

Olje- og energidepartementet

Vurdering av forslag til utvidelse av foretakskapital og låne- og garantirammer for Statkraft SF

 **ERNST & YOUNG**

FROM THOUGHT TO FINISH.™

Vurderingen er bygd på selskapets søknad om utvidelse av egenkapital og låne- og garantirammer og offentlig tilgjengelig informasjon supplert med samtaler med selskapets ledelse. Vi inntar ikke ansvar for kvaliteten i de data som er fremskaffet hos andre eksterne kilder og som vi har vurdert som troverdige og akseptert som nøyaktige uten videre verifisering. Intet har imidlertid kommet til vår kjennskap som får oss til å anta at fakta og data presentert i denne rapport ikke skal være korrekte.

INNHold

1	Innledning og sammendrag.....	4
1.1	Innledning	4
1.2	Sammendrag	4
1.2.1	<i>Det europeiske kraftmarkedet i endring.....</i>	<i>4</i>
1.2.2	<i>Statkraft SFs markedsposisjon</i>	<i>4</i>
1.2.3	<i>Kommentarer til Statkraft SFs strategi og videre posisjonering.....</i>	<i>5</i>
1.2.4	<i>Statkraft SFs investeringsplan og økonomiske konsekvenser.....</i>	<i>7</i>
1.2.5	<i>Kapitalsituasjon og -behov</i>	<i>7</i>
2	Det europeiske kraftmarkedet i endring.....	9
2.1	Liberaliseringen av kraftmarkedet.....	9
2.2	Ny markedsstruktur etableres	10
2.2.1	<i>Omstillingsprosessen</i>	<i>10</i>
2.2.2	<i>Verdikjeden</i>	<i>11</i>
2.2.3	<i>Kraftproduksjon</i>	<i>12</i>
2.2.4	<i>Sluttbrukeromsetning</i>	<i>13</i>
2.2.5	<i>Engroshandel/trading</i>	<i>14</i>
2.2.6	<i>Kraftoverføring</i>	<i>14</i>
2.2.7	<i>"Multi utility" utvikling – horisontal integrasjon.....</i>	<i>14</i>
2.2.8	<i>Vertikal integrasjon også i fremtiden?.....</i>	<i>15</i>
2.2.9	<i>Konklusjon – "End Game"</i>	<i>16</i>
2.3	Kraftprisene i et nytt marked	17
3	Statkraft SFs markedsposisjon	24
3.1	Markedsfokusering	24
3.2	Kraftproduksjon.....	24
3.3	Engroshandel og kontraktsdekning	27
3.4	Engasjement i andre selskaper.....	27
3.5	Offentlige rammebetingelser	28
4	Kommentarer til Statkraft SFs strategi og videre posisjonering ..	29
4.1	Innledning.....	29
4.2	Norsk vs. nordisk og europeisk strategi.....	29
4.3	Maksimere lønnsomhet i kraftproduksjon	30
4.3.1	<i>Strategier for økt lønnsomhet.....</i>	<i>30</i>
4.3.2	<i>Lønnsomhet i egen kraftproduksjon.....</i>	<i>30</i>
4.3.3	<i>Lønnsomhet gjennom effektiv engroshandel.....</i>	<i>30</i>
4.3.4	<i>Lønnsomhet gjennom vekst i form av oppkjøp</i>	<i>31</i>
4.4	Lønnsomhet i kraftutbygginger i Norge	31
4.5	Muligheter og utfordringer knyttet til oppkjøp av kraftselskaper.....	31
4.5.1	<i>Tidsvindu for oppkjøp</i>	<i>31</i>
4.5.2	<i>Kontroll og styring.....</i>	<i>32</i>
4.5.3	<i>Nedstrømsaktiviter</i>	<i>32</i>
4.5.4	<i>Pris og tilgang på produksjonskapasitet og kraftprisutvikling</i>	<i>33</i>

5	Statkraft SFs investeringsplan og økonomiske konsekvenser	35
5.1	Investeringsplan.....	35
5.2	Finansielle fremskrivninger basert på Statkraft SFs investeringsplan	37
6	Kapitalsituasjon og -behov	41
6.1	Statkraft SFs kapitalmessige rammebetingelser	41
6.2	Kapitalbehovet gitt Statkraft SFs investeringsplan	41
6.3	Behov for finansiell fleksibilitet	42
7	Vedlegg.....	43
7.1	Finansielle fremskrivninger - forutsetninger	43
7.1.1	<i>Konsolidering.....</i>	43
7.1.2	<i>Investeringer.....</i>	43
7.1.3	<i>Utbytte.....</i>	43
7.1.4	<i>Kraftpriser</i>	43
7.1.5	<i>Produksjonsvolum.....</i>	45
7.1.6	<i>Kontraktportefølje</i>	45
7.1.7	<i>Skatt</i>	46
7.1.8	<i>Overføringskostnader</i>	46
7.1.9	<i>Engroshandel/trading</i>	46
7.1.10	<i>Inntekter fra kraftoverføring og sluttbrukeromsetning</i>	46
7.1.11	<i>Driftskostnader</i>	46
7.1.12	<i>Fremtidig reinvesteringsbehov</i>	47

1 Innledning og sammendrag

1.1 Innledning

Statkraft SF har i søknad av 17. august 2000 anmodet Olje- og energidepartementet som eier om kapitaltilførsel og økt låne- og garantiramme. Søknaden beskriver en strategi fram mot år 2007 som innebærer betydelige investeringer.

Ernst & Young Corporate Finance er bedt om å gi en vurdering av den strategien som Statkraft SF har angitt og planen for finansiering av denne. Sentrale suksess- og risikofaktorer er ønsket belyst.

Vår rapport er bygd på Statkrafts søknad (revidert versjon pr. november 2000), utfyllende informasjon gitt av Statkraft SFs ledelse og offentlig informasjon for øvrig.

1.2 Sammendrag

1.2.1 Det europeiske kraftmarkedet i endring

Etter at den norske energiloven ble vedtatt i 1990, har flere land fulgt etter med en liberalisering og konkurranseutsetting av sine kraftmarkeder. Liberaliseringen har skutt fart også ellers i Europa. I 1999 vedtok EU fri markedsadgang for de største forbrukerne. Liberaliseringen både i Norden og på Kontinentet har avdekket en betydelig overkapasitet i kraftproduksjonen. Dette preger prisnivået på kraft og dermed lønnsomheten i næringen.

Det store flertallet av aktørene i Europa har vært og er ennå integrerte virksomheter med både opp- og nedstrømsaktiviteter. Strukturene er imidlertid i ferd med å brytes opp og settes sammen på andre måter for å tilpasses de krav et liberalisert marked stiller. De ulike delene av verdikjeden er eksponert for ulike kritiske suksessfaktorer som legger føringer på hvordan aktørene bør og vil tilpasse seg over tid for å hevde seg i konkurransen og oppnå lønnsomhet. Verdikjeden inneholder klare skala- og synergieffekter på flere områder. Disse er imidlertid i langt større grad horisontale enn vertikale. For kraftproduksjon er det lite eller ingenting å hente på en integrering mot for eksempel sluttbrukeromsetning og kraftoverføring. Utviklingen går derfor i retning av vertikal fokusering selv om næringen fremdeles i noen grad er preget av vertikal integrasjon blant annet av historiske årsaker.

1.2.2 Statkraft SFs markedsposisjon

Statkraft SF ble etablert i 1991 som et rent oppstrømselskap med salg til et engrosmarked og uten eget nett og uten sluttbrukeromsetning. Med oppkjøp i Sydkraft, BKK og andre integrerte selskaper har Statkraft indirekte posisjonert seg også innen nedstrømsaktiviteter (kraftoverføring og

sluttbrukeromsetning). Men foretaket har fremdeles et uttrykt oppstrømsfokus.

Selv om Statkraft SF direkte og indirekte har en betydelig markedsandel i Norge, er selskapet både i nordisk og europeisk sammenheng et lite energiselskap.

Statkraft SFs produksjonsstruktur atskiller seg imidlertid fra de øvrige selskapene av noe størrelse i Europa ved at Statkraft SF kun har vannkraftproduksjon og ved produksjonens høye reguleringsvevne. Statkraft SF vil fremover kunne høste merverdier av den effekt- og reguleringskapasitet som er installert og de muligheter som foreligger for å installere mer kapasitet knyttet til eksisterende kraftverk.

For Statkraft SF er et aktivt forhold til engrosmarkedet meget viktig i forhold til å kunne utnytte de fordeler og særpreg effekt- og reguleringskapasiteten gir. Det er viktig med aktiv tilstedeværelse både i Norden og Nord-Europa. Statkraft SFs har en godt utbygd markedsorganisasjon og høy kompetanse når det gjelder kraftmarkedet, spesielt innen vannkraft.

Statkraft SF har foretatt store investeringer i andre kraftselskaper i Norge og utlandet. Flere av disse selskapene er vertikalt integrerte og har en omfattende nedstrømsvirksomhet, som således ligger utenfor kjerneområdet til Statkraft. Samtidig har Statkraft SF minoritetsandeler i selskapene og dermed ikke direkte tilgang verken til strukturering av nedstrømsaktiviteter eller produksjonsoptimalisering. Videreutvikling av eierskapet i disse selskapene utgjør en stor utfordring for Statkraft SF, ikke minst i forhold til å utnytte verdien av den kunderelaterte virksomheten.

Det er knyttet strenge konsesjonsmessige rammer til eierskap til og utbygging av kraftproduksjon i Norge. Statkraft SFs posisjon som statsforetak er spesiell og gir selskapet en gunstig posisjon. Samtidig har Statkraft SF antakelig faktiske politiske fordeler ved kjøp av offentlig eide kraftverk. Dette gjør at Statkraft SF har et godt utgangspunkt for å ha en sentral rolle innen konsolideringen av kraftproduksjonen i Norge.

1.2.3 Kommentarer til Statkraft SFs strategi og videre posisjonering

De hovedmål Statkraft SF har presentert i sin søknad og som ligger til grunn for kapitalbehovet, er i første rekke knyttet til vekst i det norske markedet. Vi tror det vil avtegne seg en nordisk og europeisk markedsstruktur hvor Statkraft SF må finne sin posisjon parallelt med at Statkraft SF deltar i en norsk konsolidering. Verken det strategiske eller kapitalmessige bildet blir dermed fullstendig ved å vurdere planen for vekst i Norge isolert. Imidlertid er det vanskelig å trekke opp en klar strategi på det nåværende tidspunkt i forhold til den nordiske og europeiske omstruktureringen. Mulighetene vil avtegne seg over tid, og det er de aktører som raskt kan tilpasse seg og utnytte disse mulighetene som vil evne å etablere de beste posisjonene i det nye europeiske kraftmarkedet.

Statkraft SF har et uttrykt oppstrømsfokus. Utgangspunktet for den videre strategi bør være å maksimere lønnsomhet i kraftproduksjon, både ved kostnadsreduksjoner og maksimering av verdien av produksjonen.

Statkraft SFs norske strategi inkluderer

- kostnadmessig effektivisering av eksisterende virksomhet,
- inntektsmessig effektivisering gjennom videreutvikling av engroshandelsvirksomheten og
- effektivisering gjennom utnyttelse av skalafordeler ved økt kapasitet (utbygging og oppkjøp).

Vi mener det antakelig eksisterer et tidsvindu for ekspansjon gjennom kjøp av andre kommunalt og fylkeskommunalt eide kraftselskaper de nærmeste årene. Dette gir muligheter for Statkraft SF til å ekspandere gjennom oppkjøp i Norge de nærmeste årene.

Vi tror det er vesentlig at Statkraft SF kommer i kontrollerende posisjon i de selskapene man har og vil komme til å kjøpe opp. Dette vil gjøre det lettere å utnytte stordriftsfordeler i kraftproduksjon og engroshandel. Enda viktigere er det å etablere et grunnlag for å disponere nedstrømsaktiviteten på en effektiv måte fordi skalaeffektene her er mye større enn i kraftproduksjon.

Statkraft SF vil neppe kunne være eneste partner ved en integrasjon av de deleide virksomhetene innen kraftoverføring og sluttbrukeromsetning. Det er nødvendig med inntreden av en aktør som sammen med Statkraft SFs oppkjøpte virksomhet har tilstrekkelig volum og kompetanse innen denne type virksomhet.

Det er etter vår oppfatning svært viktig at Statkraft SF konkretiserer et partnerforhold raskt for å kunne sette de norske nedstrømsaktivitetene inn i en verdiskapende sammenheng. Særlig innen sluttbrukeromsetning er markedet i raskt endring. For å lykkes i markedet, må man raskt etablere en konkurransedyktig virksomhet.

Et alternativ for Statkraft SF vil være å selge nedstrømsaktivitetene til kraftselskaper med nedstrømsfokus forutsatt at foretaket er i posisjon til å vedta dette alene eller sammen med andre eiere.

Pris ved oppkjøp av produksjonskapasitet og fremtidig kraftprisutvikling er selvsagt vesentlige faktorer i forhold til oppkjøp av produksjonskapasitet. Det fremgår av våre analyser i forbindelse med verdivurderingen vi utførte av Statkraft på oppdrag fra Olje- og energidepartementet i august i år at prisnivået på oppkjøp av produksjonskapasitet har ligget høyt relativt til prisene i kraftmarkedet. Men det synes som om også prisnivået på kraftproduksjonskapasitet er i ferd med å falle.

1.2.4 Statkraft SFs investeringsplan og økonomiske konsekvenser

Statkraft SF har presentert en investeringsplan for perioden 2000 – 2007. Statkraft SFs utgangspunkt er en økning i produksjonskapasiteten frem til 2007 på 34 TWh. Av dette vil 28 TWh være knyttet til oppkjøp av kapasitet. Man tror det i liten grad vil være mulig å kjøpe kraftanlegg direkte. Oppkjøp av produksjonskapasitet vil i hovedsak måtte skje indirekte ved kjøp av kraftselskaper som også har annen virksomhet.

Vi har foretatt finansielle fremskrivninger basert på de investeringsplaner og den kapitaltilførsel Statkraft SF har angitt i sin søknad. Det er forutsatt en årlig utbytteutdeling på 30 prosent av årsoverskuddet. Fremskrivningene er for øvrig basert på den prisutvikling som dagens kontraktmarked reflekterer. I tillegg er det gjort fremskrivninger basert på alternative prisutviklinger.

Det vil være en betydelig usikkerhet knyttet til investeringsplanen, og dermed også til de finansielle fremskrivningene som baserer seg på denne planen. Etter vår oppfatning bør dette mer anses å være et blant flere scenarier enn en konkret plan. På den annen side viser fremskrivningene de finansielle og regnskapsmessige konsekvensene av de ambisjoner Statkraft SF har i forhold til investeringer i det norske kraftmarkedet.

Fremskrivningene viser at både driftsresultat og årsresultat vokser i perioden på tross av store investeringer med tilhørende vekst i avskrivninger og finanskostnader. Årsaken til dette er blant annet vekst i forventede kraftpriser i perioden.

1.2.5 Kapitalsituasjon og -behov

Staten er som eier av Statkraft SF fullt ut ansvarlig for foretakets forpliktelser. For foretaket er dermed kapitalstruktur og egenkapitalandel av mindre forretningsmessig og finansiell betydning enn om selskapet hadde vært et aksjeselskap.

Samtidig er det konkurransemessige og styringsmessige argumenter for at foretakets egenkapital skal være på et fornuftig nivå. Dette forutsetter etter vår oppfatning at selskapet har en egenkapitalsituasjon som er allment håndterbar uavhengig av selskapsformen.

Det er etablert en målsetting om å holde egenkapitalandelen på rundt 40 prosent (jf. St. prp. nr. 1 for 1999-2000) målt i forhold til bokført verdi. Den reelle egenkapitalandelen vil etter vår oppfatning være høyere fordi det er knyttet merverdier til Statkraft SFs virksomhet utover den regnskapsmessige verdien.

Selskapet har en begrenset lånekapasitet som en følge av den låneramme man i henhold til vedtektene er pålagt.

Vi observerer for øvrig at Statkraft SF har en relativt høy innlånskostnad hensyntatt at Staten reelt er garantist. Man låner nå til en rente over NIBOR.

I og med at Statkraft SFs søknad, og våre finansielle fremskrivninger, fokuserer på vekst i Norge, vil vurderingene ikke kunne omfatte behovet for kapitalmessig fleksibilitet for øvrig. Men fremskrivningene gir en indikasjon på kapitalsituasjonen gitt Statkraft SFs norske vekstambisjon.

