



DET KONGELEGE
OLJE- OG ENERGIDEPARTEMENT

St.meld. nr. 37

(2000-2001)

Om vasskrafta og kraftbalansen

*Tilråding frå Olje- og energidepartementet av 6. april 2001,
godkjend i statsråd same dagen.*

1 Innleiing

I denne meldinga drøftar ein ulike sider ved utbygginga i Saltfjellet-Svartisen-området, framset forslag om ei meir effektiv handsaming av vasskraftsaker og klargjer kvifor ein i energipolitikken må leggja meir vekt på farane for eit tørrår. Energipolitikken vart drøfta i Innst. S. nr. 122 (1999-2000) frå energi- og miljøkomiteen på grunnlag av St.meld. nr. 29 Om energipolitikken (1998-99). I denne meldinga er det ikkje lagt opp til ein ny, samla presentasjon av energipolitikken.

Regjeringa foreslår å seia nei til meir vasskraftutbygging i Saltfjellet-Svartisen området. Forslaget gjer det naturleg å leggja fram nokre retningslinjer for dei komande vasskraftsakene. Vasskrafta har spela ei viktig rolle i utviklinga av landet og gitt grunnlag for produksjon og velferd. Frå 1970 til 1990 var det eit høgt tempo i utviklinga av vasskrafta. Samstundes vart det utvikla eit plan-system for å ta vare på heilskapen i utbygginga, og prosessane for godkjenning av nye prosjekt vart tilpassa aukande krav om utgreiing og deltaking. I dei ti siste åra har det vore lite vasskraftutbygging.

Dei beste vasskraftprosjekta er allereie gjennomførde og ein står att med mindre utbyggingar og med nokre utbyggingssaker som er konfliktfylte. Det er òg mindre forståing enn tidlegare for vasskraftutbyggingar som medfører omfattande inngrep i urørt natur. Regjeringa vil ta meir omsyn til urørt natur enn tidlegare når det gjeld nye vasskraftprosjekt. Det er framleis att mange vasskraftprosjekt som kan gi eit monaleg bidrag til meir fornybar elproduksjon. Det vert òg viktig å fornya og utvikla det som allereie er utbygd, og som hovudregel bør ein ikkje setja i verk tiltak som svekkjer vassressursgrunnlaget for den kraftproduksjonen som vi har.

Regjeringa foreslår samstundes å forenkla delar av plansystemet for vasskraftutbyggingar. Forenklingane skal ikkje redusera dei høge krava som er sett til sakshandsaming og deltaking i planprosessen.

Ei vidare utvikling av velferden krev at ein syter for ein energitilgang som er sikker og effektiv. For å få betre balanse mellom produksjon og forbruk enn i dag, og dermed gjera verknadene av tørrår mindre vanskelege, vil det mellom anna vera viktig å leggja til rette for ny kraftproduksjon frå andre energikjelder enn vasskraft.

For å auka tryggleiken i energiforsyninga går Regjeringa inn for

- å gjera sakshandsaminga av nye vasskraftprosjekt enklare
- å leggja til rette for å byggja gasskraftverk
- å ta i bruk naturgass innanlands til energiføremål
- å styrkja og effektivisera arbeidet med omlegging av energibruk og energiproduksjon
- å sikra at kraftmarknaden fungerer godt.

2 Samandrag

Kapittel 3. Om vasskraftutbygginga i Saltfjellet-Svartisen-området

I kapittel 3 gjer ein greie for Regjeringa si vurdering av dei tre utbyggingsprosjekta til Statkraft SF i Saltfjellet-Svartisen-området. Allereie i 1986-87 vart det lagt fram ei samla sak for Stortinget om kraftutbygginga i området, og det vart gitt løyver til utbyggingar av dei tre vassdraga i 1989 og 1990. Etter ei lang og omfattande handsaming av Beiarnsaka, trakk Regjeringa konklusjonen om å stogga utbyggingane i Saltfjellet-Svartisen området.

Kapittel 4. Framtida for vasskrafta

Kapittel 4 inneheld ein gjennomgang av vasskraftutbyggingane fram til i dag og korleis framtida ser ut for nye vasskraftutbyggingar. Ein ser òg på forvaltninga av dei vasskraftanlegga som er bygd ut og på framtida for vasskrafta, mellom anna på handsaminga framover av nye vasskraftsaker. Til slutt i kapitlet går ein gjennom det vidare arbeidet med Samla Plan, suppleringa av Verneplanen for vassdrag og dei nasjonale laksevassdraga. Revisjon av tidlegare gitte reguleringskonsesjonar vert òg omtala.

Vasskrafta har i heile det førre hundreåret spelt ei viktig rolle for det norske industrisamfunnet sin vekst. Ein må ta godt vare på den vasskrafta som er bygd ut. Regjeringa meiner nytta av nye, store vasskraftutbyggingar ikkje er stor nok til å forsvara vidare inngrep i urørt natur som er viktig for miljøet.

Dei største vasskraftutbyggingane i Noreg vart gjennomførde i åra frå 1970 til 1985. Mot slutten av 1980-talet vart det mindre vasskraftutbygging, og på 1990-talet auka vasskrafttilgangen i Noreg lite. Overgangen til ein kraftmarknad gjorde at kraftselskapa måtte setja strengare krav til lønsemda i prosjekta enn tidlegare.

Dei omfattande plansystema som vi har i dag, vart utvikla på 1970 og 80-talet. Dette er verneplanane for vassdrag (I-IV) og Samla Plan. Ut frå ei samla ressursoversikt, vart ein del vassdrag varig verna mot kraftutbygging. Verneplan I-IV utgjer til saman Verneplanen for vassdrag.

Dei fleste gjenverande vasskraftprosjekta er klassifiserte i stortingsmeldinga om Samla Plan (SP) for vassdrag. Før ein søkjar kan gå i gang med å få løyve til ei vasskraftutbygging, må han få prosjektet avklara i høve til SP. Kategori I inneheld dei prosjekta som kan konsesjonshandsamast no. Prosjekt i kategori II og prosjekt som ikkje er handsama i SP, kan ein ikkje konsesjonshandsama no.

Administrativ handsaming for å klargjera eit prosjekt i høve til Samla Plan er tidkrevjande. Det er mange ulike interesser knytta til vassdraga. Konfliktgraden aukar når det gjeld utnyttinga av vassdraga, ikkje minst i høve til kraftutbygging. Stadig oftare opplever ein sterk motstand frå ulike verneinteresser som går i mot søknader om utbyggingsprosjekt som ligg i kategori I. På den måten har SP etter kvart vorte mindre verdfull. Bete anleggsteknikk og større konkurranse mellom leverandørar har òg medverka til at avstanden mellom dei opprinnelege prosjekta i SP og dei prosjekta ein ønskjer å byggja ut vert stor.

Det ligg føre ein del meldingar om utbyggingar som ikkje er ferdig handsama. Dette gjeld i hovudsak mindre prosjekt og utgjer eit nytt produksjonspotensiale på om lag 1,65 TWh/år. Søknader som ligg inne til handsaming i NVE, utgjer eit potensial på om lag 1,9 TWh/år. I Olje- og energidepartementet ligg det òg ein del søknader til handsaming. Desse har eit produksjonspotensiale på om lag 2,3 TWh/år. Av desse utgjer dei tre stansa prosjekta i Saltfjell/Svartisen om lag 1 TWh.

Kraftproduksjon er den viktigaste økonomiske utnyttinga av vassdraga. Vasskrafta utgjer ein viktig del av nasjonalformuen. Verdien av formuen kan auka vesentleg på grunn av krav om fornybar energi i alle land. Vasskrafta er difor ein særskild verdifull ressurs som vi må ta godt vare på, og dei verdiane vi har i eksisterande anlegg må utviklast på ein tenleg måte. Som hovudregel bør ein ikkje svekkja vassressursgrunnlaget for produksjon.

Regjeringa vil seia ja til vasskraftprosjekt som gjeld *opprusting og utvidingar* som ikkje er til nemnande skade for urørt natur. Ved handsaming av både *revisjon og fornying* av reguleringskonsesjonar vil ein leggja stor vekt på å halde oppe det eksisterande produksjonsgrunnlaget for vasskraftproduksjonen.

Meldinga omtaler prosessen i høve til handsaminga av vasskraftsaker. Regjeringa går inn for ei effektivisering av tida og ressursane som går med til slike saker. Ein vil sjå nærare på tilhøvet mellom kommunal planlegging og sakshandsaminga etter vassdragslovgivinga. Regjeringa vil sjå desse forenklingane i samanheng med handsaminga av utgreiinga frå Planlovutvalet.

For å sikre ei heilskapleg forvaltning i tråd med Regjeringa sin energi- og miljøpolitikk, er det mellom anna naudsynt med ei vesentleg omlegging av Samla Plan for vassdrag. Samla Plan skal ein leggja om frå eit prosjektorientert plansystem til ei vassdragsbasert ressursoversikt. Vidare vil ein òg leggja fram forslag til ei suppleringsplan med dei kraftutbyggingsprosjekta som vil få mest negative verknader og ulemper for miljøet. Ei slik vesentleg omlegging av Samla Plan må ta omsyn til Regjeringa sitt arbeid for å få til forenklingar av forvaltningssystema til beste for brukarane.

Regjeringa tek sikte på at forslag til omlegging av Samla Plan for vassdrag og forslag til suppleringsplan for vassdrag saman med andre pulje med nasjonale laksevassdrag skal leggjast fram for Stortinget innan utgangen av 2003.

Kapittel 5. Økonomisk kompensasjon til Statkraft SF

Kapittel 5 gjennomgår prosessen som stogga utbygginga i Beiarn, Bjøllåga og Melfjord. Vidare vert prinsippa for økonomisk kompensasjon for statsføretak drøfta. Regjeringa går inn for at staten gir kompensasjon til Statkraft for dei økonomiske tapane dei er påført, som følgje av instruksjonane om å stogga desse utbyggingane.

Statkraft vart i føretaksmøte 08.09.2000 instruert om å stogga utbygginga av Beiarn. Det vart vist til brev av 05.09.2000 frå stortingsrepresentantane frå Framstegspartiet, Kristeleg Folkeparti, Høgre, Senterpartiet, Sosialistisk Venstreparti og Venstre. I brevet ber representantane om at statsråden syter for at det vert gjort supplerande konsekvensutgreiingar med særleg vekt på androm laksefisk, kulturminne og sameproblematikk før utbygging av Beiarn-

vassdraget vert sett i gang. Føretaksmøtet føresette difor at Statkraft stansa all verksemd i samband med Beiarn-utbygginga inntil Olje- og energiministeren hadde fått avklart desse spørsmåla i forhold til Stortinget. Vidare vart Statkraft i føretaksmøte 29.01.2001 instruert om å avvikla plikter og avtalar i samanheng med dei tre prosjekta i Beiarn, Bjøllåga og Melfjord.

Endeleg instruksjon til Statkraft med omsyn til utbyggingsprosjekta i Bjøllåga, Melfjord og Beiarn vil liggja føre etter at Stortinget har handsama meldinga. Olje- og energidepartementet vil leggja fram forslag til økonomisk kompensasjon over Statsbudsjettet seinare.

Kapittel 6. Om kraftbalansen

I kapittel 6 vert perspektiva for utviklinga i kraftbalansen dei siste og komande åra gjennomgått. Det er lagt særleg vekt på å drøfta risikoen for og konsekvensane av tørrår, det vil seia år med svikt i vasskraftproduksjonen som følgje av lite nedbør og dermed lågt tilsig til vasskraftverka. Til slutt i kapittelet vert det gitt ei gjennomgang av energipolitikken, slik den bør leggjast opp for at ein skal sikra ei miljøvennleg, effektiv og trygg energiforsyning der ein kan redusera konsekvensane av eit år med svikt i vasskraftproduksjonen.

