge.
- Thema. (2012a). *Fakta om energi*. Tilgjengelig fra: [http://www.tcg.no/media/pdf/120912 - Fakta om energi - NHO seminar.pdf](http://www.tcg.no/media/pdf/120912-Fakta%20om%20energi-NHO%20seminar.pdf).
- Thema. (2012b). Fornybarutbygging og mellomlandsforbindelser mot 2020.
- Utslepp av Klimagassar*. (2012). I: Miljøstatus (red.). Tilgjengelig fra: <http://www.miljostatus.no/miljomal/Mal-og-nokkeltall/Klima/red-utsl-klimag/Totale-nasjonale-utslipp-av-CO2-CH4-N2O-SF6-PFK-HFK-Kyotogassene-malt-i-CO2-ekvivalenter/utsl-klimagasser/>.
- Woyte, D. (2010). *Four offshore grid scenarios for the north and Baltic sea*. Offshoregrid. Tilgjengelig fra: http://www.offshoregrid.eu/images/pdf/pr_pr100978_d4_2_20100728_final_secured.pdf.
- ZERO. (2012). Fornybardirektivet og muligheter for Norge.