De finansielle fremskrivningene leder frem til følgende konklusjon:

- Med en tilførsel av NOK 13 milliarder i ny foretakskapital i perioden presses egenkapitalen under målet på 40 prosent. Ved en lav kraftpris presses egenkapitalandelen under et nivå som etter vår oppfatning på lengre sikt er ønskelig. Men med kapital- og eiersituasjonen i Statkraft SF, er situasjonen i alle alternativer forsvarlig hensyntatt at den reelle egenkapitalen er høyere.
- Låne- og garantirammen nås relativt raskt og den foreslåtte økning på NOK 10 milliarder til NOK 52,5 milliarder er ikke tilstrekkelig. Vi har forutsatt at all oppkjøpt virksomhet integreres gjeldsmessig med Statkraft SF. Gjeld som er tatt opp av selskaper Statkraft SF har eierandeler i, og som Statkraft SF ikke garanterer for, vil imidlertid ikke bli regnet med i forhold til låne- og garantirammen.

Det er som nevnt meget vanskelig å forutse investeringsmuligheter i Norge, både i omfang og periodisering. Tilsvarende gjelder for muligheter som oppstår i det øvrige nordiske og europeiske markedet.

Man konkurrerer med en del europeiske selskaper med stor kapitalmessig styrke. Samtidig skjer endringene i kraftmarkedet hurtig. I en slik sammenheng er det viktig med kapitalmessig handlefrihet. Kapitaltilgang er en viktig konkurransefaktor i et marked i endring.

For Statkraft SFs vedkommende kan dette løses gjennom

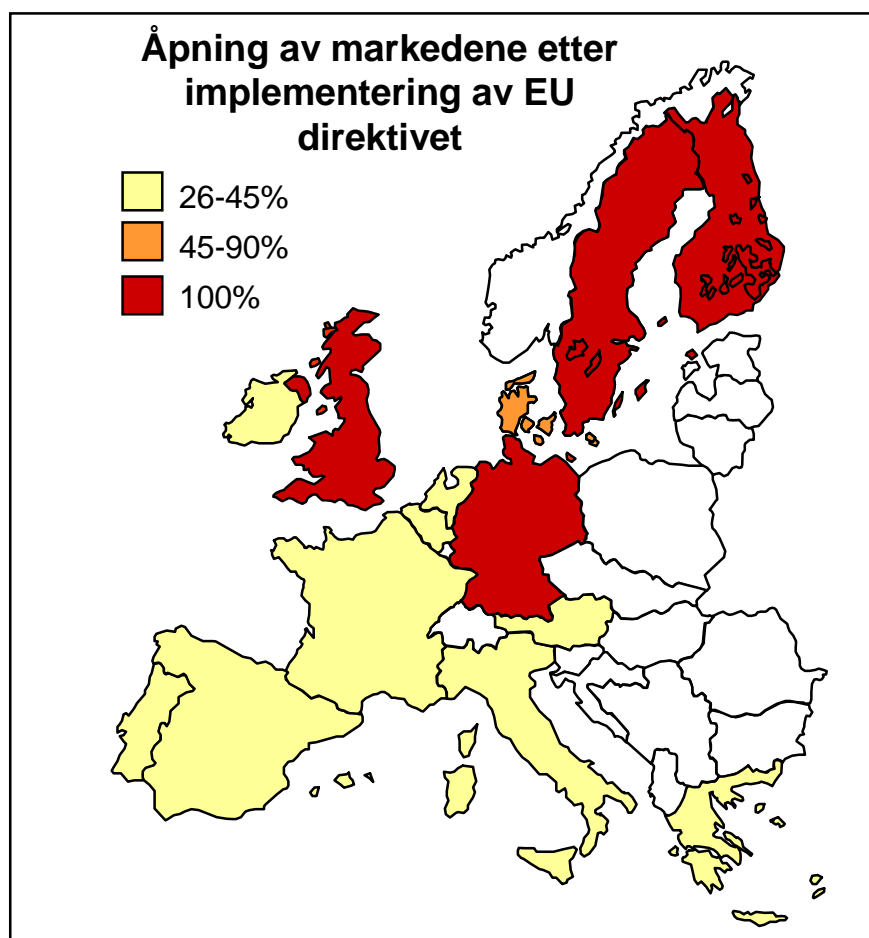
- ”romslig” foretakskapital,
- vide låne- og garantirammen og/eller
- system for rask behandling av søknader om tilførsel av ny foretakskapital og utvidelse av låne- og garantirammen.

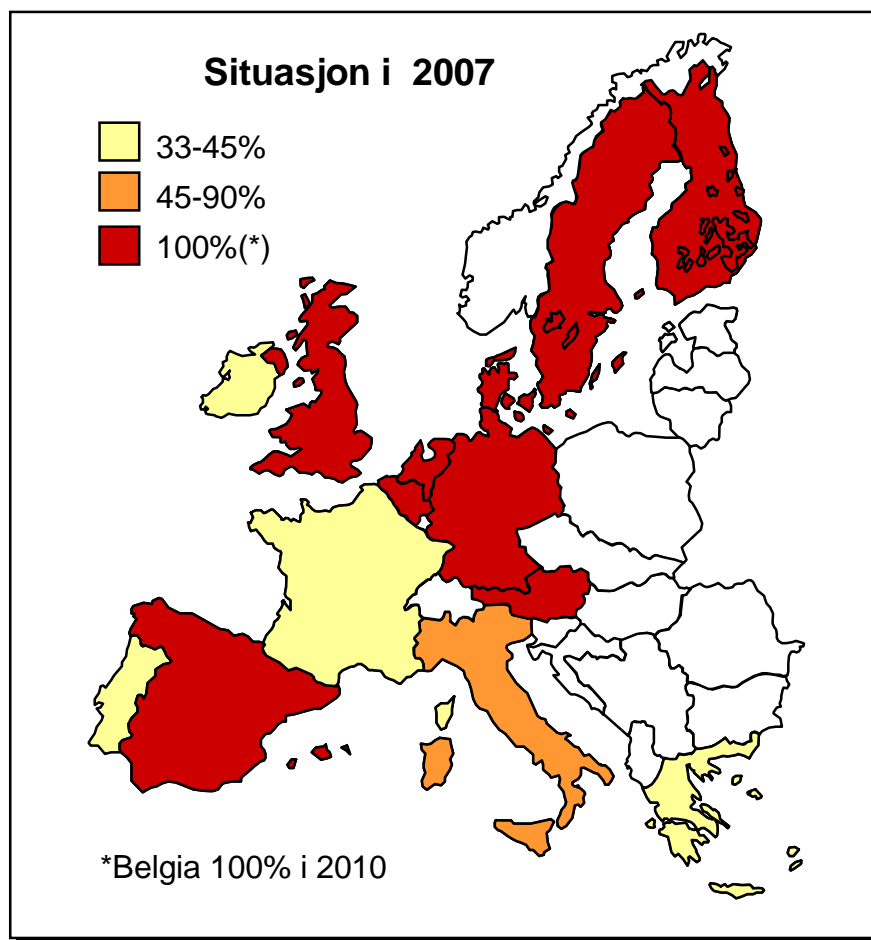
2 Det europeiske kraftmarkedet i endring

2.1 Liberaliseringen av kraftmarkedet

Etter at den norske energiloven ble vedtatt i 1990, har flere land fulgt etter med en liberalisering og konkurranseutsetting av sine kraftmarkeder. Åpningen av det svenske markedet i 1996 satte for alvor fart i etableringen av et nordisk marked. Liberaliseringen av markedet har avdekket en overkapasitet som (sammen med flere våtår) har resultert i lav pris på kraft mesteparten av tiden fra 1991.

Liberaliseringen har skutt fart også ellers i Europa. I 1999 vedtok EU fri markedsadgang for de største forbrukerne. Enkelte land har i tillegg innført fri markedsadgang for mindre forbrukere, mens andre land er mer tilbakeholdne også med å åpne markedet for de større kundene. Det europeiske markedet er derfor fremdeles relativt oppdelt både fysisk gjennom begrensninger i overføring mellom regioner og formelt gjennom forskjellige reguleringsregimer landene i mellom.





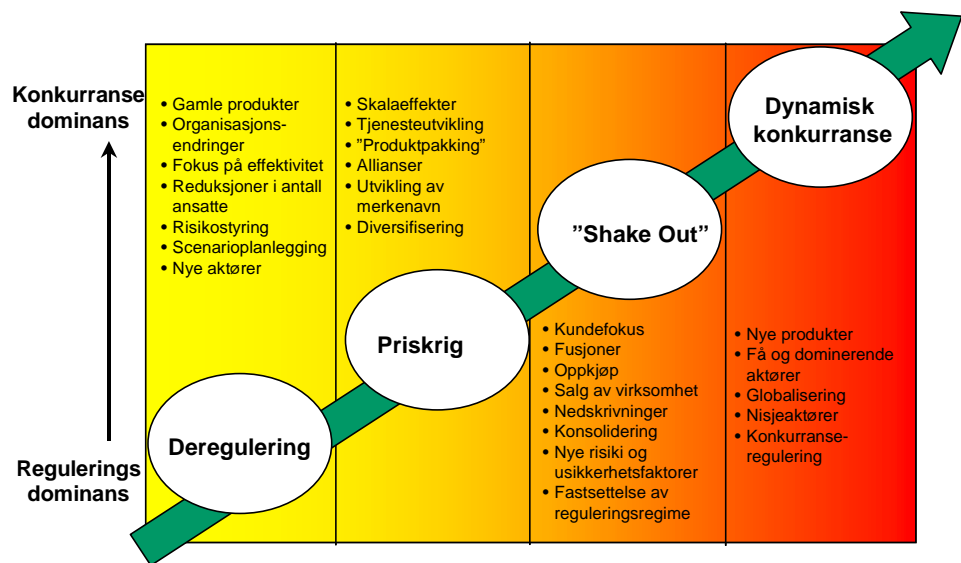
Liberaliseringen har også på Kontinentet avdekket en betydelig overkapasitet. Prisnivået på kraft er på vei ned blant annet i Tyskland.

2.2 Ny markedsstruktur etableres

2.2.1 Omstillingsprosessen

Dereguleringsprosessen har utløst en kraftig posisjoneringsaktivitet og store omstillinger blant større og mindre aktører for å møte de krav et konkurranseutsatt marked stiller. Ennå har man nok bare sett en mindre del av denne omstillingsprosessen, selv om de nordiske aktørene allerede har gjennomgått store endringer.

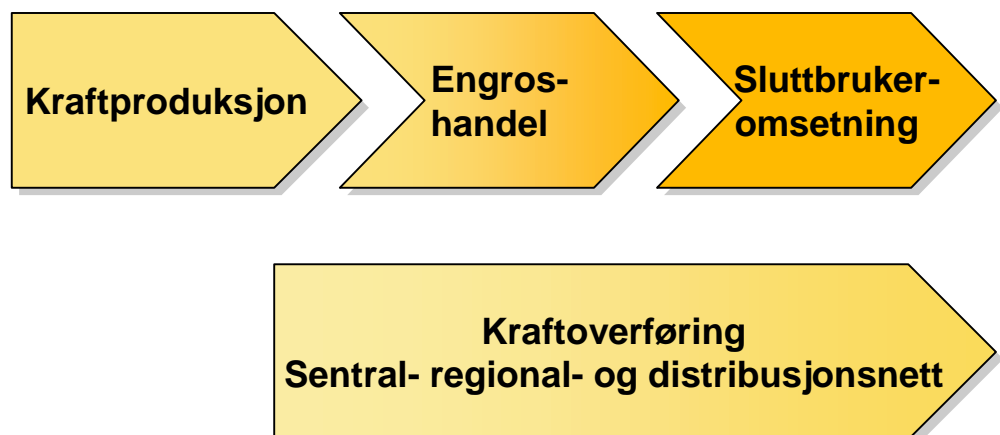
Dereguleringsprosessene kan illustreres generelt som følger:



Dereguleringen arter seg forskjellig fra marked til marked, men synes normalt å gjennomgå de nevnte fasene. Tidsperspektivet er forskjellig fra land til land. I Norge har omstillingsprosessen tatt lang tid. Selv om Norge var det første landet i Europa som åpnet kraftmarkedet (gjennom innføringen av energiloven i 1990), er markedsstrukturen fortsatt uklar. I land som Sverige og Tyskland skjer omstillingene raskere, og en ny dynamisk konkurranse etableres i løpet av få år.

2.2.2 Verdikjeden

Verdikjeden i kraftbransjen kan forenklet illustreres som følger:



Liberaliseringen av kraftmarkedet har som andre liberaliseringsprosesser, utløst en kamp om kundene for de av aktørene som vektlegger en nedstrømsstrategi inn i det liberaliserte markedet. Andre aktører velger en mer klar oppstrømsstrategi.

Et sentralt element i liberaliseringen av kraftmarkedet er gjennomføringen av skillet mellom konkurranseutsatt virksomhet og naturlig monopol. Kraftoverføringsvirksomheten er et naturlig monopol som krever særskilt regulering. Reguleringsmyndighetene har imidlertid vært tilbakeholdne med å kreve selskaps- og eiermessige skiller mellom kraftoverføring og produksjon/omsetning.

Det store flertallet av aktørene i Europa har vært og er ennå integrerte virksomheter med både opp- og nedstrømsaktiviteter. Strukturene er imidlertid i ferd med å brytes opp og settes sammen på andre måter for å tilpasses de krav et liberalisert marked stiller. De ulike delene av verdikjeden er eksponert for ulike kritiske suksessfaktorer som legger føringer på hvordan aktørene bør og vil tilpasse seg over tid for å hevde seg i konkurransen og oppnå lønnsomhet.

	<i>Kritiske suksessfaktorer</i>
Produksjon	<ul style="list-style-type: none"> • Effektiv kommersiell og fysisk håndtering av råvaretilgang • Optimalisering av investerings-/vedlikeholdsnivå • Kostnadseffektiv drift av kraftverk • Effektiv finansiering
Engroshandel	<ul style="list-style-type: none"> • Informasjonstilgang • Kraftmarkedskompetanse • Kompetanse innen finansiell handel • Risikohåndtering • Utvikling av lønnsomme markedsinstrumenter
Sluttbrukeromsetning	<ul style="list-style-type: none"> • Effektivt innkjøp av kraft • Utvikling og salg av produkter og integrerte løsninger • Varemerkebygging • Effektiv kundeføring
Kraftoverføring	<ul style="list-style-type: none"> • Effektiv drift og vedlikehold av nettet • Optimalisering av investerings-/vedlikeholdsnivå • Effektiv finansiering • Utvikle nye forretningsmuligheter på nett og mot kunder • Effektiv kundeføring

Verdikjeden inneholder klare skala- og synergieffekter på flere områder. Disse er imidlertid i langt større grad horisontale enn vertikale.

2.2.3 Kraftproduksjon

Innenfor produksjon er skalaeffektene generelt sett begrensede. Visse skalafordeler vil være knyttet til innkjøp av råvarer i produksjonen (brensel i termiske verk og vanddisponering i vannkraft). Også innen drift kan det være horisontale skalafordeler, blant annet innen drift av kjernekraftverk.

Det er et spørsmål om det eksisterer muligheter for å oppnå markedsrett gjennom oligopolisering i det europeiske markedet. Prisene i det europeiske markedet har falt raskt og mer enn bransjen selv synes å ha forutsatt (se 2.3). Dette reflekterer det faktum at man har beveget seg fra en situasjon hvor selskapene har vært dominerende prissettere nasjonalt til et europeisk marked hvor selskapene har lite eller ingen markedsrett. Dette har ført til

en kraftig konsolideringsprosess, spesielt blant tyske selskaper, men også på tvers av landegrensene. Konsolideringen er imidlertid ikke bare drevet av ønsket om å bli stor på produksjon. Flere selskaper med fokus på de nedre delene av verdikjeden har foretatt oppkjøp som også omfatter produksjon fordi mange selskaper i kraftbransjen er vertikalt integrerte.

Verken EU eller nasjonale myndigheter har uttrykt stor bekymring for en oligopolisering, nettopp fordi markedet i europeisk sammenheng er relativt fragmentert. Konkurransemyndighetene i Norden og på Kontinentet har imidlertid vist interesse for spørsmålet. I Norge og Sverige har konkurransemyndighetene vurdert konsolideringstendensene, men konkludert med at de nordiske aktørene uansett ikke er dominerende i et europeisk perspektiv. EU-kommisjonen behandlet tidligere i år VEBA-VIAG fusjonen (E.ON) og godkjente denne. Det ble imidlertid satt som betingelse at E.ON skal selge sine aksjeinteresser i andre tyske kraftselskaper, blant annet VEW, HEW og BEWAG. Det er naturlig å anta at EU-kommisjonen vil innta en strengere holdning dersom konsolideringen blir så kraftig at en klar oligopolsituasjon oppstår på europeisk basis.