I Noreg står vasskrafta for nær all elektrisitetsproduksjon. Fordi det er store skilnader i nedbøren mellom dei ulike åra, er det òg store variasjonar i tilsiget til vasskraftverka og dermed den årlege kraftproduksjonen her i landet.

Veksten i produksjonskapasiteten har vore låg i mange år. Investeringane både i produksjonsanlegg og overføringsnett har vorte reduserte. Samstundes med at det har vore liten tilvekst i produksjonskapasiteten, har den sterke veksten i bruken av elektrisitet halde fram. Frå 1990 til 2000 auka bruken av elektrisitet med 18 TWh, mens veksten i produksjonskapasiteten i same periode berre var 3,9 TWh.

Den låge auken i produksjonsevna i høve til veksten i bruken av elektrisitet, har ført til at Noreg har gått over frå å vera netto krafteksportør til å verta netto kraftimportør i år med normal nedbør.

Det er vidare grunn til å rekna med at evna til å meistra ein svikt i vasskraftproduksjonen vil verta dårlegare dei næraste åra framover. Utbyggingstida i kraftsektoren er lang, og dei prosjekta som vil verta fullførte i åra framover vil gi liten produksjonstilvekst. Samstundes er det grunn til å rekna med at veksten i straumbruken vil halda fram trass i ei stor satsing på tiltak knytte til omlegging av energibruk og energiproduksjon. Situasjonen vert i tillegg forverra av at dei andre nordiske landa også har ei svak vekst i produksjonen i høve til veksten i bruken av elektrisitet.

Med eit alvorleg tørrår i dei næraste åra må ein rekna med ein kraftig prisauke på elektrisitet både i Noreg og i dei andre nordiske landa. Dette reflekterer at både næringsliv og hushald vurderer kostnadene ved å redusera bruken av elektrisitet som høge. Prisauken i eit tørrår kan koma brått. I ein alvorleg tørrårssituasjon kan ein òg risikere rasjonering.

Å meistra eit tørrår er meir krevjande enn å møte ein gradvis strammare kraftbalanse. Med ei pårekneleg tilstramming er det grunn til å rekna med at også prisane vil auke gradvis. I ein slik situasjon vil ulike brukargrupper få tid til å områ seg og til å gjennomføra ulike effektiviseringstiltak, overgang til

andre energikjelder m. v. I tillegg ville produsentane få signal om auka lønsemnd i utbygging av ny produksjonskapasitet.

Det er lita meining å leggja vekt på import og eksport av kraft i enkelte år. Det er heller ikkje alvorleg for forsyningstryggleiken at Noreg importerer kraft i eit år med normal nedbør. Det som krev stor merksemd i energipolitikken, er at me i høve til forbruket brått kan ha for liten produksjon og for lita importevne om vasskrafta skulla svikta på grunn av lite nedbør.

Det er viktig å innsjå at ein ikkje kan gjera mykje med kraftbalansen for å dempa konsekvensane av ein svikt i nedbøren i dei næraste åra. Til det er vasskrafta for dominerande som energikjelde og tida som trengst for å få fram nye prosjekt og vesentleg endra forbruksmønsteret, for lang.

Overføringskapasiteten til utlandet avgjer evna til å få kraft frå utlandet når produksjonen sviktar på grunn av lite nedbør. Departementet legg til grunn at dei to kabelprosjekta til Tyskland og Nederland vert gjennomførte. Kablane kan tidlegast vera driftsklare i 2004 og 2005. Fleire kablar kan leggjast, men det tek tid å planleggja nye kablar, slik at det ikkje er realistisk å rekna med å få ferdig nye prosjekt i løpet av dei næraste åra.

Det er difor naudsynt å leggja best mogleg til rette for at ny kraftproduksjon kan koma til. Det vil gi betre balanse mellom produksjon og forbruk og gjera verknadene av tørrår mindre vanskelege. I åra framover vil overførings sambanda til utlandet meir og meir fyllast av import også i år med normal produksjon, dersom det ikkje vert ein betre balanse mellom innanlandsk produksjon og forbruk. Meir produksjon i høve til forbruket vil gi overføringssambanda tilbake meir evne til å sikra mot produksjonssvikt.

Med utgangspunkt i hovudelementa i Regjeringa sin energipolitikk illustrerer framskrivinga av energibruken i Langtidsprogrammet at ein etterkvart får til ei utvikling i energimarknaden som er balansert og mogleg å halda oppe. Framskrivningane gir ei svært sterk omlegging av energimarknaden frå 2005 til 2010. Dei føresetnadene som er lagt til grunn gir ein sterk vekst i produksjonskapasiteten innanlands. Samstundes vert bruken av elektrisitet redusert.

3 Om vasskraftutbygginga i Saltfjellet-Svartisen-området

3.1 Regjeringa si vurdering av dei tre utbyggingsprosjekta

Regjeringa legg i denne meldinga fram si vurdering av dei tre utbyggingsprosjekta i Saltfjell-/Svartisenområdet.

Regjeringa har nådd sin konklusjon om å stogga utbyggingane etter ei lang og omfattande handsaming av Beiarn-saka. Saka om planending for denne utbygginga kom til regjeringa Bondevik i februar 1998, og ho var framleis ikkje løyst då Regjeringa tok over i mars 2000. Det har vore stor interesse frå Stortinget om Beiarn-saka, og representantar for alle opposisjonspartia har teke saka opp med departementet. På denne bakgrunnen har Regjeringa funne det rett å leggja fram ei stortingsmelding om utbyggingane i Saltfjellet-Svartisen-området. Instruksjonen av Statkraft om å stogga utbygginga, var naudsynt for at Stortinget skulle få seia si meining om planane for utbygging. Etter at Stortinget har handsama denne meldinga, vil Olje- og energidepartementet instruera Statkraft om endeleg å leggja bort utbyggingsplanane for desse tre prosjekta.

Saltfjellet-Svartisen nasjonalpark og Storlia naturreservat vart skipa ved kgl. res. av 08.09.1989. Sjølv om kraftutbyggingsplanane den gongen vart monaleg redusert av omsyn til miljøinteressene, vart fortsatt enkelte viktige naturområde haldne utanfor verneområda i Saltfjell/Svartisen. Desse naturområda har fått auka verdi utover på 90-talet fordi slike område generelt har vorte mindre etter ymse inngrep. Stortinget har dei seinare åra ved ulike høve lagt auka vekt på å hindra meir tap av urørt natur som er viktig for miljøet. Dette framstår i dag som ein sentral politisk målsetting. Etter at Stortinget har handsama denne meldinga, vil Regjeringa vurdere desse naturområda på nytt med tanke på å sikra dei gjennom bruk av naturvernlova.

Statsministeren ga i sin nyttårstale ei vurdering av vasskrafta si framtidige rolle. Samstundes ga han melding om at Regjeringa ville gå inn for å stogga dei planlagte kraftprosjekta i Svartisen-området av omsyn til miljøet:

"I hele det forrige århundret var det å ta i bruk fossekraften et tegn på det norske industrisamfunnets vekst. Vi har bygget ut mye vannkraft i Norge. Den skal vi vedlikeholde og ta vare på.

Men vi har nådd en grense. Derfor vil Regjeringen foreslå at vi ikke gjennomfører de planlagte utbyggingene av vassdragene i Bjøllåga og Melfjord og Beiarn.

Jeg vet at dette er en beslutning som vil vekke strid. Men fordelene ved disse utbyggingene er ikke store nok til at de forsvarer de ugjenkallelige inngrepene i naturen. Uberørt natur får en stadig større verdi. Vi er nå kommet dit at tiden for nye store vannkraftutbygginger i Norge er over."

I slike saker vil det alltid vera motstridande interesser. Forslaget om å gå inn for ikkje å byggja ut dei tre vassdraga i Saltfjellet er framsett etter grundige

vurderingar. Regjeringa meiner at nytten av desse utbyggingane ikkje er stor nok til at ein kan forsvara dei endelege inngrepa som vert gjort i naturen. Det spesielle med desse sakene er at konsesjon vart gitt på slutten av 1980-talet. Stortinget ga i si tid samtykkje til alle desse tre prosjekta.

I denne meldinga går ein gjennom historia for desse tre prosjekta.

3.2 Bakgrunn

I 1986-87 vart det lagt fram ei samla sak for Stortinget om kraftutbygging i Saltfjellet/Svartisen. Energi- og industrikomiteen uttalte i den samanhengen, jf. Innst. S. nr. 231 (1986-87):

"Komitèen viser til at den her ikke bare behandler disse to proposisjonene under ett, men at Stortinget samtidig har til behandling St.meld. nr 12 for 1986-87 - Vern av Saltfjellet/Svartisen.

Komitèen vil peke på at den brede behandling, så vel av utbygging som av verneinteressene, som disse dokumentene i sum har tillatt, har gitt Stortinget en allsidig, helhetlig og omfattende belysning av en omfattende sak."

Det vart søkt om ei kraftutbygging som svarer til ein produksjon på om lag 3,8 TWh/år. Stortinget ga samtykke til ei samla utbygging på om lag 2,3 TWh/år. Beiarn-utbygginga var eitt av dei prosjekta som i den samanhengen vart redusert.

I 1987 samtykte Stortinget, etter innstilling frå ein samla komité, i at Statkraft fekk løyve til utbygging av *Beiarnvassdraget* og *Bjøllågvassdraget*. Føresegner om regulering og manøvreringsreglement vart fastsette ved kgl.res. 27.01.89. I 1989 gav Stortinget samtykke til utbygging av *Melfjordvassdraget*. Føresegnene vart gitt ved kgl.res. 23.03.90.

Realiseringa av prosjekta vart utsett på grunn av kraftoverskot og vurderingar om manglande fortjeneste. Bjøllåga-utbygginga vart utsett på "ubestemt tid". Det går fram av kgl.res. 27.01.89 at grunnen for å forlenga fristen for Bjøllåga på "ubestemt tid", var å få fullt samsvar mellom Bjøllåga- og Beiarn-utbygginga på dette punktet. Som ei oppfølging av omorganiseringa av Statkraft SF, sette departementet ved kgl.res. 26.04.96 ein ny femårsfrist for utnytting av fleire konsesjonar som var gitt tidlegare. I høve til dette har difor departementet meint at frist for å starta opp arbeida for alle desse tre prosjekta er 26.04.2001.

Søknad om planendring for både Beiarn, Bjøllåga og Melfjord har vore til handsaming. Planendringane betrar økonomien i prosjekta samstundes som naturinngrepa vert reduserte. Etter planendringane er produksjonen i alt ca. 1000 GWh/år - Beiarn 183 GWh/år, Bjøllåga 376 GWh/år og Melfjord 439 GWh/år.

3.3 Beiarntutbygginga

3.3.1 Bakgrunn - opphavleg konsesjon frå 1989

Søknaden

Statskraftverka søkte opphavleg om ei regulering for utbygging av Beiarnt som inkluderte inngrep i følgjande vassdrag: Beiarelva med sideelvane Store Gjeddåga, Tollåga, Tyvåga, Tverråga og Klippbekken i Beiarnt kommune og Russåga i Saltdal kommune med utspring i Kvitbergvatn. Dei delar av Russåga som inngjekk i planane ligg innafor beiteområdet til reindriften i Saltfjell/Svartis-området. Området er sentralt når det gjeld flytting, driving og trekk, og inngrepa ville hindra utnytting av beiteområde lenger nord. Hovudstyret for Noregs vassdrags- og elektrisitetsvesen kunne difor ikkje tilrå regulering/overføring av Kvitbergvatn med Russåga. Olje- og energidepartementet og Stortinget slutta seg til denne tilrådinga frå Hovudstyret. Føresegner om regulering og manøvreringsreglement vart som nemnt fastsette ved kgl.res. 27.01.89.

Skadar og ulemper

Ved Ramskjellvatn vert eit areal på ca. 420 daa demt ned og ei forsumpingsone på 1 m over høgaste regulerte vasstand (HRV) vil femna om ytterlegare ca. 60 daa. Med den reguleringshøgda som er planlagd må fisket i vatnet reknast som totalskadd. Elva frå Ramskjellvatn - Store Gjeddåga - vil i stor grad verta tørrlagt, og visse fiskeplassar vil verta øydelagde. Meir om skadar og ulemper ved utbygginga er referert i St.prp. nr. 3 (1986-87) s. 559-561.

3.3.2 Planendring av prosjektet

I 1998 søkte Statkraft om ei planendring. Det vart søkt om at overføringa av Tverråga med Hellebekken, Tellingsbekken og Tyvåga I og II vart sløyfa. Regulerings- og inntaksmagasinet i Tollåga vart sløyfa, og vert erstatta med eit inntaksbasseng litt lengre ned i vassdraget. Installasjon og slukeevne vart redusert i tråd med innskrenkingane. Grensene for minstevassføring i Beiarelva ved utløpet frå kraftstasjonen vart søkt eintydig fastsett.

Planendringa ville minska dei negative verknadene for natur og landskap i høve til den opphavlege planen. Bortfall av Tverrågaoverføringa ville verka positivt inn på naturen og landskapet i dei områda som vart omfatta av planane. Flytting av inntaket i Tollåga med bortfall av reguleringsmagasin vil føra til vesentleg mindre inngrep og færre negative verknader. Dei minstevassføringane ein søkte om ville sikra at vassføringa store deler av året ville vera større enn dei lågvassføringane ein kan ha i dag.

Planendringa ville gi ein reduksjon per år i gjennomsnittleg kraftproduksjon på 25 GWh i høve til opphavleg plan. Etter planendringa ville produksjonen vera på 183 GWh/år.

NVE sende saka om planendring med si innstilling til Olje- og energidepartementet i februar 1999. Den 5. mai 2000 vedtok Kongen i statsråd planendringa.

3.3.3 Krav om konsekvensutgreiingar

I Beiarn kravde eit fleirtal i kommunestyret ny konsesjonshandsaming og nye konsekvensutgreiingar etter plan- og bygningslova (KU), med støtte frå fylkeskommunen og fylkesmannen. Det vart hevda at ny kunnskap om tilhøva kring utbygginga kravde nye utgreiingar om miljøkonsekvensane. Nye konsekvensutgreiingar måtte i så fall verte pålagde med heimel i plan- og bygningslova. Styresmaktene har gått grundig gjennom saka for å sjå om det er mogleg å gi pålegg om slike utgreiingar. Gjennomgangen har vist at det ikkje finst lovgrunnlag for slike pålegg. Ein rettsleg gjennomgang av dette spørsmålet vart gjort i foredraget til den kongelege resolusjonen av 5. mai 2000.

Dei aktuelle fagtema som vert kravd utgreidde etter gjeldande føresegner og rettleiar vart omtala i dei utgreiingane som vart gjort som bakgrunn for vedtaket om Beiarnutbygginga. Det er likevel klart at desse utgreiingane tek utgangspunkt i kunnskap og faktiske forhold på den tida utgreiingane vart utførte. Ei oppsummering av utgreiingane er gjort i St.prp. nr 3 (1986-87) s. 83-108. I tillegg er det òg gjennomført ulike utgreiingar om miljøkonsekvensane etter at konsesjonen vart gitt.

3.3.4 Tilleggsutgreiingar

I brev dagsett 5. september 2000 kravde stortingsrepresentantar frå alle opposisjonspartia "supplerende konsekvensutredninger" med særleg vekt på androm laksefisk, kulturminne og samiske spørsmål, og bad departementet ta initiativ til å gjera slike tilleggsutgreiingar. Departementet forstod det slik at representantane ikkje meinte å få utgreiingane gjort med heimel i plan- og bygningslova. Alternativet var i staden at styresmaktene fekk gjort avgrensa tilleggsutgreiingar.

Statkraft har ein relativt omfattande dokumentasjon på tilstanden før utbygging i Beiarn, og det materialet som ligg føre femner om ei rekkje fagfelt. I og med at spørsmåla om tilleggsutgreiingar dukka opp, har Statkraft òg utarbeidd fleire utgreiingar i den seinare tid. Olje- og energidepartementet har fått tilsendt notat om:

- "Beiarnutbyggingen - Konsekvenser i hydrologiske forhold etter planendringen".
- "Vanntemperaturenderinger og isforhold i Beiarelva etter Beiarnutbyggingen".
- "Beiarvassdraget - registreringer, undersøkelser og vurderinger relatert til ferskvannsbiologiske forhold".

Samandrag av rapportane 1. Beiarvassdraget - registreringer, undersøkelser og vurderinger relatert til ferskvannsbiologiske forhold

s. 25 Vurdering av om problemstillinger og konklusjoner fortsatt gjelder

Beiarvassdragets øvre nedbørfelt

Vurderingene knyttet til den foretatte overføringen av øvre del av Beiarelvas og Gråtågas nedbørsfelt til Storglomvatn synes fortsatt å være gjeldende. Reduksjon i tilførsel av kaldt og breblakket vann vurderes som positivt for produksjon av næringsdyr og fisk. Det samme gjelder reduksjon av flomtoppene i forhold til utspyling av organisk

materiale. Overføringen synes etter de siste års utvikling i vassdraget ikke å være til hinder for oppgang av laks. I negativ retning, etter de foretatte vurderingene, trekker reduserte produksjonsarealer p.g.a. permanent redusert vannføring. Det er dog ikke nødvendigvis noen klar sammenheng mellom redusert vannføring og reduserte produktive arealer med hensyn på fisk. Her betyr det mye hvordan elveprofilen, substratet, dybdeforholdene og strømhastigheten er.

Ramskjellvatn

Planene om heving og senking av Ramskjellvatn, og bruk av dette som hovedmagasin er uforandret. Det ble påpekt negative konsekvenser, som en var klar over ved konsesjonsbehandlingen.

Tollåga

Tidligere vurderinger som fastslår at Tollåga blir helt ødelagt som lakseelv er gitt under forutsetning av at det ikke skulle slippes minstevannføring, dvs total tørrelgging like nedstrøms inntaket. Forutsetningene er her endret ved at det er pålagt slipp av minstevannføring i tråd med anbefaling fra DVF (nåværende DN). Etter denne endringen kan ikke vannføringen i lavvannføringssituasjoner om vinteren bli lavere enn under uregulerte forhold, situasjoner som ofte er kritiske for androm fisk. Minstevannføringene vår, sommer og høst er av DVF/DN vurdert som tilstrekkelige til å sikre oppgangsmuligheter og oppvekstområder for både sjørøye, sjøaure og laks. Det er imidlertid vanskelig å anslå i hvilket omfang laksen vil benytte gyteområdene i nedre del av Tollåga.

Store Gjeddåga

Vannføringen vil bli sterkt redusert, og det ble påpekt negative konsekvenser i 1979. Her er situasjonen lite endret, bortsett fra at elvas betydning som gyteområde for sjørøye trolig blir tillagt større vekt i dag enn i konsekvensvurderingen fra 1979.

Beiarelva

Restriksjonene som er nedfelt i manøvreringsreglementet, og som er basert på vurderinger fra DVF/DN, synes fortsatt å være faglig korrekte. Det gjelder jevn drift av kraftverket, ingen korttidsregulering, at endringer i vannføring skal skje med myke overganger samt etablering av forbislippingsanordning i kraftverket. Det gjelder generelt også kravene om slipp av minstevannføring, men her må det tas forbehold om mulige negative effekter for fisken ved tapping av kaldere vann fra Ramskjellvatn for å opprettholde pålagt minstevannføring i en "tørr" sommer eller høst.

Det blir økt restvannføring på strekningen i Beiarelva fra samløpet med Tollåga ned til utløpet fra kraftstasjonen og videre ned til sjøen siden overføringen av Tverråga m.fl. er sløyfet. (. . .) Bortfall av vekselkjøring mellom fallene fra Tollåga og fra Ramskjellvatn/Store Gjeddåga gjør at en unngår uheldige start/stopp-situasjoner med fare for brå endringer i driftsvannføringen. (. . .)

2. Vanntemperaturendringer og isforhold til Beiarelva etter Beiarnutbyggingen

s. 10 Konklusjon

Temperaturendringen i Beiarelva nedenfor kraftverket synes å bli størst i "varme" år med høy vintertemperatur i Ramskjellmagasinet og hvor det utover sommeren også blir behov for noe tapping av magasin-vann. Endringene vil da kunne bli slik at vintertemperaturen øker opp til 1,5°C. Sommertemperaturen synker opptil 1,8°C i perioder med tap-

ping fra Ramskjellvatn. I medianår og i "kalde" år begrenser temperaturendringene seg stort sett til vinterhalvåret hvor økningen blir fra 0,4 til 1,5°C. Temperaturenderingenens størrelse vil alltid være en funksjon av forholdet mellom vannuttaket fra Ramskjellvatnet og fra Tollågainntaket.

I sommerhalvåret vil de naturlige variasjonene i vanntemperatur i Beiarelva mellom en kald og en varm sommer være ganske store, jfr forskjellen mellom årene 1988 og 1989 som for høyeste ukesmiddeltemperaturer var ca. 4,5°C. Temperaturendringene grunnet tapping fra Ramskjellvatn kan bli opptil 1,8°C i en varm sommer. Dette er altså godt innenfor det naturlige variasjonsområdet for temperatur i Beiarelva. Ved tapping fra Ramskjellvatn i en kald sommer som 1989 ble temperaturen bare senket med omkring 0,2°C som er lite i forhold til det naturlige variasjonsområdet.

En faktor som det ikke har vært mulig å ta inn i disse beregningene, er temperatureffektene av å benytte manøvreringsreglementets mulighet til å slippe inntil 5 mill. m³ for å skape kunstige flommer. Dersom dette vannet tas fra Ramskjellmagasinet i juli-september, så kan det forventes en merkbar temperaturnedgang i Beiarelva. Nedgangen blir størst i varme somrer med liten vannføring i elva, når det allerede tappes magasin vann til å holde minstevannføringen. Det antas å være i slike somrer at ønsket om å slippe kunstige flommer kan komme.

Beiarelva vil gå åpen omtrent 4-5 km nedenfor kraftverket under det som antas å bli vanlige drifts- og værforhold. I lengre kuldeperioder kan denne strekning bli redusert til omtrent 1,5-2 km, mens det i spesielt milde vinterperioder kan bli åpen elv helt til fjorden.