Samtidig er ikke det europeiske kraftmarkedet sammenknyttet fullt ut. Europa består grovt sett av fire overføringsmessige regioner (jf. 2.3). Det er potensiale for økt utnyttelse av overføringskapasiteten mellom disse regionene. Men samtidig vil det være potensiale for utøvelse av begrenset regional markedsrett i situasjoner hvor kapasiteten er begrenset. Et eksempel på dette kan være overføringskapasiteten mellom Norden og Kontinentet.

Inngangsbarrierene innen kraftproduksjon er i utgangspunktet ikke store teknisk sett. Rent faktisk kan det imidlertid være barrierer i forhold til inntreden basert på politiske begrensninger når det gjelder utbygging av ny kraftproduksjon, først og fremst av miljømessige (både lokale og globale) årsaker. Videre er bygging av ny kraftproduksjon kapitalkrevende. Dette kan også fungere som en effektiv inngangsbarriere.

2.2.4 Sluttbrukeromsetning

Innenfor sluttbrukeromsetning er det klare skalaeffekter knyttet til merkevarebygging, utvikling av nye produkter og integrerte løsninger og kunde-/fakturabehandling. Volum i antall kunder anses som svært viktig for å oppnå lønnsomhet i denne sektoren. Flere selskaper i Europa er nå i ferd med å posisjonere seg for å oppnå store kundemasser på europeisk basis. Et eksempel er svenske Vattenfall som har bygd opp en betydelig kundebase i Norden (blant annet ved kjøp av deler av henholdsvis Gøteborg Energi og Oslo Energi), Tyskland (gjennom HEW) og Polen.

Det er ulike meninger om hva som vil være kritisk masse innen sluttbrukeromsetning i Europa fremover. Anslagene varierer fra 1 til 10 millioner kunder.

I forhold til oppbygging av merkenavn er det ennå stor verdi i lokale og regionale merkenavn. Andelen av sluttbrukerkunder som skifter leverandør

er ikke stor, og lojalitet til den lokale leverandør er fremdeles betydelig. Dette har også gjort at aktører som kjøper sluttbrukervirksomhet ofte beholder det lokale merkenavnet inntil videre. Det er også en markedsmessig verdi knyttet til felles merkenavn og fakturering med nettselskaper, jf. 2.2.7.

Markedssituasjonen vil være forskjellig i henholdsvis husholdningsmarkedet og bedriftsmarkedet (det profesjonelle markedet). I bedriftsmarkedet vil ventelig priskonkurransen være større og verdi av merkenavn mv. være mindre enn i husholdningsmarkedet.

2.2.5 Engroshandel/trading

Engroshandelsmarkedet utgjøre på mange måter den nødvendige koblingen mellom produsenter og sluttkunder. Med en effektiv engroshandelsplass forsvinner mye av grunnlaget for vertikal integrasjon.

Både for produsenter og omsetningsselskaper er det viktig med en aktiv tilstedeværelse i engrosmarkedet for å optimalisere henholdsvis kraftsalg og kraftkjøp.

Det vil også være grunnlag for nisjeaktører som kun utnytter mulighetene i engrosmarkedet (trading).

2.2.6 Kraftoverføring

Innenfor kraftoverføring er det klare skalaeffekter både når det gjelder drift/vedlikehold og kunde-/fakturabehandling. Lønnsomhet innen kraftoverføring er avhengig av kostnadseffektiv drift og vedlikehold av overføringsnettet. Dette er delvis knyttet til kompetanse uavhengig av geografi. Rent driftsmessig er imidlertid de største skalafordelene knyttet til sammenhengende nett og integrasjon av nettnivåene (regionalnett og distribusjonsnett).

Særlig for drift av nett i befolkningstette områder er kunde- og fakturabehandling en viktig kostnadspost. Volum er viktig for å oppnå lave enhetskostnader. Skalafordeler kan oppnås både gjennom et stort antall nettkunder og ved samarbeid om kundebehandling med annen type virksomhet. Dette kan være både kraftomsetning og ikke energirelatert virksomhet som telefoni, vannforsyning og finans.

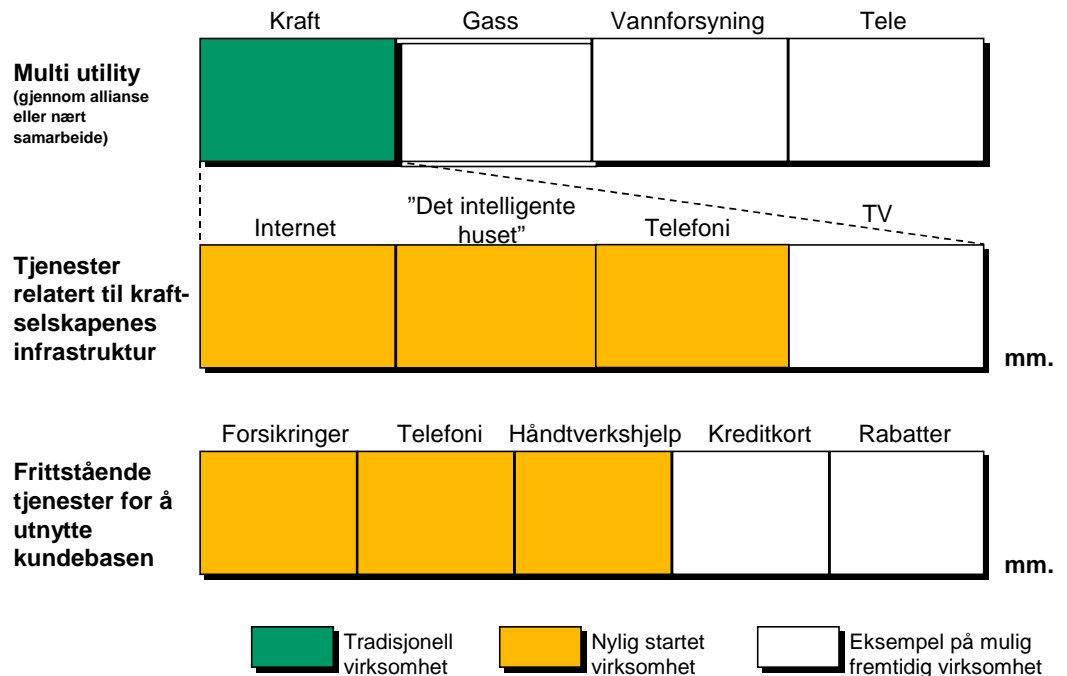
2.2.7 "Multi utility" utvikling – horisontal integrasjon

Stordriftsfordeler innen

- drift og vedlikehold av infrastruktur
- kunde- og fakturabehandling
- merkevarebygging og
- utvikling av nye produkter og integrerte løsninger

er grunnlaget for at mange aktører velger en "multi-utility" strategi ("one stop shop").

Integrasjonen skjer både innen ulik infrastrukturvirksomhet (på driftssiden) og mer fritt innen kundeintensiv virksomhet for å utnytte stordriftsfordeler innen kundebehandling og merkenavn.



I Norden er det i ferd med å inngås allianser og samarbeid mellom kraftselskaper og selskaper innen blant annet telefoni og finans. På Kontinentet ser man samme utvikling. Blant de mest klare eksempler kan nevnes RWE som bygger opp virksomhet innen salg og distribusjon av kraft og gass i tillegg til vannforsyning og avfallshåndtering.

Mellom kraftoverføring og sluttbrukeromsetning eksisterer det også synergieffekter. Kostnadmessig vil det være skalafordeler knyttet til kunde- og fakturabehandling. Disse effektene er imidlertid ikke prinsipielt forskjellig fra de effektene man kan oppnå ved felles kundehåndtering med bedrifter innen telefoni, bank m.v.

I tillegg vil det være markedsmessige fordeler for sluttbrukeromsetningsaktører knyttet til felles fakturering og bygging av merkenavn med kraftoverføringsselskaper. Man går da imidlertid på tvers av skillet mellom naturlige monopoler og konkurranseutsatt virksomhet. Dersom det hentes ut slike markedsfordeler av større omfang, vil konkurransemyndighetene ventelig gripe inn å kreve klarere skiller mellom kraftoverføring og sluttbrukeromsetning.

2.2.8 Vertikal integrasjon også i fremtiden?

Den europeiske kraftindustrien er preget av vertikal integrasjon på tross av at de fundamentale forhold taler for vertikal fokusering og horisontal integrasjon. Dette skyldes i vesentlig grad to forhold. For det første er den vertikale integrasjonen til dels historisk betinget. Utviklingen av et liberalisert kraftmarked i Europa har ikke kommet så langt ennå at

verdikjeden er brutt opp. Mange av de store kraftselskapene har også kapitalmessig styrke til å gjennomføre horisontal integrasjon uten vertikal fokusering.

I andre sammenhenger har vertikal integrasjon en mer strategisk begrunnelse i blant annet:

- Kostnadmessige skalafordeler
- Mulig oppnåelse av markedsrett
- Diversifisering og risikoreduksjon

Vi mener som nevnt at det neppe er skalafordeler knyttet til integrasjon mellom kraftproduksjon og kraftoverføring/sluttbrukeromsetning.

Videre har vi vanskelig for å se mulighetene for å oppnå markedsrett sett fra kraftprodusentens ståsted i forhold til integrasjon nedover i verdikjeden i den grad det eksisterer et velfungerende engrosmarked. I land hvor kraftmarkedet ikke fullt ut er åpnet ennå, vil det derimot kunne være grunner både for kraftprodusenter og kundefokuserte selskaper å integrere inn andre deler av verdikjeden for å sikre seg tilgang til henholdsvis kunder og kraft.

Når det gjelder forholdet til diversifisering og risikoreduksjon vil det ofte kunne være forskjell mellom ledelsens og eiernes oppfatning og incentiver. Kraftselskapenes ledelse kan ha incentiver til å opprettholde en vertikal integrert struktur for å begrense risiko og opprettholde størrelse, uten at dette sett fra eiernes ståsted er godt begrunnet. For at en integrasjon skal kunne sies å virke risikoreducerende, må de ulike delene av verdikjeden (inkludert kraftoverføring) være negativt korrelerte. Det er det ikke grunnlag for å hevde. Ved å investere i for eksempel kraftoverføring i tillegg til kraftproduksjon oppnår man ikke annet enn å få tilgang på en kontantstrøm som er mindre usikker enn primærvirksomheten. Dersom det er dette man ønsker å oppnå, er kjøp av statsobligasjoner mer hensiktsmessig enn kjøp av kraftoverføring.

2.2.9 Konklusjon – ”End Game”

Oppsummeringsvis vil vi beskrive et ”End Game” i kraftsektoren som følger:

	Kraftproduksjon	Engroshandel	Kraftomsetning Bedrift	Kraftomsetning Husholdning.	Kraftoverføring
End Game	<ul style="list-style-type: none"> • Konkurransenintensivt • Commodity marked • Kostnadsbasert konkurranse • Markedsstruktur driver lønnsomhet • Lav, syklisk lønnsomhet (som basis commodities) 	<ul style="list-style-type: none"> • Muligheter (begrensede) for innovative aktører 	<ul style="list-style-type: none"> • Sterk konkurranse • Lav lønnsomhet 	<ul style="list-style-type: none"> • Potensielt attraktive marginer • Skalæffekter, produktspekter og kompetanse basis for konkurranse • Konvergens mellom kraft, gass og andre produkter 	<ul style="list-style-type: none"> • Åpen tilgang • Naturlig monopol • Prestasjonsbasert rating • Geografiske og produktmessige synergier økende betydning • Kostnads- og skaladrevet lønnsomhet
Rasjonale	<ul style="list-style-type: none"> • Økt konkurranse fra nye aktører med teknologiske fordeler vil presse prisene 	<ul style="list-style-type: none"> • Et modent marked vil gi gevinst kun for aktører som er kapable til å utnytte sofistikerte derivativer og markeds-kryssende produkter 	<ul style="list-style-type: none"> • Lave inngangsbarrierer og prissensitive kunder vil bane vei for mange nye aktører 	<ul style="list-style-type: none"> • "Trege" kunder gir eksisterende aktører en god start 	<ul style="list-style-type: none"> • Økende effektivitet i reguleringen vil fjerne gevinstmuligheter som ikke oppnås gjennom prestasjonsforbedringer

2.3 Kraftprisene i et nytt marked

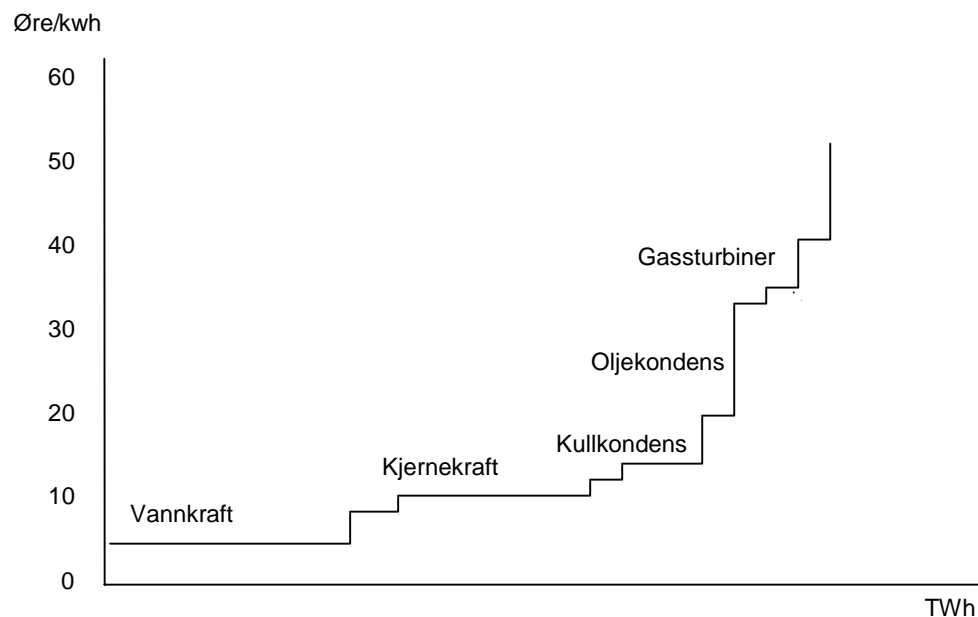
Liberaliseringen av det norske og senere det nordiske kraftmarkedet avdekket en overkapasitet i kraftproduksjonen. Kraftprisnivået i Norden har på 1990-tallet vært gjennomgående lavt i forhold til kostnadsnivået for ny kraftproduksjon.

Som en følge av forbruksvekst (og noe nedleggelse av produksjonskapasitet) er denne situasjonen nå i ferd med å endres.

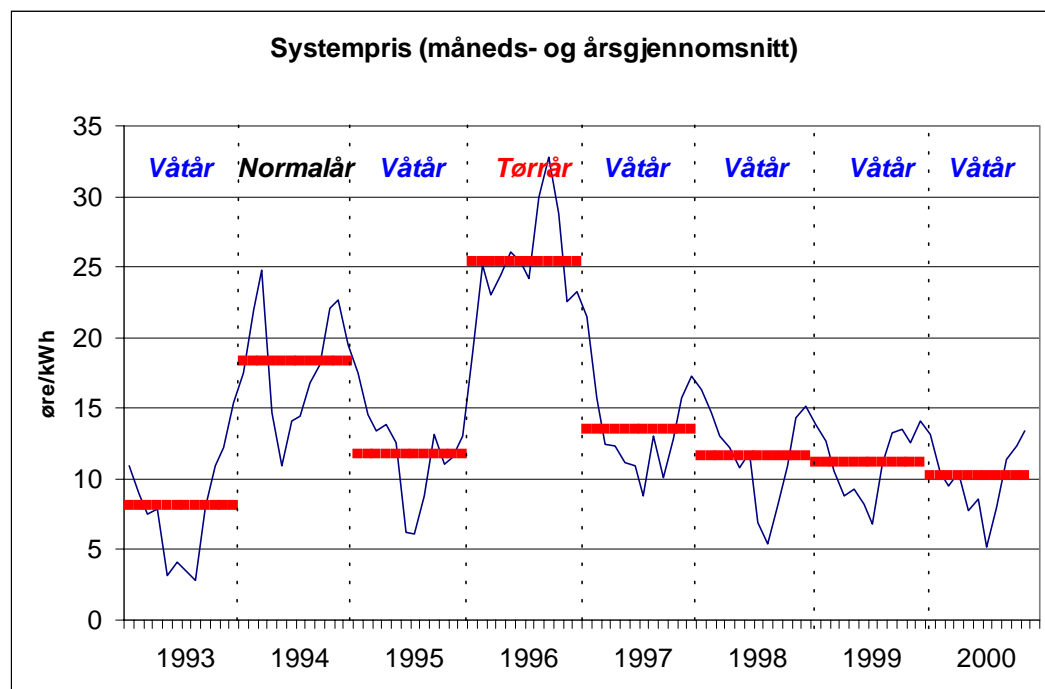
Totalt for Norden har det vært en gjennomsnittlig vekst i energiforbruket på 1,5 prosent årlig de siste 10 år. Produksjonskapasiteten er ikke økt i samme takt som forbruksveksten. Tvert imot har man sett en reduksjon de senere årene. Nedleggelsen av Barsebäck 1 utgjør en reduksjon i produksjonskapasiteten på 600 MW (omtrent 4 TWh). Samtidig er flere termiske verk i Norden nedlagt den senere tid, blant disse flere topplast-verk. Det er få konkrete planer om utvidelse av produksjonskapasiteten i de nordiske landene, bortsett fra en del fjernvarmeprosjekter.

Sverige og Norge har nå et lite energiunderskudd i år med normalt tilsig. For Norden totalt sett eksisterer imidlertid et lite energioverskudd. Selv med en begrenset vekst i forbruket, vil Norden som en helhet i løpet av kort tid ha et energiunderskudd.

Den nordiske tilbudskurven dannes av variable driftskostnader for ulik kapasitet.



På grunn av det store innslaget av vannkraft i det nordiske markedet, varierer tilbudskurven i stor grad med tilsiget. Historisk har også prisnivået variert med våte og tørre år.



Kilde: Nordpool

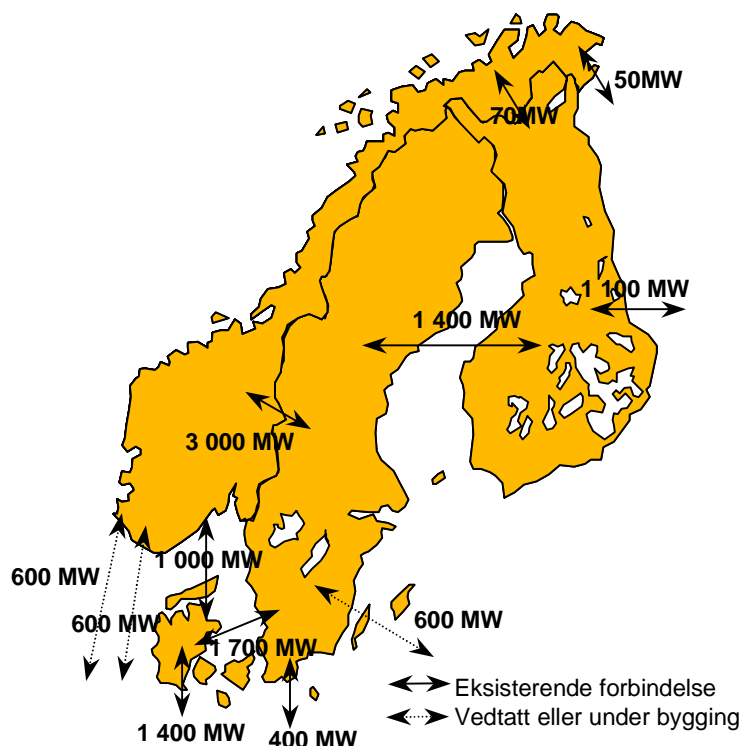
Effektbalansen i Norden er i ferd med å strammes kraftig til. Tilgjengelig effekt vil kunne være betydelig lavere enn installert effekt i de perioder hvor forbruket og belastningen er høy. De seneste par årene har vist at forbruket ved maksimalbelastning tangerer tilgjengelig effekt både som en følge av at maksimalbelastningen øker og fordi effektkapasitet er satt ut av drift. Over 3.000 MW toppplastkapasitet (inkludert Barsebäck) er stengt i Sverige de senere år. NordEl hevder at det kan bli nødvendig med tiltak for å begrense effekttoppene først og fremst i Sverige enkelte timer av året. Dette kan også bli aktuelt for Norge. Danmark og Finland har fremdeles et visst effektoverskudd.

Både norske og svenske myndigheter legger til grunn at effektbalansen og knapphet på effekt skal håndteres ved å benytte markedsbaserte virkemidler. Dette kommer blant annet til uttrykk i referat fra møte mellom de norske og svenske statssekretærene for energispørsmål i november i år. De systemansvarlige nettselskapene i Norge og Sverige er i ferd med å utvikle ulike mekanismer for å håndtere effektknappheten. Man har begrenset med erfaring fra liberaliserte markeder hvor effektkapasiteten tangerer forbruket. Vi forventer at situasjonen i Norge og Sverige vil tvinge frem permanente markeds- og prisbaserte mekanismer for håndtering av effektknapphet. Det ligger an til større prisvariasjoner (dag/natt og sesong) enn det man historisk har hatt i Norden som en følge av den begrensede tilgangen på effekt og utvikling av markedsinstrumenter tilpasset denne situasjonen.

På Kontinentet gjør en overskuddskapasitet på mellom 50 og 100 GW (anslagene varierer blant annet med ulike forutsetninger om behov for reservekapasitet) at det vil være et stort energioverskudd i Nord-Europa i flere år fremover, ikke minst i Tyskland og Frankrike. Den årlige veksten i kraftforbruket ventes fortsatt å ligge rundt 1,5 prosent, noe som er for lite til at man de nærmeste årene vil tre ut av overskuddssituasjonen. Utrangering av eldre termisk produksjonskapasitet og nedleggelse av kjernekraftverk vil imidlertid kunne bidra til raskere balansering av krafttilgang og behov. I Tyskland er prisnivået fallende, og det samme vil ventelig gjelde for de øvrige europeiske landene etter hvert som markedene liberaliseres. I praksis vil det være variable kostnader i kullkraftproduksjonen som vil være utgangspunktet for prisnivået de nærmeste årene.

Med forskjellig kapasitetssituasjon i Norden og på Kontinentet, vil prisutviklingen være influert av overføringskapasiteten mellom regionene.

Kraftoverføringskapasitet i Norden



Kilde: NordEl

Overføringskapasiteten mot Kontinentet er i dag begrenset. De vedtatte utvidelsene er også relativt beskjedne. Det er for øvrig ennå noen år før forbindelsene fra Norge til Tyskland og Nederland blir satt i drift. Andre utvidelser, blant annet mellom Norge og UK, er under vurdering. Men det vil ta lang tid å ferdigutrede, behandle og bygge forbindelser utover de som allerede er vedtatt, blant annet av miljøhensyn og kompleksitet knyttet til nødvendig tilpasning og forsterkning av innenlandsk nett.

Den begrensede overføringskapasiteten i dag og årene fremover demper prisvirkningen i Norden av overskuddskapasiteten på Kontinentet. Det er rimelig å anta at prisnivået i Norden vil ligge noe over prisnivået på Kontinentet noen år fremover.

Det er også et spørsmål om begrensninger i overføringsforbindelsene og konsentrasjonen i bransjen generelt vil kunne virke dempende på det europeiske prisfallet. Europa består grovt sett av fire overføringsmessige regioner:

- Norden
- Spania og Portugal (Iberia)
- UK og
- Sentral-Europa

Overføringskapasiteten mellom regionene har historisk blitt lite utnyttet (ca. 11 prosent). Det er dermed et betydelig potensiale for økt pan-europeisk utveksling av kraft (bortsett fra mot Norden). Samtidig tror vi forbindelsene

vil bli utbygd ytterligere dersom markedet viser et behov for dette på noe sikt.

Også mer lokalt, og spesielt i Norge, vil begrensninger i overføringsforbindelsene kunne gi grunnlag for uthenting av merverdier for kraftprodusenter. Det eksisterer et potensiale for dette i det norske systemet etter hvert som effektbalansen strammes til.

Når det gjelder konsentrasjonstendensene innen kraftproduksjon, mener vi at disse neppe vil gi grunnlag for storstilt bruk av markedsrett, delvis fordi inngangsbarrierene ikke er meget store og fordi konkurransemyndighetene setter en stopper for det.

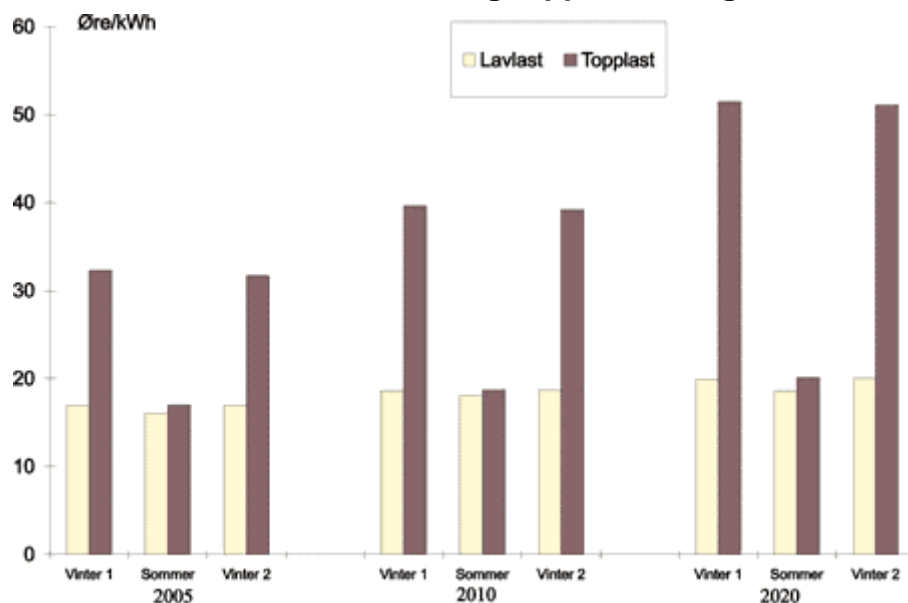
Det synes alminnelig antatt at gasskraft vil være billigste teknologi i overskuelig fremtid og vil være "backstop-teknologi" i Europa fremover. Utbyggingskostnader for gasskraft vil dermed være førende for prisnivået i et balansert marked (langsiktig grensekostnad). Kostnader knyttet til gasskraftproduksjon (gassfyrte kombiverk) vil variere med flere faktorer. Størst usikkerhet er knyttet til fremtidig gasspris.

Det er flere ubesvarte spørsmål når det gjelder prisdannelsen i et kraftmarked i kapasitetsmessig balanse. Kraftmarkedet har enkelte tekniske særpreg som krever utvikling av tilpassede markedsinstrumenter. Blant annet må produksjon og forbruk skje på samme tid. Samtidig kan det ta flere år å bygge ut ny kapasitet. Liberaliseringen i ulike land har som nevnt avdekket store kapasitetsmessige overskudd som ennå ikke er spist opp av forbruksvekst. Dermed har markedet i liten grad hatt behov for instrumenter som håndterer kapasitetsbegrensninger. I fremtiden vil markedet forutsette prismekanismer som gir riktige signaler til tilbuds- og etterspørselssiden både momentant, på kort sikt og på lang sikt.

Man vet lite om utviklingen i prisdifferanser og verdien av effekt. I Norge varierer prisene på hverdager mellom 1-3 øre/kWh over døgnet. Vanligvis eksisterer noe større forskjeller mellom hverdag og helg, fordi kraftforbruket normalt er lavest i helgene.

I NOU 98:11 er det gjengitt resultater av modellkjøringer for prisvariasjoner.

Prisdifferanse mellom lavlast og topplast i Norge (faste 1995-priser)



Kilde: NOU 1998:11

Beregningene i NOU 1998:11 er i stor grad illustrative, men gir indikasjoner på hvor store prisdifferansene kan tenkes å bli. Man anslår merverdien av vannkraft fremfor gasskraft til å være mellom 1,5 og 3,0 øre/kWh.

Brukstiden i det norske markedet er anslagsvis 5000 timer. I europeisk sammenheng er brukstiden lavere enn dette. Over tid har brukstiden gradvis blitt redusert. Denne tendensen vil ventelig fortsette inntil tidsdifferensierte priser blir mer fremtredende. Uansett synes det å være et markedsmessig grunnlag for økte prisforskjeller etter hvert som markedet kommer mer i balanse. Markedsinstrumentene må imidlertid videreutvikles for å kunne koble tilbud og etterspørsel i en situasjon med effektiv kapasitetsbegrensning. Som nevnt er dette i ferd med å presse seg frem i det nordiske markedet. I europeisk sammenheng vil tidsdifferensierte priser utvikles over lang tid som en følge av overskuddskapasiteten som nå eksisterer. Betalingsvillighet for kraft i topplastperioder i forhold til lavlastperioder vil først kunne måles eksakt i en situasjon med kapasitetsmessig balanse.

Det er fremdeles stor usikkerhet rundt fremtidig innføring av miljømessige markedsrettigheter. Danmark innfører CO₂-avgift på kullkraftproduksjon 2001/2003. Dette får neppe noen effekt for implementering av tilsvarende ordninger i andre land. Men dersom det innføres et internasjonalt kvotemarked for CO₂-utslipp, vil dette påvirke kraftprisene fremover. En CO₂-pris på 100 NOK/tonn øker kostnadene i et gasskondens kraftverk med ca. 3,6 øre/kWh (basert på utslipp på 200 gram CO₂/kWh varme og virkningsgrad på 55 prosent). Anslag for internasjonale kvotepriser varierer meget.

I Norge hadde man et spotmarked for kjøp og salg av kraft i engrosmarkedet også før energiloven trådte i kraft i 1991. Basert på dette ble det etablert en organisert markeds plass for kraftomsetning i det liberaliserte markedet, først som et rent spotmarked. Spotprisene har variert kraftig i denne perioden, men har i gjennomsnitt ligget lavt i forhold til utbyggingskostnadene, noe som reflekterer den overkapasitet som var i det norske markedet etter liberaliseringen, flere våte år og etter hvert åpning mot andre markeder med overkapasitet.

Likviditeten i terminmarkedet var tidligere begrenset. Men den finansielle terminhandelen har vokst betydelig i volum (futureskontrakter) og utgjorde i 1999 216 TWh. En betydelig del av handelen foregår utenfor børser. I 1999 utgjorde NordPools clearing av OTC kontrakter et volum på 684 TWh.

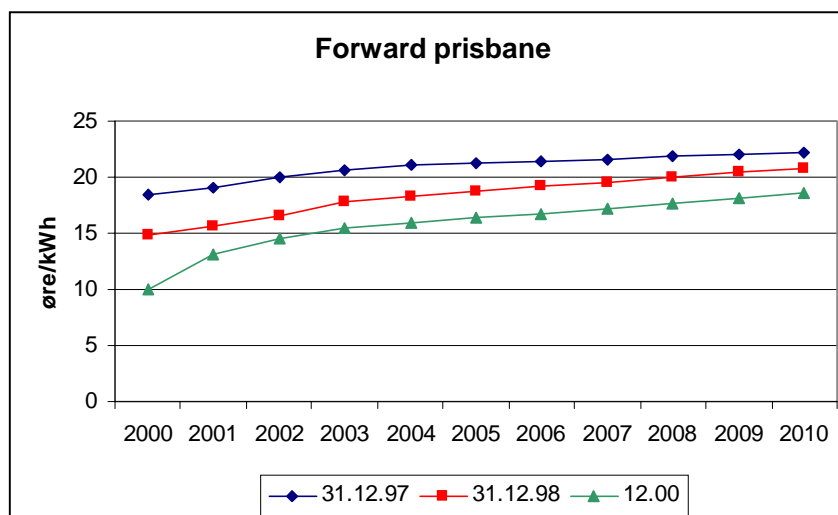
Forwardprisene har de senere år sunket gradvis. Gjeldende marked gir noterte forwardpriser stigende fra 12, 8 øre/kWh for 2001 til ca 14,4 øre/kWh for 2003.

Det eksisterer også et uorganisert marked for lengre kontrakter. Likviditeten i markedet for lengre kontrakter reduseres med kontraktslengdene. For fem og 10 års kontrakter har markedet en akseptabel likviditet, selv om det nok er noe begrenset hvilke volumer man faktisk kan plassere i dette markedet. Både meglere, produsenter og kjøpere gir relativt entydig prisinformasjon når det gjelder kontrakter inntil 10 år (ca. 16 øre/kWh for 10 års kontrakter).