3. Beiarnutbyggingen - Konsekvenser i hydrologiske forhold etter planendringen

"Planendringen innebærer en redusert utbygging, der overføringen av Tverråga og fire mindre bekker til Tollåga er sløfjet. Denne rapporten beskriver den endrete Beiarnutbyggingens konsekvenser på vannførings- og vannstandsforholdene i vassdraget. Kraftverket vil nærmest bli kjørt som elvekraftverk fra oppfyllingen av magasinet om våren og fram til tappingen av magasinet begynner i midten av oktober. Nedstrøms kraftstasjonsutløpet sikrer pålegg om minstevannføring en høyere lavvannføring både om vinteren og høsten, sammenlignet med dagens forhold. Tollåga får en stabil vannføring over året gjennom pålegg om slipp av minstevannføringer. Dette sikrer også at de laveste vannføringene ikke reduseres i Tollåga fra inntaket og ned til samløpet med Beiarelva. I Store Gjeddåga er det ikke pålegg om slipp av minstevannføringer. I både Tollåga og Store Gjeddåga vil det bli en del flomtap som vil bidra til vannføringen på de berørte strekningene, men begge elvene vil få betydelig redusert vannføring som følge av utbyggingen.

Magasinet Ramskjellvatn vil tømmes gjennom vinteren og fylles raskt under snøsmeltingen. Om sommeren vil magasinet ligge omtrent fullt, og det vil bare bli tappet fra magasinet i flomdempningsøyemed eller for å sikre minstevannføringen i Beiarelva."

Det er hevda at konsekvensutgreiinga for reindrifta frå 1982 er forelda, og ikkje gir eit riktig bilete av skadeverknadene for reindrifta ved utbygging av Beiarvassdraget. Tilhøvet til reindrifta er grundig handsama i konsesjonssaka.

Reguleringsområdet sin plass i det totale driftsmønster for reinbeite-distriktet er omhandla i fleire andre utgreiingar og skjønn.

Tilhøvet til folkeretten er vurdert av UD. UD framhevar at i dei individklagesakene der Menneskerettskomiteen i FN har funne brot på art. 27 i FN-konvensjonen om sivile og politiske rettar, har inngrepa vore av ein slik alvorleg karakter at dei trugar levevegen til urfolket eller grunnlaget for å drive tradisjonell næring. Art. 27 slår fast at i dei statar der det finst etniske, religiøse eller språklege minoritetar (m.a. urfolk), skal dei som høyrar til slike minoritetar, ikkje verta nekta retten til, saman med andre medlemmer av si gruppe, å dyrka sin eigen kultur, vedkjenna seg til og utøva sin eigen religion, eller nytta sitt eige språk. Følgen av artikkelen er at staten har plikt til å respektera rettane slik artikkelen seier, samt verna mot inngrep frå andre ikkje-statlege aktørar. Terskelen for å konstatera brot synest såleis å vera relativt høg, slik at innverknad på næringsdrift ikkje er nok til å konstatere brot. Olje- og energidepartementet vil peika på at interessene for reindrifta var sær s sentrale då det vart fatta vedtak om å kutta ut Saltdalsutbygginga og Stormdalen frå utbygginga i Rana. Beiarnutbygginga vart òg redusert ut frå omsynet til reindrifta ved at Kvitberg-vatnet og Gåsvatnet vart tekne ut av planen. Ut frå den informasjon som ligg føre, er ikkje grunnlaget for å driva reindrift truga gjennom utbygginga. Ein kan ikkje så langt sjå at det ligg føre noko problem med art. 27 når det gjeld reindrifta. Dei ulempene reindrifta ville fått gjennom utbygginga, kunne næringa fått kompensasjon for på skjønnet.

3.4 Bjellåga

3.4.1 Bakgrunn - opphavleg konsesjon frå 1989

I St.prp. nr. 88 (1986-87) la Olje- og energidepartementet fram tilråding om løyve til bygging av Bjøllånes kraftverk i Rana kommune. Departementet hadde i St.prp. nr. 3 (1986-87) gitt avslag på den opphavlege søknaden om regulering av Nord-Ranavassdraget. Departementet la i si vurdering stor vekt på verneinteressene, reindriftingsinteressene og dei samiske kulturminna.

Bjøllånes kraftverk gjer nytte av fall i elvane Tespa, med sideelvane Storbekken og Kvitvasselva og Bjøllåga, som er sideelvar til Ranaelva. Hovudvassdraget Ranaelva renn i hovudsak sørvestover frå kjelder ved svenskegrensa sør for Saltfjellet og ut i Ranafjorden. Bjøllånes kraftverk vil ha inntaksbasseng i Bjøllåga ca. 1,5 km nedanfor samløp mellom Bjøllåga og sideelva Raudfjell-elva. Herfrå går vatnet til kraftstasjon og utløp i Ranaelva. Nedanfor damstaden vert vassføringa i Bjøllåga sterkt redusert ned til samløpet med Ranaelva. Tespa med sideelvane går inn i driftstunnelen. Nedanfor inntaka for desse elvane vert det òg sterkt redusert vassføring. Utbygginga er eit elvekraftverk utan magasin for årsregulering av driftsvatnet. Det vert berre eit inntaksmagasin i Bjøllåga. Løyve til utbygginga vart gitt ved kongeleg resolusjon 27. januar 1989.

3.4.2 Søknad om planendring

Statkraft søkte om planendring i desember 1998. Endringane var følgjande:

- installasjon og slukeevne vert redusert i tråd med optimalisering av instal-

- lasjonen og kapasiteten på eksisterande overføringslinje
- endra plassering av påhogg for tilkomsttunnel til kraftstasjonen og påhogg for tverrslagstunnel med tilhøyrande tippområde, riggområde og anleggsveg
- justert høgd på inntaka i Tespa, Kvitvasselva og Storbekken.

Med bakgrunn i fråsegna som vart gitt til søknaden, la Statkraft fram ein justert plan våren 2000. Denne planen inneber at tippen vert lagt til same området som i tidlegare vedteken plan. Dette alternativet vil fjerna dei mest vesentlege negative effektane av planendringssøknaden.

NVE fann at omsøkte endringar i tråd med justert "Plan 2000" gjer større nytte enn ulemper i høve til vedteken plan og tilrådde at Statkraft fekk løyve til planendring. Det er sett fram krav om konsekvensutgreiing når det gjeld flytting av påhogg, tipp, rigg m.m. Dette er inngrep som NVE ikkje finn er av ein slik karakter eller har så uoversiktlege konsekvensar, at det er grunnlag for ny konsekvensutgreiing. Olje- og energidepartementet sende NVE si innstilling på høyring i oktober 2000.

3.4.3 Lokale styresmakter si meining om saka

Eit samrøystes kommunestyre i Rana går i mot Bjøllågutbygginga. I kommunestyret sitt vedtak 19.12.2000 heiter det:

"1. Rana kommune opprettholder tidligere vedtak om at konsesjonen skal omgjøres, om nødvendig ved at saken sendes Stortinget til avgjørelse. Kommunen mener at departementet i 1989/90 ikke kunne gi utsettelse på ubestemt tid, og at konsesjonen derfor må sees på som ugyldig i dag.

2. Rana kommune peker på at det fortsatt er behov for konsekvensutredninger. Det vil være uforsvarlig å foreta utbygging før slike nye utredninger foreligger.

3. Rana kommune påpeker at en utbygging ville være i strid med kommuneplanens arealdel og det vil ikke være aktuelt å gi dispensasjon for kraftutbygging. Rana kommune vil heller ikke tillate regulering for et slikt formål.

4. Som uttrykt i F.sak 124/1999 pkt. 2 motsetter Rana kommune seg fortsatt utbygging etter Statkraft SF's planendringssøknad av 17.12.98.

5. Rana kommune mener at Statkraft SF's nye "Plan 2000" krever utredning og ny høringsrunde, og at den derfor ikke kan vedtas av OED på nåværende tidspunkt.

6. Rana kommune mener at anleggsveien på tvers av Storlia under ingen omstendigheter bør tillates, fordi den vil innebære et vesentlig terrenginngrep og komme i konflikt med den verdi Storlia har som en viktig del av et sammenhengende natur- og viltområde.

7. Kablingsalternativet for 132 kV kraftledning er i NVE's innstilling lagt til grunn for å tilrå utbygging etter plan 2000. Denne løsningen er ikke vedtatt og Rana kommune godtar ikke at den brukes som grunnlag for å anbefale utbygging etter plan 2000."

Advokat Geir Haugen på vegner av Saltfjell reinbeitedistrikt, har i brev dagsett 13. desember 2000 vist til at området som vert omfatta av kraftutbygginga er sentralt for reindrifta. Anleggstida vil medføra så store vanskar at reindrifta vert umogleg i området. Det vil vera store problem med å få etablert reindrift

igjen. Det er eit krav frå Saltfjellet reinbeitedistrikt at det vert gjort ei ny konsekvensutgreiing. Det vert òg sett fram krav om detaljregistrering av kulturminne.

Folkeaksjonen Spar Saltfjellet meiner at konsesjonen for Bjøllåga-utbygginga er ulovleg p.g.a. vilkåret om frist for utbygging. Saltfjell reinbeitedistrikt og Noregs Miljøvernforbund region nord har slutta seg til dette.

Olje- og energidepartementet meiner at konsesjonen er gyldig. Saka vart reist for Sivilombodsmannen. I brev dagsett 26. januar 2001 har Sivilombodsmannen opplyst at saka er avslutta. Saka har ikkje lenger interesse fordi Regjeringa rår til at utbygginga ikkje vert gjennomført.

Når det gjeld krav om nye utgreiingar har Statkraft utarbeidd ein hydrologirapport som departementet mottok i desember 2000:

"Bjøllågutbyggingen - Konsekvenser for de hydrologiske forholdene etter planendringen"

Sammendrag

"Statkraft har søkt om planendring for Bjøllågutbyggingen. Endringen innebærer noe redusert installasjon, men ellers ingen endringer som har betydning for hydrologiske forhold. Denne rapporten beskriver konsekvensene av utbyggingen på vannføringsforholdene i berørte elver.

Kraftverket blir i praksis et elvekraftverk, med bare et lite inntaksbasseng i Bjøllåga og tre inntak i Tespa med sidebekker. Reguleringsgraden blir på 0,3%.

Manøvreringsreglementet krever at vannføringen gjennom kraftstasjonen ikke på noe tidspunkt avviker mer enn +/- 10% fra tilløpet, noe som medfører at vannstanden i inntaksbassenget i liten grad vil variere.

Det blir et betydelig flomtap ved inntakene, ca. 20% årlig i middel. Flomtaket fordeler seg med om lag halvparten på hhv. Bjøllåga og Tespa.

Vannføringen vil bli redusert i Bjøllåga og Tespa/Stormdalsåga mellom inntakene og Ranaelva. Det vil også bli redusert vannføring i Ranelva fra Bjøllåga og ned til kraftstasjonsutløpet, og noe øket vannføring på strekningen fra kraftstasjonsutløpet til Stormdalsåga.

For Ranaelva videre nedover mot Langvatnet, Reinforsen og Ranaelvfjorden vil Bjøllågutbyggingen ikke medføre endringer av betydning."