Kontrakter med brukstid på 4000 til 5000 timer inngås med priser over dette nivået.

Forwardprisene viser at markedet tror spotprisene ikke vil møte utbyggingskostnadene (gasskraft) før etter den første 10 års perioden. Videre synes det som om markedet i liten grad tror at miljømessige markedskorrektiver vil bli effektive i overskuelig fremtid.

Sammenligninger med kontraktspriser for to og tre år tilbake viser en klar nedgang i prisforventningene.



3 Statkraft SFs markedsposisjon

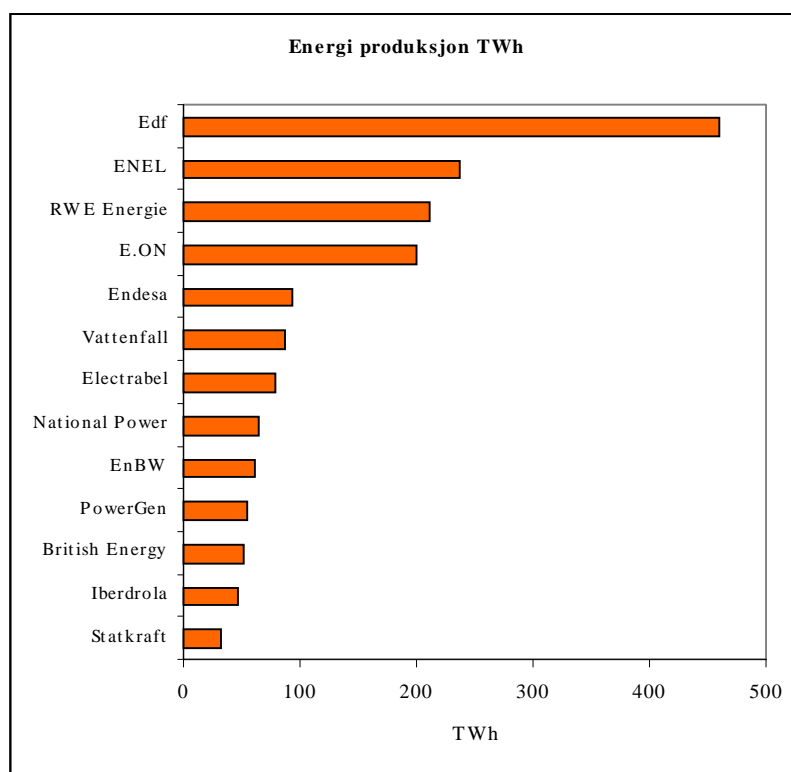
3.1 Markedsfokusering

Statkraft SF ble etablert i 1991 som et rent oppstrømselskap med salg til et engrosmarked og uten eget nett og sluttbrukeromsetning. Med oppkjøp i Sydkraft, BKK og andre integrerte selskaper har Statkraft indirekte posisjonert seg også innen nedstrømsaktiviteter (kraftoverføring og sluttbrukeromsetning). Men foretaket har fremdeles et uttrykt oppstrømsfokus.

3.2 Kraftproduksjon

Selv om Statkraft SF direkte og indirekte har en betydelig markedsandel i Norge, er selskapet både i nordisk og europeisk sammenheng et lite energiselskap. Statkrafts produksjonskapasitet utgjør i underkant av 30 prosent av kapasiteten i Norge. Tilsvarende er andelen under 10 prosent i nordisk sammenheng. Andelen blir noe større om også produksjonskapasitet i selskaper Statkraft SF har eierandeler i regnes med.

Følgende figur viser Statkrafts størrelse sammenlignet med andre store selskaper i Europa, målt i kraftproduksjon.



Statkraft SF har videre indirekte eierandeler i ytterligere produksjonskapasitet gjennom aksjer i Oslo Energi Produksjon, BKK,

HEAS, SKK og VK. Sammen med Statkraft SFs egen produksjonskapasitet utgjør dette over 50 TWh.

Det pågår en kraftig restrukturings- og konsolideringsprosess som til dels er uoversiktlig, særlig i Norge. Utover oppkjøp i Norge og i Sydkraft har Statkraft SF i begrenset grad deltatt i den nordiske konsolideringen. En vesentlig grunn til dette er at restruktureringen i hovedsak har berørt nedstrømsdelen av verdikjeden.

Statkraft SFs produksjonsstruktur atskiller seg fra de øvrige selskapene av noe størrelse i Europa ved at Statkraft SF kun har vannkraftproduksjon og ved produksjonens høye reguleringsevne. Av de øvrige selskapene i Europa har Vattenfall og ENEL også vannkraftproduksjon i energimessig samme størrelsesorden som Statkraft SF. EDF har en produksjonskapasitet på det dobbelte av Statkraft SFs. Men Statkraft SF har forholdsvis den største reguleringskapasiteten.

Verdien av vannkraft øker ved integrasjon med termisk produksjon. Realisering av verdien av effekt i det norske systemet forutsetter altså at Norge og Norden for øvrig i større grad fysisk sammenkobles med Kontinentet. Statkraft SF vil uten tvil være den aktør i det nordiske markedet som vil ha mest å tjene på en slik samordning dersom man ser på foretakets effektkapasitet.

På den annen side vil ytterligere utbygging av overføringsforbindelser øke potensialet for import av energi. Siden kraftbalansen er langt strammere i Norge, Sverige og Finland enn på Kontinentet, vil utbygging av overføringskapasiteten presse kraftprisnivået i Norge nedover, inntil forbruksvekst og utfasing av kontinental produksjonskapasitet har fjernet energioverskuddet.

På grunn av den stramme kraft- og effektbalansen i Norge og Sverige er det grunnlag for å tro at de tidsmessige prisforskjellene vil øke i dette området de nærmeste årene. Full virkning av effekt- og reguleringskapasiteten vil Statkraft SF imidlertid neppe få før det nordeuropeiske kraftmarkedet er mer i kapasitetsmessig balanse.

Hvor store prisforskjellene vil bli i fremtiden, og dermed hvilke merverdier Statkraft SF vil kunne hente ut i forhold til grunnkraftproduksjon, er meget usikkert. Denne usikkerheten skyldes vesentlig at man i liten grad har erfaring med prisdannelse i liberaliserte markeder i kapasitetsmessig balanse.

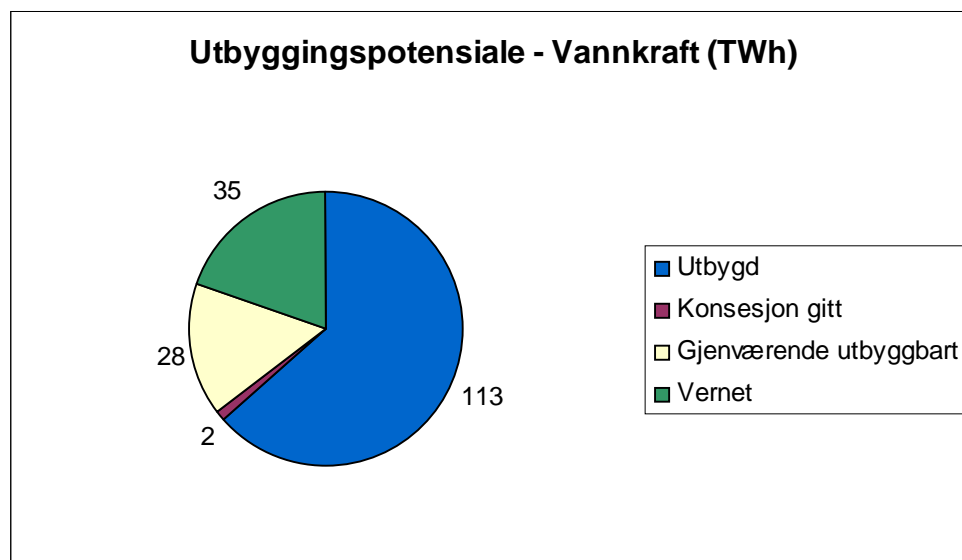
Det synes imidlertid klart at Statkraft SF fremover vil kunne høste merverdier av den effekt- og reguleringskapasitet som er installert og de muligheter som foreligger for å installere mer kapasitet knyttet til eksisterende kraftverk.

Selskapet har ingen virksomhet og i begrenset grad kompetanse innen termisk produksjon. Dette taler for at man ikke bør ekspandere innen termisk produksjon alene. Men i den grad det finnes forhold knyttet til samordning av vannkraft og termisk produksjon nasjonalt, vil dette kunne

være argumenter for at Statkraft SF skal engasjere seg i for eksempel gasskraftproduksjon.

Statkraft SF er godt posisjonert til å hente ut merverdier knyttet til innføring av miljømessige markedskorrektiver (CO₂ avgifter/kvotehandling). Prisøkning som en følge av slike miljøkostnader for termisk produksjon vil være netto inntekt for Statkraft SF.

Utbyggingspotensialet innen vannkraft (både effekt og energi) er ikke stort i Norge.



Kilde: NVE

Mesteparten av det gjenværende utbyggingspotensialet er kostbart å bygge ut, og en begrenset del kan regnes som et realistisk potensiale.

Statkraft SF har ikke gjennomført eller satt i gang større og kostbare utbygginger utenom Svartisen (som ble vedtatt utbygd før Statkraft SF ble etablert som statsforetak). Med utviklingen i kraftmarkedet de siste 10 årene har dette vist seg å være svært fornuftig.

Statkraft SF besitter imidlertid fallrettigheter og utbyggingspotensialer med en ikke uvesentlig verdi, både som lønnsomme utbygginger med dagens kraftpriser og som utbyggingsmuligheter knyttet til en eventuell høyere kraftprisforventning i fremtiden. Statkraft SF har fått konsesjon eller konsesjonssøkt prosjekter omfattende 1,5 TWh.

Potensialet for rene utvidelser av effektkapasiteten til Statkraft SF er ikke tilgjengelig. Men vi antar at dette ikke er ubetydelig. Det faktiske potensialet reduseres på grunn av utbyggingskostnad og overføringsbegrensninger (overføringsnett). Effekttutvidelser kan bli lønnsomme med en fremtidig økning i prisforskjellene og betalingsvillighet for effekt.

Statkraft SF har også kommet langt i utviklingen av vindkraftprosjekter og har fått konsesjon til bygging av tre større vindkraftanlegg (Stadt, Smøla og

Hitra) med en kapasitet på til sammen 770 GWh. Lønnsomheten i vindkraftutbygging er ikke stor med de priser som nå eksisterer i kraftmarkedet. Men med ny teknologi, utnyttelse av stordriftsfordeler og offentlig støtteordninger, synes det mulig å utvikle lønnsomme vindkraftprosjekter.

3.3 Engroshandel og kontraktsdekning

For Statkraft SF er et aktivt forhold til engrosmarkedet meget viktig i forhold til å kunne utnytte de fordeler og særpreg effekt- og reguleringskapasiteten gir. Det er viktig med aktiv tilstedeværelse både i Norden og Nord-Europa. Statkraft SFs har en godt utbygd markedsorganisasjon og høy kompetanse når det gjelder kraftmarkedet, spesielt innen vannkraft.

Kontinentale selskaper med store ressurser er imidlertid i ferd med å etablere seg tungt innen engroshandel. Statkraft SF kan ikke regne med å opprettholde et permanent fortrinn i markedet, men er godt posisjonert til å utnytte muligheter knyttet til egen kraftproduksjon. Engroshandelsvirksomheten er altså i første rekke viktig for en effektiv utnyttelse av egen kraftproduksjon.

Statkraft SFs ble etablert med en vesentlig del av kapasiteten bundet i lange kontrakter med store industrikunder. Pris og volum i disse kontraktene er i stor grad gitt for mange år fremover. Både eksisterende kontraktsforpliktelser og Statkraft SFs fremtidige rolle som leverandør av kraft til industrien er vesentlig både gjennom den direkte virkningen på selskapets kontantstrøm, men også indirekte i forhold til selskapets strategiske posisjon. Imidlertid reduseres forpliktelsene betydelig etter 2010.

Samtidig inngikk Statkraft SF på 1990-tallet flere langsiktige kraftutvekslingsavtaler med utenlandske aktører hvor kraftleveranser til Kontinentet er basert på kostnaden knyttet til utbygging av termisk toppkraftproduksjon. Med dagens kraftpriser er disse kontraktene blitt meget lønnsomme. Kraftutvekslingsavtalene vil ventelig få stor innvirkning på lønnsomheten til Statkraft SF i årene som kommer.

3.4 Engasjement i andre selskaper

Statkraft SF har foretatt store investeringer i andre kraftselskaper i Norge og utlandet. Flere av disse selskapene er vertikalt integrerte og har en omfattende nedstrømsvirksomhet, som således ligger utenfor kjerneområdet til Statkraft. Samtidig har Statkraft SF minoritetsandeler i selskapene og dermed ikke direkte tilgang verken til strukturering av nedstrømsaktiviteter eller produksjonsoptimalisering. Videreutvikling av eierskapet i disse selskapene utgjør en stor utfordring for Statkraft SF, ikke minst i forhold til å utnytte verdien av den kunderelaterte virksomheten.

Statkraft SF har en stor eierandel i Sydkraft (negativ kontroll) som i følge Statkraft er selskapets ”hovedstrategi for posisjonering i det skandinaviske kraftmarkedet utenfor Norge”. Gjennom en samlet investering på ca NOK 12 mrd. de siste fire årene har Statkraft nådd en eierandel på 38% og en

stemmeandel på knapt 30% i Sydkraft. Statkraft har dermed negativ kontroll (via kapitalandelen) og kan alene blokkere viktige beslutninger som vedtektsendringer og fusjoner. Statkraft anser eierskapet i Sydkraft som langsiktig og industrielt, og ser for seg et utdypet industrielt samarbeid de nærmeste årene.

Sydkraft har en stor virksomhet nedstrøms, både innen kraftoverføring, sluttbrukeromsetning og tjenester i tilknytning til dette. Selskapet satser også inn i det norske markedet. Sydkraft er likevel i europeisk sammenheng en liten virksomhet.

Eiersituasjonen for Sydkraft fremstår fremdeles som uavklart. Det har foreløpig ikke avtegnet seg hvordan Statkraft SF skal kunne etablere en nordisk virksomhet gjennom Sydkraft. Imidlertid synes Statkraft SFs aksjepost uansett å ha en stor strategisk verdi i forhold til en forestående nordisk posisjonering og ekspansjon. I og med at Statkraft SF har negativ kontroll i selskapet, vil det med stor sannsynlighet være knyttet en merverdi ved aksjeposten også ved en eventuell utreden av selskapet. Den finansielle og strategiske risikoen knyttet til eierskapet i Sydkraft synes dermed begrenset.

3.5 Offentlige rammebetingelser

Det er knyttet strenge konsesjonsmessige rammer til eierskap til og utbygging av kraftproduksjon i Norge. Statkraft SFs posisjon som statsforetak er spesiell og gir selskapet en gunstig posisjon. Samtidig har Statkraft SF antakelig faktiske politiske fordeler ved kjøp av offentlig eide kraftverk som en følge av at det fremdeles eksisterer en generell skepsis til salg av kraftproduksjon til private og utenlandske aktører. Dette gjør at Statkraft SF har et godt utgangspunkt for å ha en sentral rolle innen konsolideringen av kraftproduksjonen i Norge.

Statkraft SF var etter etableringen i 1991 underlagt et kraftskattesystem som ga store skattemessige belastninger til dels uavhengig av prestasjoner. Kraftskattsystemet av 1996 er mer prestasjonsavhengig, men betyr fremdeles en kraftig belastning for Statkraft SF.

I tillegg til en høy nominell belastning har Statkraft SF betalt en effektiv enda høyere skatt som en følge av at det lave overskuddet gir en overskuddskatt som er mindre enn naturressursskatten. Over tid kan dette samordnes (med rentejustering), men utgjør likevel en likviditetsmessig belastning de nærmeste årene.

Beskatningen av Statkraft SF er i stor grad annerledes enn den beskatning selskapets utenlandske konkurrenter er underlagt. Det synes også klart at det norske skattesystemet gir en høyere belastning enn andre europeiske systemer. Dette er vist i flere uavhengige analyser, blant annet gjennomført av ECON.

4 Kommentarer til Statkraft SFs strategi og videre posisjonering

4.1 Innledning

Statkraft har etablert følgende visjon:

“Statkraft skal være et ledende nord-europeisk energiselskap, med spisskompetanse innen vannkraft”

For å nå visjonen, har Statkraft nedfelt fem ulike hovedmål som dekker foretakets viktigste innsatsområder:

1. Maksimere lønnsomhet i egen kraftproduksjon.
2. Videreutvikle og maksimere lønnsomhet innen krafthandel.
3. Realisere lønnsomme kraftutbygginger i Norge.
4. Øke produksjonskapasiteten gjennom oppkjøp.
5. Utvikle lønnsomme kraftprosjekter i andre markeder.

Med bakgrunn i den forutgående analysen av kraftmarkedet og Statkraft SFs posisjon har vi gjennomgått den strategi Statkraft SF har presentert i sin søknad om utvidelse av foretakskapitalen.

4.2 Norsk vs. nordisk og europeisk strategi

De hovedmål Statkraft SF har presentert i sin søknad og som ligger til grunn for kapitalbehovet, er i første rekke knyttet til vekst i det norske markedet. Det er naturlig for Statkraft SF å legge betydelig vekt på posisjonering og konsolidering i det norske markedet, ikke minst i forhold til at det norske markedet fremdeles synes å ha en omfattende omstrukturingsprosess foran seg.

Samtidig kan ikke Statkraft SF unngå å forholde seg til den nordiske og europeiske restruktureringen for øvrig. Statkraft SF har posisjonert seg i det nordiske markedet først og fremst gjennom sin eierandel i Sydkraft. Statkraft anser eierskapet i Sydkraft som langsiktig og industrielt, og ser for seg et utdypet industrielt samarbeid de nærmeste årene. Som nevnt i 3.4 fremstår eiersituasjonen for Sydkraft fremdeles som uavklart, og det har ikke avtegnert seg hvordan Statkraft SF skal kunne etablere en nordisk virksomhet gjennom Sydkraft. Posisjonen i Sydkraft kan tenkes å være aktuell i forhold til videre oppkjøp i og/eller etablering av industrielt og strategisk samarbeid med selskapet. Men posisjonen kan også benyttes i annen nordisk og europeisk posisjonering.

Vi tror det vil etableres en nordisk og europeisk struktur hvor Statkraft SF må finne sin posisjon parallelt med at Statkraft SF deltar i en norsk konsolidering. Verken det strategiske eller kapitalmessige bildet blir dermed fullstendig ved å vurdere foretakets planer om vekst i Norge isolert.

Imidlertid er det vanskelig å trekke opp en klar strategi på det nåværende tidspunkt i forhold til den nordiske og europeiske omstruktureringen. Mulighetene vil avtegne seg over tid, og det er de aktører som raskt kan tilpasse seg og utnytte disse mulighetene som vil evne å etablere de beste posisjonene i det nye europeiske kraftmarkedet.

Usikkerheten knyttet til restruktureringen av det europeiske kraftmarkedet bør ikke være til hinder for at Statkraft SF skal gjøres i stand til å nå sine mål i det norske markedet.

4.3 Maksimere lønnsomhet i kraftproduksjon

4.3.1 Strategier for økt lønnsomhet

Statkraft SF har et uttrykt oppstrømsfokus. Utgangspunktet for den videre strategi bør være å maksimere lønnsomhet i kraftproduksjon, både ved kostnadsreduksjoner og maksimering av verdien av produksjonen.

Statkraft SFs norske strategi inkluderer

- kostnadmessig effektivisering av eksisterende virksomhet,
- inntektsmessig effektivisering gjennom videreutvikling av engroshandelsvirksomheten og
- effektivisering gjennom utnyttelse av skalafordeler ved økt kapasitet (utbygging og oppkjøp).

4.3.2 Lønnsomhet i egen kraftproduksjon

Vi konstaterer at Statkraft SF har redusert kostnadene knyttet til drift og vedlikehold av vannkraftanleggene betydelig de siste 10 årene. Fortsatt fokus på effektivisering er vesentlig også i et fremtidig konkurranseutsatt marked med sterkt prispress selv om påvirkbare kostnader i vannkraftproduksjonen er små relativt til termisk kraftproduksjon.

4.3.3 Lønnsomhet gjennom effektiv engroshandel

Som nevnt i 3.3 utgjør en effektiv engroshandelfunksjon en vesentlig forutsetning for å kunne utnytte de fordeler og særpreg som er knyttet til Statkraft SFs produksjonsstruktur. Engroshandelsvirksomheten er altså i første rekke viktig for en effektiv utnyttelse av egen kraftproduksjon.

Så lenge man har et effektivt engrosmarked, vil markedstilgangen uansett være tilstede. Men prismessig posisjonering og maksimering av inntektene forutsetter et aktivt forhold til markedet, ikke minst i forhold til særpregene med Statkraft SFs produksjon. Informasjon om hvordan markedet fungerer er essensielt i denne sammenheng, og informasjonen sikres gjennom aktiv markedsdeltakelse.

Det er svært viktig med aktiv tilstedeværelse både i Norden og Nord-Europa også i de geografiske og produktmessige markedene hvor Statkraft SF ikke har produksjonskapasitet, men som er viktig også for prisen på det produktet Statkraft SF leverer. Med den tendens man nå ser i retning av integrasjon

mellom gass- og kraftmarkedene, vil en aktiv tilstedeværelse i engrosmarkedet for gass også være viktig.

Statkraft SFs har en godt utbygd markedsorganisasjon og høy kompetanse når det gjelder kraftmarkedet, spesielt innen vannkraft. Denne posisjonen er det viktig å sette ressurser på å bevare og videreutvikle.

4.3.4 Lønnsomhet gjennom vekst i form av oppkjøp

Selv om skalafordelene er større i andre deler av verdikjeden enn i kraftproduksjon, er det flere forhold som taler for at det er økonomisk fornuftig at Statkraft SF øker kraftproduksjonen gjennom oppkjøp av andre selskaper. Det eksisterer skalafordeler i drift, vandisponering, krafthandel mv. Statkraft SF er allerede i dag i posisjon til å utnytte slike skalafordeler på grunn av egen størrelse. Men geografiske bestemte skalaeffekter vil antakelig kunne hentes ut fordi Statkraft SF har produksjonskapasitet i mange deler av landet.

Samtidig er det et vesentlig poeng at de aller fleste andre kraftselskaper i Norge antakelig er under en ”kritisk masse”. For disse selskapene kan det være betydelige skalafordeler å hente, ikke minst når det gjelder produksjonsoptimalisering og engroshandel. Statkraft SF vil være i posisjon til å hente ut slike skalaeffekter hos disse aktørene.

4.4 Lønnsomhet i kraftutbygginger i Norge

Statkraft SF sitter på rettigheter og planer for en relativt ambisiøs utbygging av kraftproduksjon de neste årene, inkludert vann-, vind- og gasskraft. Med dagens prisnivå er det ikke knyttet store merverdier til disse prosjektene, utenom enkelte vannkraftprosjekter. Men så lenge prosjektene kan forsvares økonomisk sett, bør de bygges ut.

4.5 Muligheter og utfordringer knyttet til oppkjøp av kraftselskaper

4.5.1 Tidsvindu for oppkjøp

Det eksisterer antakelig et tidsvindu for ekspansjon gjennom kjøp av andre kommunalt og fylkeskommunalt eide kraftselskaper de nærmeste årene. Det er under utvikling et ønske blant mange offentlige eiere om å realisere verdier i kraftrelatert virksomhet fordi dette ikke lenger ses på som en kommunal og fylkeskommunal oppgave. Samtidig er store aktører som Statkraft SF bedre i stand til å utvikle regionale kraftselskaper enn dagens eiere.

Som nevnt i 3.5, gir konsesjonsreglene og statlig eie Statkraft SF fordeler i forhold til oppkjøp av annen offentlig eid kraftvirksomhet.

4.5.2 Kontroll og styring

Hittil har Statkraft SF kjøpt opp minoritetsposter i regionale kraftselskaper. I følge søknaden om kapitaltilførsel, er det et mål for Statkraft SF å komme i kontrollerende eierposisjoner i disse selskapene.

Som nevnt i 3.4, står Statkraft SF overfor store utfordringer i å videreutvikle disse selskapene så lenge foretaket ikke har kontroll og styringsmuligheter. Vi tror det er vesentlig at Statkraft SF kommer i kontrollerende posisjon i de selskapene man har eierandeler i og i selskaper man vil komme til å kjøpe opp. Dette vil gjøre det lettere å utnytte stordriftsfordeler i produksjonen. Enda viktigere er det å etablere et grunnlag for å disponere nedstrømsaktiviteten på en effektiv måte fordi skalaeffektene er her mye større enn i kraftproduksjon.

Det er mulig å etablere samarbeidsformer som sikrer utnyttelse av skalaeffekter. Men det er normalt langt mer krevende å etablere et grunnlag for utnyttelse av skalaeffekter gjennom samarbeid enn gjennom direkte kontroll. Med det antallet regionale selskaper Statkraft SF nå er engasjert i, blir ikke dette lettere.

4.5.3 Nedstrømsaktiviter

Gjennom oppkjøp av regionale kraftselskaper blir Statkraft SF en betydelig eier av kraftoverføring og sluttbrukeromsetning. Det er som nevnt begrenset med synergieffekter mellom opp- og nedstrømsvirksomhet samtidig som det er betydelige horisontale stordriftsfordeler innen kraftoverføring og sluttbrukeromsetning, også mot ikke-kraftrelatert virksomhet. Statkraft SF har derfor begrensede forutsetninger for å være en aktiv bidragsyter når det gjelder kraftoverføring og sluttbrukeromsetning utover det rent finansielle.

De norske deleide virksomhetene er hver for seg og sammen små sett i et nordisk og europeisk perspektiv. Både volummessig og kompetansemessig vil Statkraft SF og de deleide virksomhetene stå overfor betydelige utfordringer når det gjelder lønnsomheten, også om virksomhetene slås sammen. Sluttbrukeromsetningen stilles i dag overfor marginer som er meget lave. Store aktører som utnytter skalafordeler innen kundebehandling og produktutvikling vil stå i en langt sterkere posisjon enn det de deleide virksomhetene i Norge gjør. Innenfor kraftoverføring er også marginene fallende som en følge av fallende inntektstak. Dette setter store krav til effektivisering av nettdriften, også gjennom utnyttelse av skalafordeler, for å oppnå lønnsomhet i fremtiden.

Statkraft SF vil neppe kunne være eneste partner ved en integrasjon av de deleide virksomhetene innen kraftoverføring og sluttbrukeromsetning. Det er nødvendig med inntreden av en aktør som sammen med Statkraft SFs oppkjøpte virksomhet har tilstrekkelig volum og kompetanse innen denne type virksomhet. Når det gjelder sluttbrukeromsetning er det antakelig nødvendig å inngå allianser med større selskaper i europeisk sammenheng for å kunne oppnå tilstrekkelig lønnsomhet.

Det er etter vår oppfatning svært viktig at Statkraft SF konkretiserer et partnerforhold raskt for å kunne sette de norske nedstrømsaktivitetene inn i en verdiskapende sammenheng. Særlig innen sluttbrukeromsetning er markedet i raskt endring. For å lykkes i markedet, må man raskt etablere en konkurransedyktig virksomhet.

Et alternativ for Statkraft SF vil være å selge nedstrømsaktivitetene til kraftselskaper med nedstrømsfokus forutsatt at foretaket er i posisjon til å vedta dette alene eller sammen med andre eiere.

4.5.4 Pris og tilgang på produksjonskapasitet og kraftprisutvikling

Pris ved oppkjøp av produksjonskapasitet og fremtidig kraftprisutvikling er selvsagt vesentlige faktorer i forhold til oppkjøp av produksjonskapasitet. Det fremgår av våre analyser i forbindelse med verdivurderingen vi utførte av Statkraft på oppdrag fra Olje- og energidepartementet i august i år at prisnivået på oppkjøp av produksjonskapasitet har ligget høyt relativt til prisene i kraftmarkedet. Men det synes som om også prisnivået på kraftproduksjonskapasitet er i ferd med å falle.

Større villighet hos kommunale og fylkeskommunale eiere til å selge vil kunne presse prisnivået ytterligere ned. Prisnivået fremover vil også være avhengig av hvorvidt det etableres andre konstellasjoner som vil delta i konsolideringsprosessen på kraftproduksjonssiden. Konesjonsreglene reduserer antallet aktuelle aktører. Men man skal ikke se bort fra at konstellasjoner av offentlige aktører kan konkurrere med Statkraft SF når det gjelder oppkjøp av offentlig eid virksomhet.

Statkraft SF må også forholde seg til at spotprisnivået i årene fremover er meget usikkert. En rekke momenter kan tale for henholdsvis høyere eller lavere priser fremover enn det som følger av forventningene i markedet i dag. Blant momenter som kan tale for at Statkraft SF vil kunne oppnå en høyere pris fremover kan nevnes:

- Kraftbalansen i Norden og Europa strammes til raskere enn forventet som en følge av rask forbruksvekst.
- Innføringen av miljømessige markedskorrektiver (CO₂-avgifter/kvotehandling) blir effektiv raskt og har en stor prisvirkning. For Statkraft SF vil slike prisvirkninger slå direkte ut i resultatet som en følge av at selskapet utelukkende baserer sin produksjon på vannkraft.
- Kjernekraftindustrien i Europa blir utsatt for omfattende pålegg om utrangering av kjernekraftverk.
- Produsentene i Europa lykkes med storstilt konsolidering som gir grunnlag for strategisk prisøkende atferd. Det kan blant annet gjøres ved å utrangere produksjonskapasitet, eventuelt legge kapasitet i "møllpose" i påvente av en strammere kraftbalanse eller ved å redusere tilbudet på andre måter.
- Risikoaversjon og/eller formelle hindringer (miljømessige krav, konsesjonskrav mv.) gjør at utbygging av ny kapasitet ligger etter det faktiske behovet i markedet.

Blant momenter som kan gi lavere kraftpriser fremover kan nevnes:

- Kraftbalansen strammes saktere inn en forutsatt, blant annet om en følge av lav forbruksvekst i Europa.
- Produksjonskostnadene for ny kapasitet presses ned på grunn av lav gasspris og/eller teknologisk forbedring (lavere investeringskostnader, høyere virkningsgrad mv.)
- Overføringskapasiteten mellom det nordiske og kontinentale markedet utvides slik at lave priser i Europa i større grad påvirker prisnivået i Norden.
- Produsentenes investeringsatferd gjør at fremtidig prisnivå permanent eller i lengre perioder ligger under produksjonskostnader for ny kapasitet. Dette er et ikke ukjent fenomen i markeder med mange tilbydere, begrensede barrierer for nye aktører og stort innslag av faste kostnader.
- Klimaendringer fører til permanent høyere temperaturer og stort tilslag i vannkraftproduksjonen.

Samtidig er det viktig å være klar over at den usikkerhet og sykliske utvikling som har preget kraftmarkedet de senere år, antakelig vil være en permanent situasjon. Som andre "commodity-markeder" vil kraftmarkedet ventelig permanent ha et sterkt syklisk preg.

5 Statkraft SFs investeringsplan og økonomiske konsekvenser

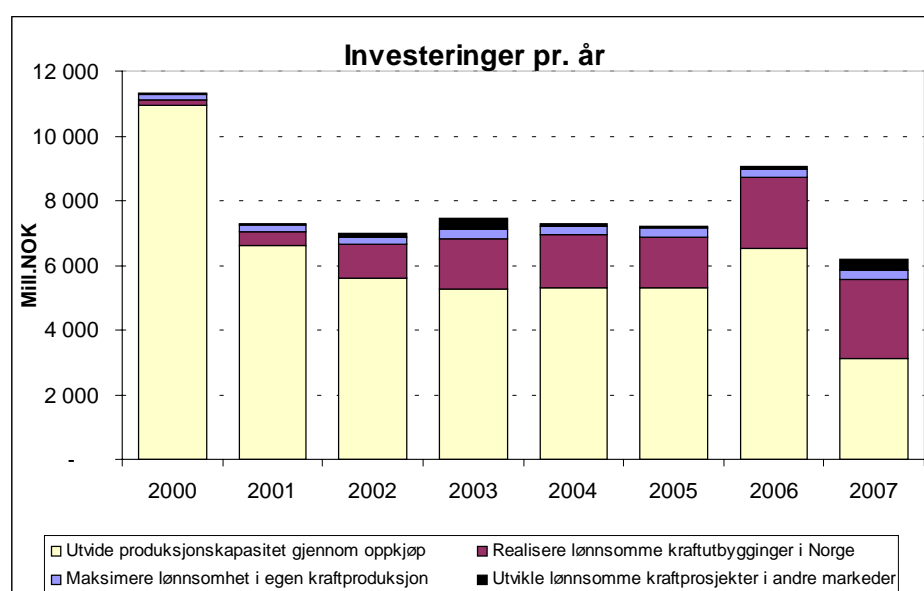
5.1 Investeringsplan

Statkraft SF har presentert en investeringsplan for perioden 2000 – 2007. Statkraft SFs utgangspunkt er en økning i produksjonskapasiteten frem til 2007 på 34 TWh. Av dette vil 28 TWh være knyttet til oppkjøp av kapasitet. Man tror det i liten grad vil være mulig å kjøpe kraftanlegg direkte. Oppkjøp av produksjonskapasitet vil i hovedsak måtte skje indirekte ved kjøp av kraftselskaper som også har annen virksomhet.