3.5 Melfjord

3.5.1 Bakgrunn - opphavleg konsesjon frå 1990

Den første søknaden om utbygging av Melfjordvassdraget (Melfjord-1) omfatta utbygging og regulering i dei sørvestlege delane av Ranavassdraget og i vassdrag som renn til Melfjorden. Det gjaldt følgjande vassdrag: Glomåga, Svartiselva, midtre del av Blakkåga, Leiråga, Storvassåga og fire bekkar på nordsida av Melfjorden. Det var planlagt magasin i Austerdalsvatnet, Storvatnet og Flatisvatnet i tillegg til ein del overføringar. I St.prp. nr. 3 (1986-87) vart denne søknaden om utbygging av Flatisvatn (Melfjord-1) avslått. Regjeringa ba Statskraftverka om å utarbeida ein ny plan utan Flatisvatnet. Denne planen

(Melfjord-2) vart lagt fram i St.prp. nr. 88 (1986-87), men saka vart utsett på grunn av dårleg økonomi. I St.prp. nr. 132 (1987-88) la Olje- og energidepartementet på nytt fram tilråding til bygging av Melfjord kraftverk (Melfjord-3). Samanlikna med Melfjord-2 fell Glåmdalsmagasinet bort, vidare fell òg overføringa av Leiråga, midtre Blakkåga og Bjøllåga til Austerdalsvatn bort. Nytt ved planen var reguleringa av Stelåvatn og Storvikåvatn. Føresegnene for utbygginga vart gitt ved kongeleg resolusjon 23.03.90, jf. Stortingets vedtak av 16.02.89.

3.5.2 Søknad om planendring

Statkraft søkte om planendring i mars 1999. Etter desse planane vil spesielt inngrepa i Glomdalen verta vesentleg reduserte og Fisktjørna naturreservat vil ikkje bli påverka som følgje av utbygginga. Det vert redusert tipp ved Stelåvatnet og bygging av førebels taubane vert fråfalle. Ulempa vil vera større tipp ved kraftstasjonsområdet. Veg til anlegga på fjellet var etter NVE sitt syn eit vesentleg inngrep med store ulemper. Sjølv om Rødøy kommune er positiv til utbygginga, kom det fram stor motstand mot utbygginga generelt i høyringa av søknaden. Det vert spesielt peikt på at dei utgreiingar som ligg føre er for gamle og at dei ikkje dekkjar dei krava som i dag vert stilte til konsekvensutgreiingar. Etter NVE sitt syn var det spesielt konsekvensane ved bygging av anleggsvegen opp på fjellet som i så fall ville vera viktige å få avklart. På grunnlag av motstanden til planendingane, sende Statkraft justert plan til NVE i oktober 2000. Denne justerte planen fører i hovudsak til at vegbygginga til fjells vert skrinlagt.

NVE tilrådde at Statkraft fekk løyve til planendring i høve til justert søknad frå oktober 2000. Olje- og energidepartementet sende NVE si innstilling på høyring 15. november 2000.

3.5.3 Lokale styresmakter si meining om saka

Rødøy kommune, der ein ser dei største konsekvensane ved Melfjordutbygginga, har heile vegen gått sterkt inn for utbygginga. I Rødøy kommune si utsegn dagsett 10.01.2001 heiter det mellom anna:

"Som det framgår i vedlagte NVE-utredning var det mange og kraftige innsigelser mot Statkrafts planer om å bygge det store anleggsvegnettet i uberørt natur. Dette punktet hadde også NVE notert seg. Det ledet igjen til at Statkraft måtte revurdere sitt syn og i oktober 2000 sendte Statkraft justerte planer til NVE. I forhold til disse justerte planene vil rådmannen framheve følgende 2 hovedpunkter:

- anleggsvegene i høg fjellet er så godt som sløyfet
- anleggsområdet ved østenden av Storvatnet blir mer omfattende og kompakt, bl.a. med anleggelse av en veldig stor steintipp.

M.h.t. anleggsvegene så er det rådmannens syn at denne justeringen var en meget klok beslutning av Statkraft. Jeg viser til mine merknader om dette i ksak 44/1999. De planlagte anleggsvegene var et stort problem som lett kunne ha blitt prosjektets bane.

[...]

Rødøy kommune har uttrykt seg positiv til alle de tidligere Melfjord-prosjektene (I-III) og gjort separat-vedtak med ønske om snarlig utbygging. I perioden 1990-96 da det så nokså svart ut for prosjektet p.g.a. lønnsomhet og markedssituasjon, gjorde kommunen hvert år

forespørsel til Olje- og energiministeren som generalforsamling i Statkraft SF med beskjed om at en ønsket realisering av prosjektet. Derved kan en si at kommunen har hatt en bestandig mening om at dette kraftutbyggingsprosjektet bør realiseres.

Med de justeringer som Statkraft har kommet med i oktober 2000 vedr. utelatelse av anleggsvegene i høgfjellet, så er prosjektet etter rådmannens syn blitt meget bedre. Uten å gå nøye inn på inngrepene i Rana kommune, så synes også justeringene der å gå i positiv retning.

Til spørsmålet om nye konsekvensutredninger: Rødøy kommune bør for sin del ikke utelukke at de sentrale myndighetene kan ønske ytterligere utredninger av spesielle forhold. Dersom Stortinget skulle velge å pålegge Statkraft noe slikt, så vil det være viktig for Rødøy kommune at dette skjer uten at saken som helhet forsinkes unødige.

Rådmannen fremmer slik innstilling:

1. Rødøy kommune har ved en rekke anledninger gitt tilslutning til utbygging av "Melfjordvassdraget" som et prosjekt i Saltfjellet-Svartisenpakken og det vises bl.a. til kgl res. av 23. mars 1990 som fastsatte nærmere bestemmelser for utbyggingen.

Rødøy kommune fastholder at det er regionaløkonomisk at dette kraftutbyggingsprosjektet realiseres.

2. Til den foreslått planendringssøknad fra Statkraft SF viser Rødøy kommune til sin høringsuttalelse i ksak 44/1999 og vil her påpeke at de mest omstridte punkter nå er fjernet ettersom Statkraft har utelatt det store anleggsvegnettet på høgfjellet.

3. Med bakgrunn i dette vil Rødøy kommune gi støtte til planendringssøknaden."

Rådmannen si innstilling vart samrøystes vedteken i formannskap og kommunestyre.

Rana kommune handsama saka i kommunestyret den 27. februar 2001.

"Vedtak:

Rana kommune viser til regjeringens beslutning om ikke å gjennomføre Melfjordutbyggingen.

På bakgrunn av de vurderinger og konklusjoner som er gjort i denne saken støtter Rana kommune dette standpunktet."

Miljø-, plan- og ressursutvalget har følgende uttalelse til søknaden:

1. På grunn av påviste negative konsekvenser ved en evt. gjennomføring av Melfjordutbyggingen, krever Rana kommune at konsesjonen omgjøres, om nødvendig ved at saken sendes Stortinget til avgjørelse. Rana kommune motsetter seg dermed en gjennomføring av Melfjordutbyggingen etter Statkraft SF's planendringssøknad av 26.03.99 og justert planendring jfr. NVE's innstilling av 13.11.2000.

2. Rana kommune påpeker at en utbygging vil være i strid med kommuneplanens arealdel og at det vil ikke være aktuelt å dispensere for kraftutbygging. Rana kommune vil heller ikke tillate regulering for et slikt formål.

3. Dersom konsesjonen ikke blir omgjort, krever Rana kommune at det må gjøres nye konsekvensutredninger før utbygging kan gjennomføres. Det vil være uforsvarlig å foreta utbygging før slike nye utredninger foreligger. Følgende områder/tema innenfor Rana kommune kreves utredet i lys av dagens kunnskap:

- Glomdalen - Glomåga
- Tverråga
- Austerdalsvatnet
- Glomådeltaet

- Ranafjorden
- Inngrepsfrie naturområder
- Reiseliv/turisme/naturopplevelser
- Næringsmessige og økonomiske forhold

I formannskapet vart rådmannen si innstilling enstemmig vedtatt".

Nordland fylkeskommune har ikkje komme med fråsegn i saka innan tidsfristen. Fylket bad om utsetjing av fristen, men dette vart ikkje gitt på grunnlag av fristen for arbeidet med stortingsmeldinga. I sin uttale til søknaden tidlegare har fylkeskommunen kravd nye konsekvensutgreiingar.

Folkeaksjonen Spar Saltfjellet ber i si fråsegn om at det vert utført nye konsekvensutgreiingar, eventuelt at Miljøverndepartementet gjer pålegg om det med heimel i pbl § 33-2, 4. ledd.

Advokat Geir Haugen har på vegner av *Harodal/Dunderland reinbeitedistrikt* i brev dagsett 14. desember 2000 vist til at endra utbyggingsplanar må føra til at reinbeitedistriktet har krav på at det vert utført ei ny konsekvensutgreiing, samt kulturminneregistrering.

3.6 Spørsmålet om utbetalte næringsfond

Næringsfond til kommunar vert utbetalt når konsesjonen vert gitt. Beiarn kommune fekk difor tildelt 8 mill kroner i næringsfond i 1989. Rana kommune fekk tildelt 3 mill kroner for Bjøllåga-utbygginga same år. Rødøy kommune fekk tildelt 3 mill kroner og Rana kommune 2 mill kroner i næringsfond for Melfjord-utbygginga i 1990.

Beiarn kommune sitt forhold til Statkraft byggjer på ei anleggs- og rammeavtale. I 1999 vart det inngått ei tilleggsavtale som inneheld ytingar for ikkje oppført administrasjonsbygg og besøksmesse kr. 2,5 mill. I tillegg inneheld avtala løfte om tilskudd til samfunnshus kr. 1,5 mill. og utgifter til planlegging kr. 1,6 mill. Beiarn kommune har i møte med departementet og i brev dagsett 09.03.01, vedlagt juridisk utgreiing av advokat Stein Erik Stinessen, bedt Olje- og energidepartementet "gi et klart signal til Statkraft SF om å frafalle eventuelle tilbakebetalingskrav mot Beiarn kommune og at kostnadene blir dekket av departementet". Rødøy kommune har òg i møte med departementet fremja krav om økonomisk kompensasjon på grunn av rammeavtaler (ny molo, marina, legebåt etc.) og om å få behalda næringsfondet.

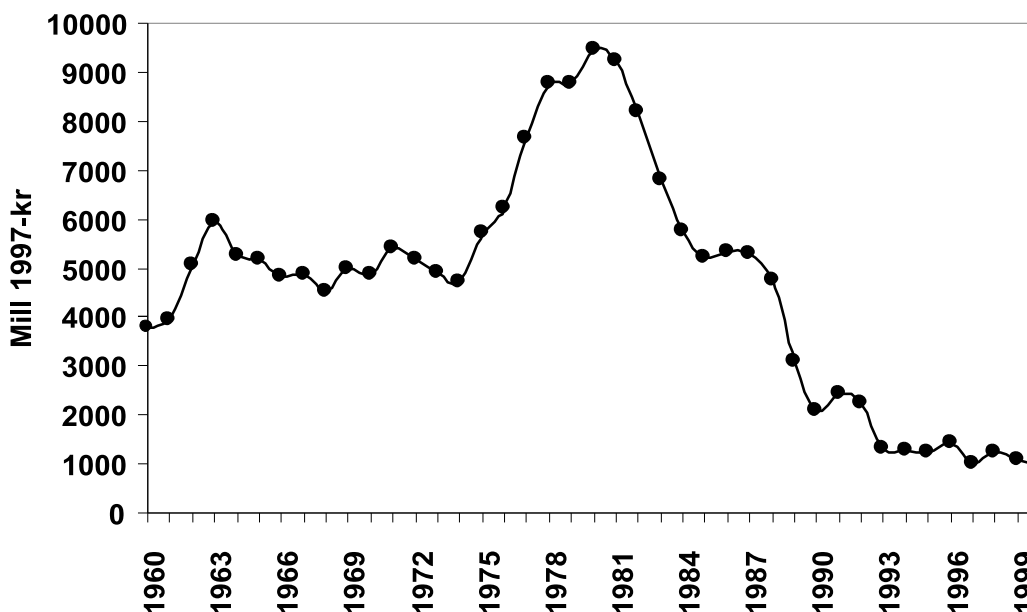
Utbetaling av næringsfond er ein del av konsesjonsvilkåra. Som konsesjonsstyresmakt er det difor departementet si oppgåve å avklara spørsmålet om forholdet til næringsfondet når det ikkje vert utbygging. I samsvar med konsesjonen skal konsesjonæren betala ut eit beløp til næringsfond med ein gong reguleringsløyvet ligg føre. At Statkraft seinare ikkje nyttar konsesjonen, utløyser ikkje plikt til å betala tilbake næringsfondet. Olje- og energidepartementet finn difor at dei tre kommunane kan behalda dei utbetalte næringsfonda. Når det gjeld avtalane som er gjort med kommunane, er dette ei sak mellom avtalepartane som ikkje vedkjem departementet.