Planlagte investeringer i perioden fordeler seg på foretakets satsingsområder som følger:

<i>Satsingsområde</i>	<i>Mrd. NOK</i>
Maksimere lønnsomhet i egen produksjon	2
Videreutvikle og maksimere lønnsomhet innen engroshandel	-
Realisere lønnsomme kraftutbygginger	11
Utvide produksjonskapasitet gjennom oppkjøp	49
Utvikle lønnsomme kraftprosjekter i andre markeder	1
Totalt	63

Statkraft SF har videre vist tidsfordelingen av planlagte investeringer som følger:



Det knytter seg usikkerhet til størrelsen på investeringene og fordelingen av investeringene i tid. Statkrafts investeringsaktivitet vil blant annet avhenge av faktorer som prisutviklingen for kraft og utbyggingskostnaden for ny produksjonskapasitet. I og med at så stor andel av økningen skal skje

gjennom oppkjøp, vil Statkraft SF i stor grad være avhengig av omfanget av og tempoet i restruktureringen av kraftsektoren og villighet blant dagens eiere til å selge. Hvilke selskaper Statkraft SF kommer i posisjon til å kjøpe opp og når dette skjer er avhengig av en rekke faktorer utenfor foretakets kontroll.

Etter vår oppfatning bør planen derfor ses på som et av flere scenarier for hvordan investeringsutviklingen faktisk vil bli.

Investeringene knyttet til nye kraftutbygginger ventes i perioden å utgjøre NOK 11 mrd, tilsvarende ny produksjonskapasitet på ca 6 TWh. Dette inkluderer både vannkraft, vindkraft og gasskraft.

Statkraft SF har angitt at investeringene i andre selskaper vil utgjøre NOK 49 milliarder i perioden frem til 2007. Det er oppgitt at dette beløpet reflekterer egenkapitalinvesteringer både i selskaper Statkraft SF i dag har aksjer i (videre oppkjøp) og andre selskaper. Den virksomheten man dermed får tilgang til er større enn en investering på NOK 49 milliarder reflekterer på grunn av gjeldsbelastningen i de oppkjøpte selskapene. Samtidig er de fleste av de aktuelle selskapene vertikalt integrerte med både nett og omsetning.

Vi har forutsatt at de norske selskapene Statkraft SF i dag har eierandeler i kjøpes opp 100 prosent i perioden. Det er langt fra gitt at Statkraft SF vil komme i posisjon til å kjøpe seg opp 100 prosent i alle disse selskapene. På den annen side er det ikke urimelig å anta at Statkraft SF alternativt vil selge seg ut. Foretaket må da kjøpe opp andre selskaper for å opprettholde kapasiteten.

For å nå målet om en økning i produksjonskapasiteten gjennom oppkjøp med 28 TWh, må Statkraft SF kjøpe opp ytterligere kapasitet. I følge Statkraft SFs søknad gjelder dette oppkjøp av et til to selskaper i tillegg til dem man i dag har eierandeler i. Det er imidlertid ikke nødvendigvis to selskaper i det norske markedet som er av en slik størrelse at Statkraft SF vil kunne nå dette vekstmålet. På den annen side blir det også foretatt investeringer i økt produksjon gjennom de selskapene Statkraft SF allerede har eierandeler i. Gjennom regionale oppkjøp økes det totale omfanget av den virksomheten Statkraft SF er engasjert i og som vil kunne overtas helt av Statkraft SF om man lykkes i å overta dagens deleide selskaper fullt ut.

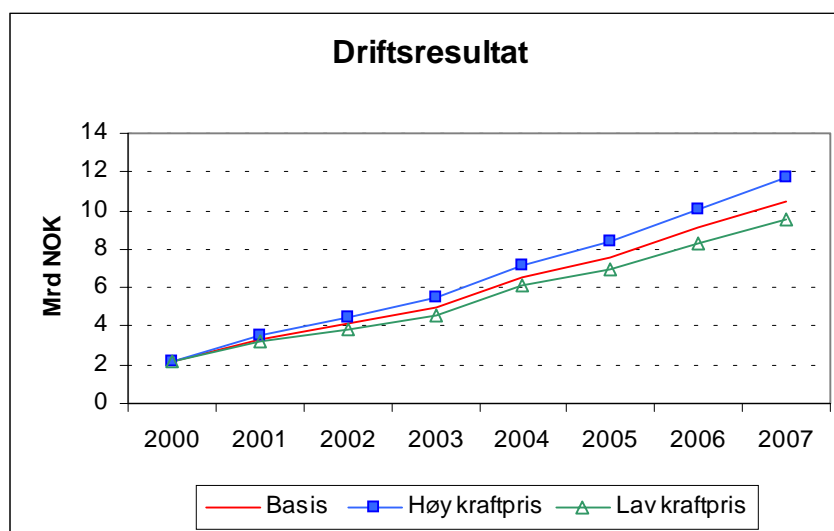
Selv om vi er enig i at det synes å tegne seg en situasjon med økt mulighet for oppkjøp av kommunalt og fylkeskommunalt eid kraftproduksjon, anser vi Statkraft SFs vekstplan i Norge som ambisiøs. Men planen er ikke urealistisk. Muligheten til å få tilgang på kapasitet av den nevnte størrelsen til en akseptabel pris, vil avhenge av salgsvillighet og eventuell konkurranse fra andre aktører på oppkjøpssiden.

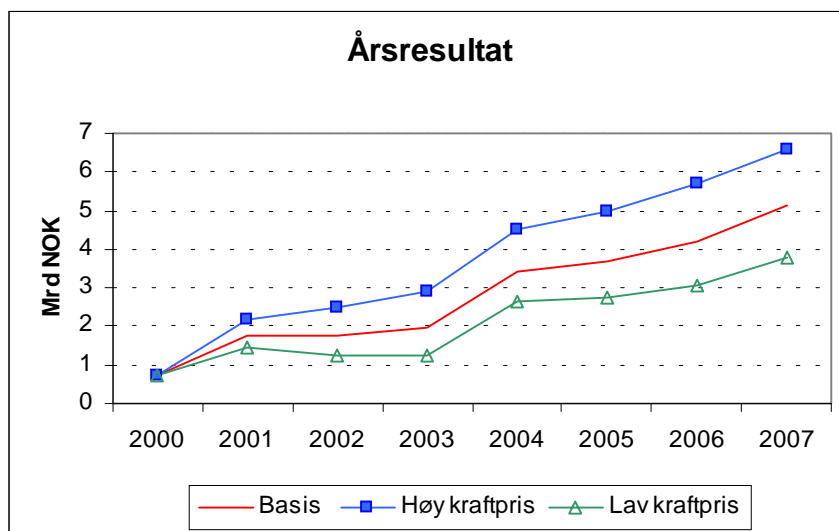
5.2 Finansielle fremskrivninger basert på Statkraft SFs investeringsplan

Vi har foretatt finansielle fremskrivninger basert på de investeringsplaner og den kapitalfilførsel Statkraft SF har angitt i sin søknad. Statkraft har søkt om en økning i foretakskapitalen på NOK 5 milliarder i 2001 og indikert et ytterligere behov på NOK 8 milliarder i 2004. Det er forutsatt en årlig utbytteutdeling på 30 prosent av årsoverskuddet. Fremskrivningene er for øvrig basert på den prisutvikling som dagens kontraktmarked reflekterer. I tillegg er det gjort fremskrivninger basert på alternative prisutviklinger. Både disse og andre forutsetninger som ligger til grunn for fremskrivningene er nærmere beskrevet i vedlegg til rapporten.

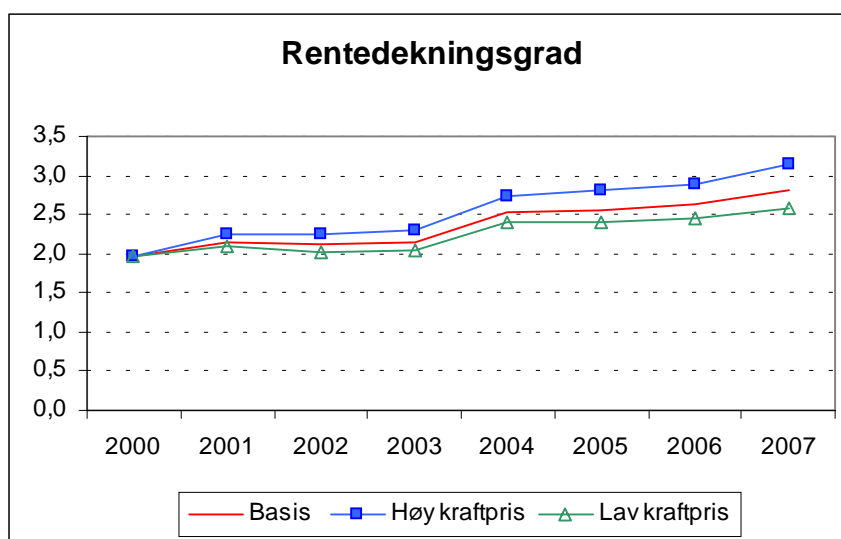
Som nevnt vil det være en betydelig usikkerhet knyttet til investeringsplanen, og dermed også til de finansielle fremskrivningene som baserer seg på denne planen. Etter vår oppfatning bør dette mer anses å være et blant flere scenarier enn en konkret plan. På den annen side viser fremskrivningene de finansielle og regnskapsmessige konsekvensene av de ambisjoner Statkraft SF har i forhold til investeringer i det norske kraftmarkedet.

Fremskrivningene viser at både driftsresultat og årsresultat vokser i perioden på tross av store investeringer med tilhørende vekst i avskrivninger og finanskostnader. Årsaken til dette er blant annet vekst i forventede kraftpriser i perioden.

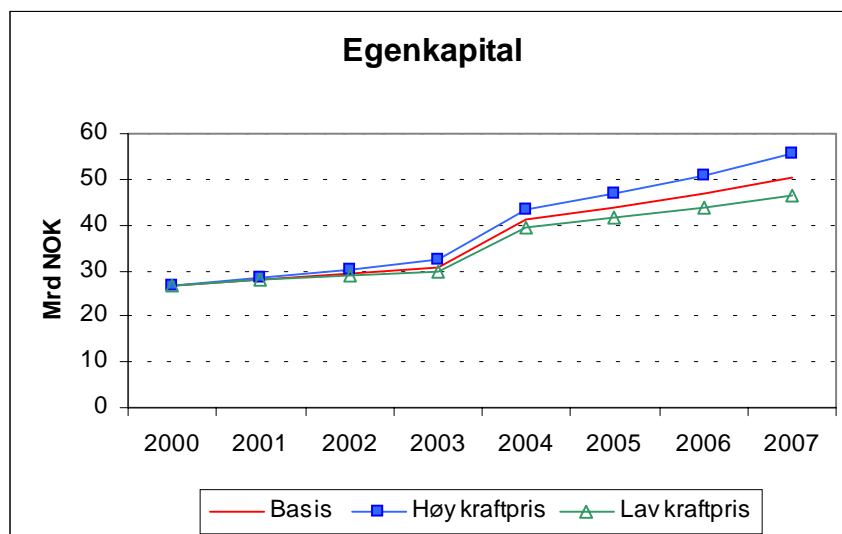




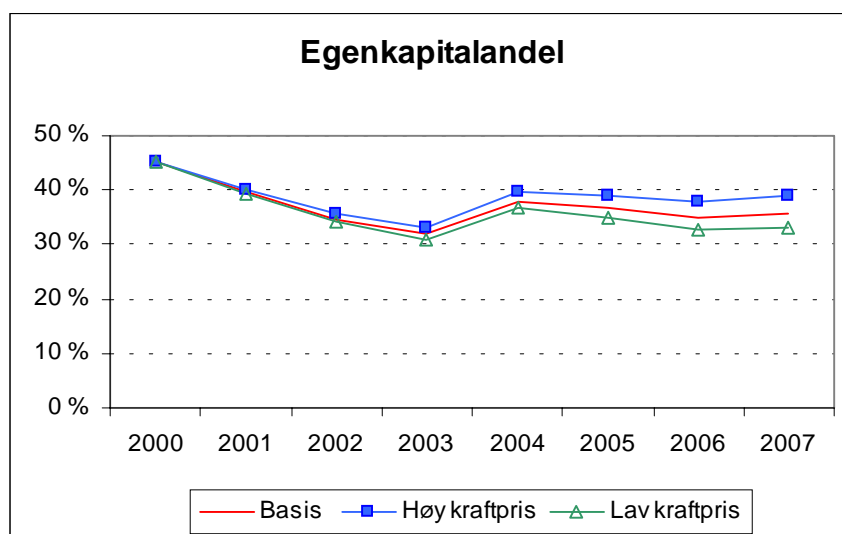
Rentedekningsgraden har også en stigende tendens. Dette nøkkeltallet sier noe om foretakets evne til å betjene gjelden. Rentedekningsgraden er her målt som $(\text{driftsresultat} + \text{finanskostnader}) / \text{finanskostnader}$.



Egenkapitalen vil øke i takt med foretakets overskudd og tilførsel av egenkapital fra eier.



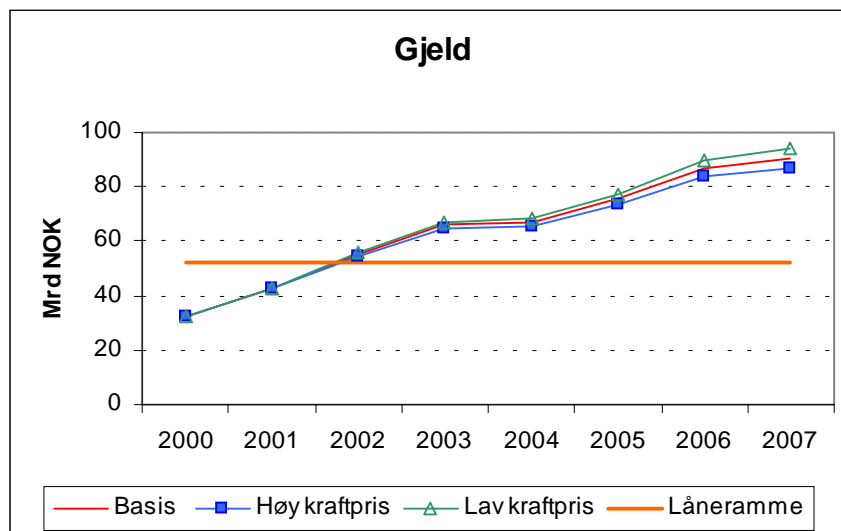
Egenkapitalandelen synker derimot i hele perioden og vil i hovedsak ligge under 40 prosent. Konsolideringsforutsetningen påvirker utviklingen i egenkapitalandelen. Vi har forutsatt en gradvis innkonsolidering av selskaper i hele perioden. Dersom hovedtyngden av innkonsolidering skjer senere i perioden, vil egenkapitalandelen være høyere de første årene enn vi har forutsatt.



Foretakets gjeldsoptak i tilknytning til investeringene, både direkte og ved overtakelse av gjeld i oppkjøpte selskaper, blir meget høy. Foretakets totale gjeld (inkludert datterselskaper) vil allerede tidlig i perioden overstige den omsøkte låne- og garantirammen (mrd NOK 52,5).

Gjeld som er tatt opp av selskaper Statkraft SF har eierandeler i, og som Statkraft SF ikke garanterer for, vil ikke bli regnet med i forhold til låne- og garantirammen. For å minimere finansieringskostnadene, vil det imidlertid antakelig være formålstjenlig for Statkraft SF å overta eller garantere for lån i oppkjøpte selskaper. De rentekostnadene som er inkludert i våre beregninger reflekterer denne forutsetningen. Det kan være at Statkraft SF

likevel ikke ønsker å konsolidere inn gjelden, eventuelt at dette skjer senere enn vi har forutsatt.