4 Framtida for vasskrafta

4.1 Vasskraftutbyggingar fram til i dag

4.1.1 Vasskraftutbygging fram til 1990. Samla Plan og verneplanane

I 1945 vart det produsert ei energimengd på 10-12 TWh i vasskraftanlegga i Noreg. I 1970 var kapasiteten oppe i 67 TWh. Dei største vasskraftutbyggingane vart gjennomførde i åra frå 1970 til 1985. Gjennom 1970- og 1980-åra vart det ferdigstilt kraftverk med ein gjennomsnittleg produksjon på 2,2 TWh/år. Mot slutten av 1980-talet vart det mindre vasskraftutbygging.



Figur 4.1 Investeringar i produksjonsanlegg i vasskraftsektoren 1960-2000.

Kilde: Kjelde: SSB.

Dei omfattande plansystema som me har i dag vart utvikla på 1970 og 80-talet. Dette er verneplanane for vassdrag (I-IV) og Samla Plan. Ein la då vekt på at den vanlege konsesjonshandsaminga ikkje ga den ønskje samanhengen mellom det einskilde prosjektet og den samla ressurstilgangen. Ut frå ein samla ressuroversikt, vart ein del vassdrag varig verna mot kraftutbygging. Det er i alt fire verneplanar som til saman utgjer ein landsplan for vern av vassdrag.

Stortinget tok allereie i 1960 opp spørsmålet om å utarbeida ein landsplan for vern av vassdrag. Bakgrunnen var eit ønskje om å få ei samla vurdering av eit tal vassdrag som var heilt eller delvis urørte av kraftutbygging. Ein slik landsplan måtte komma mens det framleis var fleire store vassdrag som ikkje var utbygde. Regjeringa gjorde framlegg om å velja vassdrag ut frå følgjande kriterium:

- "De utvalgte vassdrag med tilstøtende områder bør representere et variert

- tilbud av verneinteresser og typer av vassdragsområder. Noen av områdene bør være av betydelig størrelse
- Verneplanen må gi en rimelig fordeling på de ulike landsdeler, dog slik at de vassdragsområder som er sentralt beliggende og som betyr mye for mange mennesker, gis prioritet
 - Planen må ikke gis et slikt omfang at dekning av landets elektrisitetsbehov vil medføre for store økonomiske ofre
 - Andre inngrep i de sikrede områder som kan redusere deres verdi for naturvern- og friluftsmål og vitenskap må søkes unngått."

I Verneplan I vart 95 vassdragsobjekt med eit samla kraftpotensial på 7,1 TWh varig verna, jf. Innst. S. nr. 207 for 1972-73.

I St.prp. nr. 77 for 1979-80 la Regjeringa fram Verneplan II for Stortinget. 51 objekt med eit samla kraftpotensial på 2,6 TWh vart varig verna, jf. Innst. S. nr. 10 for 1980-81.

Ved vedtaking av Verneplan III, jf. St.prp. nr. 89 (1984-85) og Innst. S. nr. 243 (1985-86) vart 46 objekt, om lag 8,7 TWh, verna.

Verneplan IV vart fremja ved St.prp. nr. 118 (1991-92). Regjeringa gjorde framlegg om å verna 127 objekt med eit samla potensiale på 11,6 TWh, men ved Stortinget sitt vedtak, jf. Innst. S., nr. 116 (1992-93) vart 130 vassdrag/delar av vassdrag med eit samla kraftpotensial på 12,7 TWh varig verna.

Forutan Verneplanen for vassdrag har Regjeringa eller Stortinget ved handsaminga av konkrete einskildsaker òg vedteke ikkje å byggja ut vassdrag eller kutta ned på omsøkte utbyggingsplanar. Ved handsaminga av utbygginga av Saltfjell/Svartisen vart store vassdragsområde verna gjennom oppretting av nasjonalpark og landskapsvernområde. Dette tilsvarer eit kraftpotensiale på om lag 1,3 TWh.

Av det totale vasskraftpotensialet, slik det vert målt i det etablerte plansystemet, ligg 35,3 TWh/år i verna vassdrag, og er difor ikkje tilgjengelege for utbygging.

Dei fleste gjenverande vasskraftprosjekta er klassifiserte i stortingsmeldinga om Samla Plan (SP) for vassdrag. Før ein søkjar kan gå i gang med å få løyve til ei vasskraftutbygging, må han få prosjektet avklart i høve til SP. I kategori I i SP finst dei prosjekta som kan konsesjonshandsamast no. Ut frå dei tala som ligg føre i dag utgjer kategori I 15,1 TWh i årleg produksjonspotensiale. At eit prosjekt er plassert i kategori I inneber likevel ikkje anna enn at det kan verta konsesjonshandsama, ikkje at det vil verta gitt konsesjon. I tillegg kan einskilte prosjekt som er fritekne frå SP, handsamast. Prosjekt i SP kategori II og prosjekt som ikkje er handsama i SP, kan ikkje konsesjonshandsamast no (12,2 TWh/år).

4.1.2 Vasskrafttilgangen på 1990-talet. Manglande samsvar mellom godkjent utbygging og opplegget i plansystemet

Frå 1990 til 1999 auka vasskrafttilgangen i Noreg med berre 3,7 TWh. Det var òg særst lite annan ny krafttilgang. Det største kraftverket som vart ferdigstilt på 1990-talet var Svartisen I på om lag 2000 GWh/år. Elles er auken i produksjonskapasitet knytt til opprusting og utviding av eksisterande kraftverk og nokre nye vasskraftprosjekt, til dømes Nytt Skjerka i Vest Agder (570 GWh), Meråker/Tevla (425 GWh) i Nord-Trøndelag, Faulvatn i Nordland (107 GWh)

og Hekni i Aust-Agder (240 GWh). Dei tre prosjekta i Saltfjell-Svartisen er blant dei største prosjekta som har fått konsesjon sidan 1989.

På 1990-talet har det vore til dels lite samsvar mellom dei omsøkte prosjekta og dei prosjekta som opphavleg er greidde ut i Samla Plan. Prosjekta endra seg med høve til mellom anna teknikk, miljø og økonomi. Overgangen til ein kraftmarknad gjorde at kraftselskapa måtte setja mykje strengare krav til lønsemda i prosjekta enn tidlegare. Betre anleggsteknikkar og større konkurranse mellom leverandørar medverka òg til at avstanden mellom Samla Plan og dei faktiske prosjekta vart stor. Dersom eit endra prosjekt vert fremja, må ein søkjar få avklara det endra prosjektet i høve til Samla Plan før det er mogleg å gå vidare.

Administrativ handsaming for å klargjera eit prosjekt i høve til Samla Plan er tidkrevjande. Konfliktgraden aukar når det gjeld utnyttinga av vassdraga, og særleg når det gjeld kraftutbygging. Stadig oftare ser ein at ulike grupper med verneinteresser går i mot søknader om utbyggingsprosjekt som ligg i kategori I, til dømes fordi utbygginga rører ved verdifulle naturområde der det ikkje er gjort tekniske inngrep frå før. På den måten har Samla Plan sin funksjon som prosjektkatalog etter kvart vorte mindre verdfull.

Sakshandsaminga av Øvre Otta er eit døme på eit prosjekt der det godkjende opplegget vil liggja langt unna dei opphavlege planane i Samla Plan. I departementet ligg det no føre eit prosjekt til handsaming som etter Stortinget sitt vedtak er halvert ut frå plansystemet sitt tal, jfr. boks 4.1 i avsnitt 4.3.2.

Regjeringa går inn for ei vesentleg omlegging av Samla Plan i samband med at Verneplanen for vassdrag vert supplert med dei vassdraga der kraftutbygging vil få mest negative verknader og ulemper for miljøet, jf. avsnitt 4.3.4.

4.2 Framtida for vasskrafta

4.2.1 Nye vasskraftutbyggingar

Miljøkonsekvensane av vasskraftutbygging er i første rekkje knytta til inngrep i naturen ved opp- og neddemming av vatn, bygging av vegar, kraftlinjer og -stasjonar og ved at den naturlege vassføringa i vassdraga vert endra. Sjølv om me ved verneplanen, nasjonalparker og landskapsvernområde har eit til dels omfattande vern av vassdrag i landet, vil Regjeringa likevel leggja auka vekt på miljøomsyn i den framtidige forvaltninga av vasskraftressursane. Synet på vasskraftutbygging har endra seg gjennom dei siste ti åra. Konsesjonshandsaminga har vore prega av dette og mange saker har vore særstidkrevjande. Gjennom konsesjonshandsaminga gjer vassdragsstyresmaktene ei grundig vurdering mellom nytte og ulemper ved ei kraftutbygging. Omsynet til miljøet har gradvis vorte tillagt større vekt. Det er Regjeringa si haldning at ein skal seia nei til nye store prosjekt der ein grip inn i urørt natur som er viktig for miljøet. Dei beste vasskraftprosjekta er bygde. Dei prosjekta som er att er stort sett mindre og nokre av dei er konfliktfylte. Ny vasskraft kan likevel medverka monaleg til lønsam kraftfornyng og til energioppdekking. Det er likevel slik at ein vesentleg del av vasskraftpotensialet i Noreg allereie er utbygd. Det står att nokre store prosjekt som vil verta fremja dersom omsynet til miljøet ikkje gjer det ugjennomførleg. Det er likevel stort sett mindre vasskraftprosjekt som vil verta gjennomførte framover, sjå neste avsnitt.

Regjeringa legg òg vekt på flaumdemping som ein viktig del av nokre vassdragsreguleringar, særleg dei store magasinane. Etter flaumen i 1995 tilrødde Flaumtiltaksutvalet 10 prosjekt med stor effekt for flaumdemping. Fem av prosjekta vil verta unntatt frå handsaming etter Samla Plan. Det er då opp til regulantane å søkja om å få byggja ut desse prosjekta. Dei andre fem prosjekta vil verta vurderte under omlegginga av planen. Stortinget ga ved si handsaming av "Flommeldinga" uttrykk for at flaumforholda skal verta tillagt vesentleg større vekt. Dette inneber mellom anna at dei vassmagasina og reguleringar som er viktige i den samanheng, må oppretthaldast og nyttast på høveleg måte.

4.2.2 Nærare om nokre aktuelle vasskraftprosjekt

Det ligg føre ein del meldingar om utbyggingar som ikkje er ferdig handsama og som gjeld både opprusting, nybygging, overføringar og reguleringar. Dei fleste prosjekta har ein årsproduksjon på godt under 100 GWh (i gjennomsnitt 50 GWh). Samla utgjer desse prosjekta eit nytt produksjonspotensial på om lag 1,65 TWh/år. Når ein ser på erfaringane på 90-talet kan den planlagde produksjonen verta redusert gjennom den fastlagde planprosessen. For søknader som ligg inne til handsaming i NVE, utgjer desse eit potensiale på om lag 1,9 TWh/år. Av dette utgjer utbygging, regulering, overføring m. v. i Saudavassdraget 1,13 TWh. Saudaprojektet er redusert i høve til dei opphavlege planane om å byggja ut om lag 2 TWh.

I Olje- og energidepartementet ligg det òg ein del søknader som er under handsaming. Desse har eit produksjonspotensial på om lag 2,3 TWh/år. Av desse utgjer dei tre stansa prosjekta i Saltfjell/Svartisen om lag 1 TWh. Utbygginga i Øvre Otta utgjer 525 GWh/år og er klår for slutthandsaming i departementet våren 2001.¹⁾

Ein nyttar nemninga *mikrokraftverk* på kraftstasjonar med installasjon under 100 kW og *minikraftverk* med installasjon frå 100 kW til 1 000 kW.²⁾ NVE har erfart ei stor interesse for å byggja slike kraftverk dei siste åra. Berre i 2000 handsama NVE 71 meldingar om slike anlegg. Av desse vart 49 vurdert til ikkje å vera konsesjonspliktige. Desse små kraftverka spelar inga stor rolle for den samla nasjonale krafttilgangen, men for den enkelte gardbrukar og for den lokale energiforsyninga kan mini-/mikrokraftverka ha verdi. NVE har likevel erfart at få av anlegga vert realisert. Regjeringa vil kartleggja kva for hindringar som ligg til grunn for dette og føreslå tiltak som fremjar ei samfunnsnyttig utbygging av slike kraftverk.

4.2.3 Forvaltinga av dei utbygde vasskraftanlegga

Sjølv om vassdraga er av stor verdi for allmenne interesser som naturvern og friluftsliv, er kraftproduksjon den viktigaste økonomiske utnyttinga av vassdraga. Miljømessig har vasskrafta klare, positive sider. Ein normal årleg produksjon på om lag 118 TWh/år av vasskraft utgjer ein viktig del av nasjonalformuen. Verdien av formuen kan auka vesentleg på grunn av krav om fornybar energi i alle land. Vasskrafta er difor ein særskild verdifull ressurs som me må

¹⁾ Dei ulike stadia i sakshandsaminga er nærare drøfta i avsnitt 4.3.2.

²⁾ Desse grensene har likevel ingen innverknad med tanke på konsesjonsplikt.

ta godt vare på, og dei verdiane me har i eksisterande anlegg, må utviklast på ein tenleg måte. Som hovudregel bør ein heller ikkje svekkja vassressursgrunnlaget for produksjon.

Eit vasskraftanlegg har ei teknisk og økonomisk levetid på om lag 40 år. Delar av anlegget varer nær evig, andre delar har kortare levetid. Ein god del av dei norske vasskraftanlegga tek til å verte nedslitne. På grunn av dei strenge krava til tryggleik som ligg føre, må ein uansett rekna med ein god del naudsynte investeringar i tida framover. Vasskraftverksemda må difor ha rammevilkår som gjer at vedlikehald og fornying skjer i tide.

Regjeringa vil seia ja til vasskraftprosjekt som gjeld opprusting og utvidingar som ikkje er til nemnande skade for urørt natur. *Opprusting* av vasskraftverk inneber at allereie eksisterande kraftverk vert moderniserte for å nytta den potensielle energien i vatnet betre og auke tryggleiken ved drifta. *Utvidingar* er større tiltak - overføringar av vatn, auke av eksisterande eller oppretting av nye reguleringar, auke av fallhøgda og maskininstallasjonar. Olje- og energidepartementet vil leggja fram ei vurdering av rammevilkår for kraftproduksjon i Revidert nasjonalbudsjett for 2001.

Eit døme på eit opprustings- og utvidingsprosjekt er bygginga av eit nytt Tyin Kraftverk der Norsk Hydro er eigar av anlegget. Prosjektet har ein total produksjon på om lag 1460 GWh. Av dette er om lag 240 GWh ny kraft. Frist for å starta opp utbygginga er fem år frå konsesjonen vart gitt, men truleg vil Hydro starta opp allereie til sommaren.

Ved handsaming av både *revisjon og fornying* av reguleringskonsesjonar vil Regjeringa leggja stor vekt på å halda oppe det eksisterande produksjonsgrunnlaget for vasskraftproduksjonen, jfr. avsnitt 4.3.5.

4.3 Nærare om sakshandsaminga ved vasskraftsaker

4.3.1 Innleiing

Regjeringa si haldning skal følgjast opp på ein måte som gjer sakshandsaminga klårare, enklare og raskare. Departementet vil;

- gi NVE nye rammer for handsaming av utbyggingssaker i tråd med dei retningslinjene som er gitt ovanfor. Sakene skal fremjast på samme måte som tidlegare
- gjera Samla Plan om frå eit prosjektorientert plansystem til ein vassdragsbasert ressuroversikt og avgjerdsgrunnlag for forvaltinga
- leggja fram forslag til supplering av Verneplanen for vassdrag
- gjera sakshandsaminga raskare.

Desse punkta er omhandla i dei neste avsnitta.

4.3.2 Sakshandsaminga ved vasskraftsaker

Slik systemet er i dag må ein søkjar få avklart eit vasskraftprosjekt med årleg produksjon på 5 GWh eller meir, eller installert effekt på 1 000 kW eller meir, i høve til Samla Plan, før det er mogleg å gå i gang med å søkja om løyve. Avklaring i høve til Samla Plan vil seia at prosjektet enten vert friteke, eller at det vert plassert i kategori I eller II, sjå avsnitt 4.1.1. Når avklaringa etter Samla Plan ligg føre, har ein reglar i plan- og bygningslova kapittel VII-a om at verk-

nader av utbyggingstiltak som har vesentlege konsekvensar for miljø, naturressursar og samfunn skal meldast og utgreiast med omsyn til konsekvensar. Utgreiinga vert lagt fram i form av ei konsekvensutgreiing (KU). NVE er ansvarleg styresmakt for handsaminga etter KU-reglane for tiltak som treng konsesjon etter vassdragslovgivinga. Reglane gjeld generelt alle store utbyggingstiltak. For tiltak innafor vasskraftsektoren gjeld følgjande grenser for tiltak som *alltid skal* utgreiast:

- utbygging av vasskraft med årleg produksjon over 40 GWh
- demningar og andre anlegg for oppdemming eller varig lagring av vatn dersom ei ny eller supplerande mengd oppdemt eller lagra vatn overstig 10 mill. m³.

Innafor vasskraftsektoren gjeld det òg konsekvensutgreiing for saker dersom dei har ein årleg produksjon under 40 GWh, men med investeringskostnad over 50 mill kroner, dersom dei kan få vesentlege konsekvensar for miljøet. Ein tiltakshavar må leggja fram dei opplysningar som er naudsynte for at styresmaktene skal kunna ta stilling til om tiltaket fell innafor KU-reglane. NVE tilrår at melding og KU vert nytta for alle desse sakene der tiltakshavar kan vera i tvil. Vurderinga vert gjort av NVE i samråd med kommunar, fylkesmannen og kulturminneforvaltinga i fylkeskommunen.

Prosessten startar opp med ei melding. Meldinga skal gjera greie for dei tekniske planane og verknadene som er kjende på det tidspunkt melding vert fremja, og innehalda forslag til KU-program for dei tema tiltakshavar sjølv meiner at det er naudsynt å greia ut. Meldinga skal skildra kva slags areal og kva slags arealbruk det er i området for tiltaket. Forholdet til gjeldande planar vert skildra. Dette gjeld kommuneplanar, kommunedelplanar, reguleringsplanar, fylkeskommunale planar, verneplanar etc. Dersom det går føre seg planarbeid som omfattar det aktuelle området, skal dette komme fram i meldinga. Meldinga skal gjera greie for kva slags kontakt tiltakshavar har hatt med offentlege styresmakter om plansituasjonen. NVE sender meldinga på høyring til kommunar, fylkesmenn, fylkeskommunar og statlege forvaltingsorgan som er aktuelle, og ein del sentrale og lokale organisasjonar. Meldinga vert òg lagt ut på eitt eller fleire offentlege kontor. I den tida meldinga er ute på høyring, vert det normalt arrangert eit offentleg møte lokalt der NVE gir informasjon om konsesjonshandsaminga og tiltakshavar om planane. Det kan vera aktuelt å dra på synfaring. Fristen for å komme med fråsegn er minst 6 veker.

Etter at fristen er gått ut fastset NVE eit endeleg KU-program som først vert lagt fram for Miljøverndepartementet som ansvarleg styresmakt for plan- og bygningslova. Tiltakshavar er ansvarleg for å gjennomføra dei tekniske og faglege utgreiingane som er fastsette i KU-programmet. Etter at KU er ferdig og tiltakshavar ønskjer å gå vidare med planane, vert det sendt søknad med KU og fagutgreiingar til NVE. Det skal lagast ein kortversjon av KU som òg skal godkjennast.

NVE sender søknaden/KU og kortversjonen på høyring til dei samme institusjonane og organisasjonane som fekk meldinga. Det vert arrangert nytt folkemøte lokalt. NVE har òg møter med administrasjon/politisk leiing i dei kommunane det gjeld dersom det er ønskjeleg. Det kan vera aktuelt med (ny) synfaring. Fristen for å komma med fråsegn skal etter plan- og bygningslova sine reglar vera minst 8 veker, men i høve til vassdragslovgivinga må ein nytta 3 månader. Faginstansar som Direktoratet for naturforvalting (DN), fylkes-

mannen og kulturminneforvaltinga i fylkeskommunen har spesielt ansvar for å vurdera søknaden/KU. Tiltakshavar har rett til å kommentera fråsegna til slutt.

Når alle dokument ligg føre og er gått gjennom av NVE, tek NVE ei slutt-synfaring til det området søknaden omfattar. Kommune og grunneigarar kan som regel vera med. I større saker kan NVE òg halde ope lokalt møte.

På grunnlag av fastsett KU-program, utført KU, dei fråsegner som ligg føre, tiltakshavar sine kommentarar og NVE si eigen vurdering, tek NVE stilling til om utgreiingsplikta er oppfylt. NVE avgjer om denne er oppfylt og denne avgjerda kan ikkje påklagast. Saksgangen i høve til plan- og bygningslova sine KU-reglar er no avslutta.

Det er først på dette trinnet i prosessen at det er mogleg å gjera ei samla vurdering av søknaden etter vassdragslovgivinga. Når NVE skal gi si innstilling, tek NVE fram dei mest vesentlege forholda i saka, det som er til gagn/nytte og ulempene, og gir råd til Olje- og energidepartementet om konsesjon skal verta gitt eller ikkje, eventuelt om konsesjon skal verta gitt for ei redusert utbygging. NVE si innstilling vert sendt Olje- og energidepartementet for vidare handsaming.

Olje- og energidepartementet sender NVE si innstilling på høyring til dei departementa og dei kommunar saka vedkjem. Departementa sender oftast innstillinga til sine direktorat. Frist for fråsegn vert sett til ca. 6 veker, men det er svært vanleg at instansane må be om utsett frist. Ofte har Olje- og energidepartementet møte med både andre departement, kommunar, ulike miljøvernorganisasjonar og søkjaren i den tida saka er til handsaming. Ofte er det òg eit ønskje - både frå søkjar og kommunane si side - at departementet dreg på synfaring. Store saker ligg difor ofte til handsaming i lengre tid i departementet. Dette skuldast ikkje minst at konfliktane ofte er store mellom dei ulike partane og andre saka kjem ved, og at det difor kan bli vanskelege og tidkrevjande politiske og administrative avgjerder å ta. Ofte må styresmaktene ta standpunkt til vanskelege konsesjonsrettslege spørsmål i saka der organisasjonar, lokalforvalting og grunneigarar i ettertid utførar ein svært kritisk gjennomgang med assistanse frå advokatar og annan ekspertise, for å sjå om det er grunnlag for rettsleg prøving.