6 Kapitalsituasjon og -behov

6.1 Statkraft SFs kapitalmessige rammebetingelser

Staten er som eier av Statkraft SF fullt ut ansvarlig for foretakets forpliktelser. For foretaket er dermed kapitalstruktur og egenkapitalandel av mindre forretningsmessig og finansiell betydning enn om selskapet hadde vært et privat selskap.

Samtidig er det konkurransemessige og styringsmessige argumenter for at foretakets egenkapital skal være på et fornuftig nivå. Foretaket skal drives etter forretningsmessige prinsipper og bør settes i stand til å agere i markedet som andre aktører. Dette forutsetter etter vår oppfatning at selskapet har en egenkapitalsituasjon som generelt er håndterbar uavhengig av selskapsformen.

Det er etablert et målsetting om å holde egenkapitalandelen på rundt 40 prosent (jf. St. prp. nr. 1 for 1999-2000) målt i forhold til bokført verdi. Den reelle egenkapitalandelen vil etter vår oppfatning være høyere fordi det er knyttet merverdier til Statkraft SFs virksomhet utover den regnskapsmessige verdien. Vi viser i denne forbindelse til vår verdivurdering av august i år.

Selskapet har en begrenset lånekapasitet som en følge av den låneramme man i henhold til vedtektene er pålagt. Lånekapasiteten er liten med de oppkjøp man har gjort hittil i 2000 og de kjøpsforpliktelser som ligger i salgsopsjoner utstedt til øvrige eiere av de selskapene man har gått inn i.

Vi observerer for øvrig at Statkraft SF har en relativt høy innlånskostnad hensyntatt at Staten reelt er garantist. Man låner nå til en rente over NIBOR. Differansen mot Statens lånekostnad har økt den senere tid. En av årsakene til dette er antakelig at det store omfanget av Statkraft SFs opplåning den senere tid har presset de enkelte långiveres rammer for statsgaranterte lån. Så lenge Statkraft SF øker sine låneopptak, vil dermed antakelig også Statkraft SFs innlånsrente øke. En annen årsak kan være at det internasjonale kapitalmarkedet ikke fullt ut tar inn over seg at Statkraft SF i realiteten er statsgarantert eller legger stor vekt på den likviditetsmessige usikkerhet som er knyttet til den prosess som trer inn ved betalingsvansker.

Uansett årsak tror vi foretakets innlånskostnad vil kunne vokse ytterligere ved en skjev kapitalstruktur. Både for foretaket og for foretakets eier vil dette tale for en egenkapital på et rimelig nivå.

6.2 Kapitalbehovet gitt Statkraft SFs investeringsplan

I og med at Statkraft SFs søknad, og våre finansielle fremskrivninger, fokuserer på vekst i Norge, vil vurderingene ikke kunne omfatte behovet for kapitalmessig fleksibilitet for øvrig. Men fremskrivningene gir en indikasjon på kapitalsituasjonen gitt Statkraft SFs norske vekstambisjon.

De finansielle fremskrivningene leder frem til følgende konklusjon:

- Med en tilførsel av NOK 13 milliarder i ny foretakskapital i perioden presses egenkapitalen under målet på 40 prosent. Ved en lav kraftpris presses egenkapitalandelen under et nivå som etter vår oppfatning på lengre sikt er ønskelig. Men med kapital- og eiersituasjonen i Statkraft SF, er situasjonen i alle alternativer forsvarlig hensyntatt at den reelle egenkapitalen er høyere.
- Låne- og garantirammen nås relativt raskt og den foreslåtte økning på NOK 10 milliarder til NOK 52,5 milliarder er ikke tilstrekkelig forutsatt at all oppkjøpt virksomhet konsolideres inn i Statkraft SF eller at Statkraft SF garanterer for lån i datterselskapene. For Statkraft SF vil det antakelig være formålstjenlig å overta eller garantere for lån i datterselskapene for å minimere finansieringskostnadene. De rentekostnadene som er inkludert i våre beregninger reflekterer denne forutsetningen. Det kan være at Statkraft SF likevel ikke ønsker å konsolidere inn gjelden, eventuelt at det vil skje senere enn vi har forutsatt.
- Drifts- og årsresultatene øker på tross av kraftig investeringsvekst.

6.3 Behov for finansiell fleksibilitet

Det er meget vanskelig å forutse investeringsmuligheter i Norge, både i omfang og periodisering. Tilsvarende gjelder for muligheter som oppstår i det øvrige nordiske og europeiske markedet.

Man konkurrerer med en del europeiske selskaper med stor kapitalmessig styrke. Samtidig skjer endringene i kraftmarkedet hurtig. I en slik sammenheng er det viktig med kapitalmessig handlefrihet. Kapitaltilgang er en viktig konkurransefaktor i et marked i endring.

For Statkraft SFs vedkommende kan dette løses gjennom

- ”romslig” foretakskapital,
- vide låne- og garantirammen og/eller
- system for rask behandling av søknader om tilførsel av ny foretakskapital og utvidelse av låne- og garantirammen.

7 Vedlegg

7.1 Finansielle fremskrivninger - forutsetninger

7.1.1 Konsolidering

De finansielle fremskrivningene for perioden 2001 til 2007 (konsernregnskapet) forutsetter at selskaper som i dag er behandlet etter egenkapitalmetoden (BKK, OEP, VK, SKK og HEAS) i løpet av perioden konsolideres inn i konsernregnskapet. Alle nye oppkjøp konsolideres også inn.

Dette følger som en konsekvens av at Statkraft SFs mål er eierkontroll av de selskaper foretaket erverver aksjer i. Det vil imidlertid være noe usikkert når i perioden innkonsolideringen vil skje.

7.1.2 Investeringer

Vi har lagt til grunn den investeringsplan som Statkraft SF har presentert i sin søknad. Når det gjelder oppkjøp av selskaper, har vi gjort følgende forutsetninger:

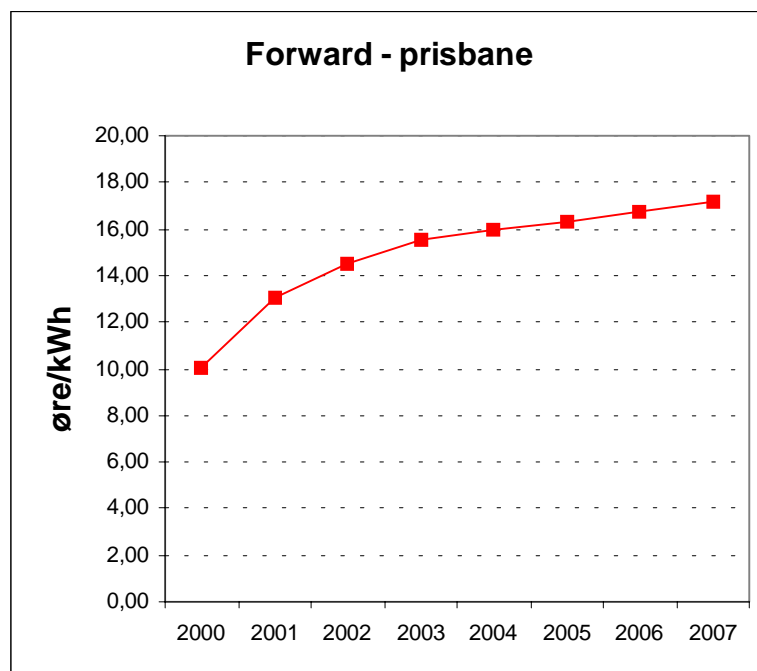
- Gjennomsnittlig (reell) egenkapital i oppkjøpte selskaper utgjør 57 prosent.
- Produksjon utgjør 60 prosent, nett 35 prosent og sluttbrukeromsetning 5 prosent av verdiene i de oppkjøpte selskapene.
- Pris for kraftproduksjon målt pr. kWh utgjør NOK 1,75 i gjennomsnitt for hele perioden.

7.1.3 Utbytte

Det er lagt til grunn en utbytteutdeling på 30 prosent av årsoverskuddet.

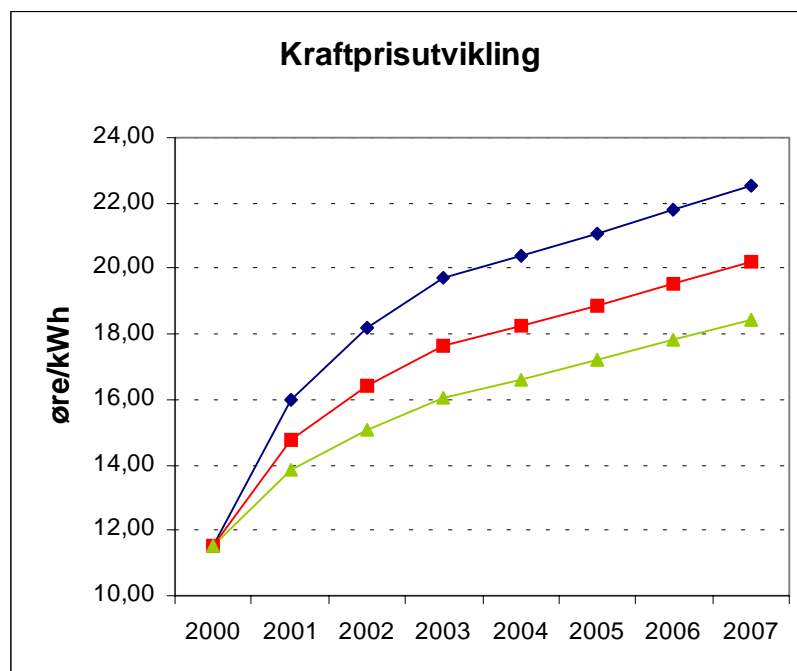
7.1.4 Kraftpriser

Dagens kraftmarked gir relativt klare forventningsindikasjoner for de neste 10 årene og vi finner grunn til å legge dette til grunn som basisforutsetning for estimering av spotpriser (grunnkraft) for de 10 første årene.



Statkraft SF henter merverdier i forhold til grunnkraftprisen knyttet til reguleringsgrad og effektkapasitet. Brukstiden for Statkraft SFs produksjonskapasitet er ca. 3800 timer (ut fra installert effektkapasitet). Som nevnt er det meget stor usikkerhet knyttet til hvor store disse merverdiene vil bli i årene fremover blant annet fordi man ikke har erfaring fra prisdannelser i markeder i noenlunde balanse. Vi finner det rimelig å anta at overskuddskapasiteten i Europa gjør at prisdifferansene i begrenset grad vil øke inntil markedet er i mer kapasitetsmessig balanse. Vi legger til grunn en begrenset vekst i prisdifferansene i det nordiske markedet frem mot 2010. Som en følge av dette forutsetter vi at Statkraft SF oppnår marginer i forhold til grunnkraftprisen voksende fra 1,5 øre/kWh i 2000 til 3 øre/kWh i 2010 (reelle tall).

Generelt sett må det kunne sies å være en betydelig usikkerhet knyttet til fremtidig kraftprisutvikling. Vi har derfor vurdert verdiene av Statkraft SF ut fra alternative prisforutsetninger (høyt og lavt alternativ).



7.1.5 Produksjonsvolum

Det er tatt utgangspunkt i en årlig produksjon tilsvarende middelproduksjon på TWh 32,5. Både 1999 og 2000 er imidlertid nedbørrike år med høy produksjon. Statkraft SFs magasinbeholdning ved inngangen til 2000 (28,5 TWh) lå over normalbeholdningen. Dette vil sammen med stort tilsig i 2000 påvirke produksjonen i 2000 og senere. Det er derfor forutsatt en høyere produksjon enn middelproduksjon de første tre årene.

7.1.6 Kontraktportefølje

Statkraft SFs kontraktportefølje omfatter

- langsiktige salgskontrakter med kraftintensiv industri til priser fastsatt av Stortinget,
- langsiktige leveringsforpliktelser til konsesjonskraftavtagere til selvkost (i henhold til konsesjonsvilkår),
- langsiktige kraftutvekslingsavtaler med utenlandske selskaper og
- fysiske og finansielle kontrakter som inngås løpende med sikringsformål.

Det er tatt hensyn til inntektsvirkningen i forhold til forventede spotpriser av de langsiktige kontraktsforpliktelsene.

Industri- og konsesjonskontrakter er vurdert basert på opplysninger fra Statkraft SF om priser og volumer.

Inntektpotensialet fra Statkraft SFs eksisterende kraftutvekslingsavtaler med utenlandske selskaper er vurdert med utgangspunkt i tilgjengelig informasjon om kontraktens løpetid, volum og andel av inntektene som tilfaller Statkraft SF

De priser Statkraft SF oppnår på toppkraftleveransene er ikke tilgjengelige, og inntektsvirkningen er derfor basert på anslag fra vår side.

Avtalene ble inngått i første halvdel av 1990-tallet hvor markedssituasjonen var en annen enn dagens, og alternativkostnaden knyttet til toppkraftproduksjon på kontinentet ble vurdert annerledes enn i dag. Vi har lagt til grunn prisanslag blant annet basert på en vurdering av toppkraftkostnadene da avtalene ble inngått.

7.1.7 Skatt

Statkraft SF er underlagt norsk kraftbeskatning som består av følgende elementer:

- Naturressursskatt
- Ordinær overskuddskatt
- Grunnrenteskatt beregnet pr. kraftverk med en sats på 27 prosent
- Eiendomsskatt

Selskapets fremtidige skattebelastning er beregnet på basis av dette og informasjon om selskapets skatteposisjon i årsberetningen for 1999.

7.1.8 Overføringskostnader

Statkraft SFs kostnader til overføring forventes å synke betraktelig i årene fremover. Dette følger dels av de generelle krav til tariffreduksjoner som nettselskapene i Norge er underlagt. Samtidig er Statnett SF i ferd med å legge om tariffstrukturen slik at en større andel av overføringskostnadene belastes kjøper av kraft. Omgjøringen av kraftutvekslingsavtalene til finansielle avtaler virker også reduserende på overføringstariffene.

Overføringskostnadene er forutsatt økt forholdsmessig ved oppkjøp av ny virksomhet.

7.1.9 Engroshandel/trading

Vi har tatt utgangspunkt i at Statkraft SFs markedsorganisasjon i første rekke er posisjonert til å maksimere verdien av Statkraft SFs egen kraftportefølje. Dette er reflektert i anslaget på gjennomsnittlige kraftpriser. Vi har derfor ikke forutsatt noen selvstendige inntekter knyttet til Statkraft SFs markedsoperasjoner.

7.1.10 Inntekter fra kraftoverføring og sluttbrukeromsetning

Også kraftoverføring og sluttbrukeromsetning er konsolidert inn i Statkraft SFs regnskap. Det er forutsatt at Statkraft SF oppnår en tilfredstillende avkastning på denne virksomheten i perioden.

7.1.11 Driftskostnader

Statkraft SFs virksomhet er meget kapitalintensiv, og driftskostnadene utgjør mindre vesentlige beløp. Det er forutsatt at 1999 (justert for salg av Statkraft Anlegg AS) er representativt for det fremtidige kostnadsnivået. Driftskostnadene er økt forholdsmessig ved oppkjøp av ny virksomhet.

7.1.12 Fremtidig reinvesteringsbehov

Avskrivninger i Statkraft SFs regnskap utgjorde i 1999 MNOK 759. Store deler av Statkraft SFs aktiva, for eksempel damanlegg og tunneler, er i praksis ikke utsatt for "slit og elde" på en slik måte at det er nødvendig med reinvesteringer for å opprettholde produksjonskapasiteten.

Reguleringsanlegg utgjør 54 prosent av Statkraft SFs varige driftsmidler. I tillegg har en del utskiftbare aktiva levetider som gjør at reinvesteringer først vil være aktuelle om et betydelig antall år. Samtidig kombineres reinvesteringer i kraftsektoren normalt med oppgraderinger som en følge av forbedret teknologi m.v. og som gir økt ytelse. De reinvesteringer Statkraft SF kommer til å gjennomføre fremover vil også ha innslag av forbedringer som øker produksjonskapasiteten. Nødvendige reinvesteringer for å opprettholde gjeldende kapasitet vil derfor være betydelig lavere enn de avskrivninger Statkraft SF tar i regnskapet.

Basert på dette og vår generelle forståelse av den type anleggsmidler som Statkraft SF besitter pr i dag, har vi valgt å legge til grunn et reinvesteringsnivå i størrelsesorden MNOK 150 i de nærmeste årene og i størrelsesorden MNOK 200 (reelt) på sikt. Disse tallene er justert med forventet generell inflasjon.

Reinvesteringsforutsetningene er økt forholdsmessig i takt med de oppkjøp som er forutsatt gjennomført.