Boks 4.1 Øvre Otta - eit døme på handsaminga av eit større vasskraftprosjekt

Rapporten frå Econ Senter for økonomisk analyse om investeringar i kraftproduksjon, frå hausten 2000, tek opp problemet med sakshandsaminga for vasskraftsaker. I rapporten har ein illustrert dei ulike trinn i prosessen for vedtak omkring ny kapasitet for kraftproduksjon, slik det er gjort her i avsnitt 4.3.2. Som eit døme på eit større vasskraftprosjekt - som må gjennom alle trinn i prosessen - har ein i rapporten valt Øvre Otta:

-1984: Hovudrapporten for Stortinget si første handsaming av Samla Plan vert utarbeidd. Ulike prosjekt for kraftutbygging i Øvre Otta er med og vert plasserte i ulike kategoriar

-1990: Vassdragsrapporten for Øvre Otta-prosjektet vert ferdigstilt. Rapporten inneheld ei teknisk-økonomisk utgreiing og ein førebels konses-

kvensvurdering

–1992, vår: Utbyggjarane sender melding og forslag til program for KU etter plan- og bygningslova (pbl.) til NVE

–1993, vår: Prosjektet vert plassert i kategori I ved rulleringa av Samla Plan i Stortinget

–1996, vinter: Utbyggjarane søkjar om konsesjon etter vassdragsreguleringslova for ein produksjon på om lag 1070 GWh og sender inn KU - ut på høyring

–1997, vår: NVE gir innstilling om at konsesjon skal gis til eit noko redusert prosjekt (70 GWh mindre)

–1998, vinter: Olje- og energidepartementet avslår konsesjonssøknaden. Konsesjonssøklar krev at saka vert lagt fram for Stortinget.

–1998, sommar: Regjeringa sender saka til Stortinget og tilrår avslag

–1999, sommar: Stortinget opnar for halv utbygging (525 GWh/år)

–2000, vinter: Utbyggjarane søkjer om halv utbygging etter vassdragslova og før jul gir NVE innstilling til Olje- og energidepartementet

–2001, vår: Endeleg konsesjonshandsaming

I følgje konsesjonshavar kunne ein dra lite nytte av utgreiingane som vart utført i samband med vassdragsrapporten ved utgreiingane etter plan- og bygningslova, jf. Econ-rapporten. Konsekvensvurderingane som vert utført i vassdragsrapporten, er likevel ikkje meint å erstatte seinare utgreiingar. Ingen av Samla Plan-prosjekta vart i denne saka lagt til grunn. Denne saka syner at sjølve sakshandsaminga er særskilt omfattande og krev mykje ressursar.

4.3.3 Effektivisering ved handsaminga av vasskraftsaker

Regjeringa går inn for ei effektivisering av tida og ressursane som går med til handsaminga av vasskraftsaker. Ein vil sjå nærare på tilhøvet mellom kommunal planlegging og sakshandsaming etter vassdragslovgivinga. Regjeringa vil sjå desse forenklingane i samanheng med handsaminga av utgreiinga frå Planlovutvalet.

Det er sett i gang ein prosess for å vurdere om det kan gjerast forenklingar i metoden for å rekna ut grunnlaget for fastsetjing av konsesjonskraft og konsesjonsavgifter.

Øvre Otta er eit døme på konfliktane i vasskraftsaker og korleis ulike interesser vert vurderte mot kvarandre i både forvaltinga og dei politiske organa si handtering av utbyggingssaker. Konfliktgraden har dei seinare åra auka vesentleg sjølv for små vasskraftprosjekt. Dette gjer at det ofte tek like lang tid å avgjera slike små prosjekt som større prosjekt. Olje- og energidepartementet vil òg sjå på om ein kan få til ei effektivisering av tidsbruken for slike mindre prosjekt.

Med auka vekt på miljøomsyn vil ikkje dei vasskraftprosjekta som vil gi mest ulemper og skadar få konsesjon, dersom dei grip inn i urørt natur som er viktig for miljøet. Dei prosjekta som ikkje vil gje skade på viktig miljø bør i staden få ei raskare handsaming. Kravet til utgreiingar må reduserast for slike prosjekt, samstundes som tidsbruken lokalt og sentralt kan strammast inn. På den måten kan ein få auka effektivitet i handsaminga av vasskraftprosjekta.

4.3.4 Vidare arbeid med Samla Plan, verneplanane og dei nasjonale laksevassdraga

I st.meld. nr. 24 (2000-01) har Regjeringa konkludert med at Samla Plan i si noverande form ikkje lenger er føremålstenleg i sakshandsaminga. Planen er snarare fordyrande og gjer at sakene vert forseinka. Samla Plan kan ikkje binde framtidige storting. Planen har dermed ikkje særleg verdi som rammevilkår framover. Store saker vil verta påverka av skjøn, og det er ofte skjønnet som avgjer om konsesjon vil verta gitt eller ikkje. Dette skjønnet kjem inn under sjølve konsesjonshandsaminga, og ikkje ved avklaringa i Samla Plan (SP) eller ved meldingsfasen.

Øvre Otta-saka viser at SP-vedtaket om denne utbygginga hadde liten verdi for det endelege utfallet av saka. Plasseringa som Øvre Otta-prosjektet fekk i SP, fungerte ikkje som rammevilkår for vedtaket i konsesjonssaka. Dåverande regjering vurderte prosjektet heilt annleis enn kva fleirtalet på Stortinget gjorde med sitt opphavlege SP-vedtak. Dessutan vedtok Stortinget i 1999 eit heilt anna prosjekt enn SP-prosjektet frå handsaminga i Stortinget i 1993. Dei ulike rulleringane av Samla Plan inneheld ei rekkje ulike alternativ for kraftutbygginga i Øvre Otta. Ingen av desse alternativa er i nærleiken av det alternativet Stortinget til slutt gjorde vedtak om. Dette alternativet vart faktisk fremja i ei fråsegn under høyringsrunden knytt til søknaden og KU.

For å sikra ei heilskapleg forvaltning i tråd med Regjeringa sin energi- og miljøpolitikk, er det mellom anna naudsynt med ei vesentleg omlegging av Samla plan for vassdrag og ei supplering av Verneplanen for vassdrag. Ei slik vesentleg omlegging må ta omsyn til Regjeringa sitt arbeid for å få til forenklingar av forvaltningssystema til beste for brukarane.

Det har skjedd viktige endringar i fleire av dei opphavlege føresetnadene for Samla Plan. Mellom anna er føringane for miljøvernpolitikken endra. Ordninga med ei gruppevis sortering av vasskraftprosjekt krev store ressursar i forvaltninga til drift og vedlikehald og verkar kompliserande for utbyggjarane. Samla Plan er i si noverande form ikkje føremålstenleg for sakshandsaminga framover. Regjeringa har difor tilrådd, jf. st.meld. nr. 24 (2000-01), at den noverande planen vert omarbeidd vesentleg.

Føresetnaden for ei slik vesentleg omlegging og forenkling er at Verneplanen for vassdrag vert supplert med ein del av dei vassdraga frå Samla Plan der ulempene og dei negative verknadene vil vera størst med ei vasskraftutbygging. Denne suppleringa opnar for at dei gjenverande vassdraga og vassdragsområda kan konsesjonshandsamast i tråd med Regjeringa sitt syn om at miljøomsyn skal få auka vekt i den framtidige forvaltninga av vasskraftressursane, ut frå dei retningslinjer som er nemnde ovanfor i 4.2.1. Stortinget har òg gitt uttrykk for at flaumforholda skal verta tillagt større vekt, og dette kan få verknad både for vurderinga av aktuelle vassdrag og vassdragsområde og for dei konkrete prosjekta som vert fremja til konsesjonshandsaming.

Olje- og energidepartementet har forvaltingsansvaret for verneplanane. I samråd med Miljøverndepartementet har Olje- og energidepartementet gitt NVE i oppdrag å komme med ei tilråding om supplering av Verneplanen for vassdrag. Oppgåva vil verta utført som eit prosjekt i regi av NVE. Direktoratet for naturforvaltning vil òg stå sentralt i arbeidet.

God miljøinformasjon om vassdraga er viktig rettleiing slik at utbyggjarane kan få høve til å velja dei minst konfliktfylte vassdraga for konsesjons-

handsaming. Slik informasjon basert på arbeidet som ein no skal gjera med suppleringsplanen og med Samla Plan, vil vera til nytte for utbyggjarane av vasskrafta.

For dei vassdraga der ein kan søkja konsesjon, vil det vera viktig å ha god kunnskap om dei ulike miljø- og bruksverdiene for å sikra at den framtidige konsesjonshandsaminga kan gjerast på best mogleg grunnlag. Dette krev at det vert utvikla ein vassdragsbasert ressursoversikt som og vil vera eit nyttig avgjerdsgrunnlag for vassdrags-, energi- og miljøforvaltinga. Eit slikt materiale vil erstatta det prosjektorienterte plansystemet som ein har i dag. Olje- og energidepartementet og Miljøverndepartementet vil ha ansvar for dette arbeidet.

Regjeringa tek sikte på at forslag til resultat av omlegginga av Samla Plan for vassdraga, forslag til suppleringsplan for vassdrag og andre puljer med nasjonale laksevassdrag skal leggjast fram for Stortinget innan utgangen av 2003.

4.3.5 Revisjon av konsesjonar og krav til minstevassføring

Tidlegare gitte konsesjonar utan tidsavgrensing kan verta reviderte 50 år etter at konsesjonen vart tidfesta.³⁾ Enno er inga revisjonssak gjennomført. NVE har stor pågang frå både kommunar og andre om å setja i verk revisjon av eldre reguleringskonsesjonar. NVE vil starta revisjonsprosessar for nokre regulerte vassdrag. Revisjon vil i første rekkje gjera det mogleg å setja nye vilkår for å rette opp skadar på miljøet som følgje av utbyggingane. Vilkåra vil òg verta moderniserte og vilkår som ikkje lenger er aktuelle, vert sletta. Det som vil vera naturleg å ta opp i ein revisjon er til dømes vilkår om terskelbygging og andre biotopjusterande tiltak, naturfaglege undersøkingar og minstevassføring. Reguleringar og overføringar er del av sjølve reguleringskonsesjonen og kan ikkje endrast ved ein revisjon.

Manøvreringsreglementet er ein del av vilkåra, og det er difor høve til revisjon for dette. Det knyter seg størst interesse til ytterlegare fylling av magasin og minstevassføring. Ytterlegare magasin fylling kan verta innført, som til dømes høg vasstand om sommaren eller magasin for flaumdemping.

Det har vore ei vesentleg utvikling når det gjeld vilkår om minstevassføring. I dag vert det i praksis mest alltid fastsett føresegner om minstevassføring i nye konsesjonar.

Forslag om minstevassføring kan verta vurderte ved ein revisjon. I Ot.prp. nr. 50 (1991-92) Om lov om endringer i vassdragsreguleringsloven m.fl. er det presisert at ein må visa atterhald med minstevassføringar dersom det førar til tapt produksjon. I forarbeida er det vist til at auka krav til minstevassføring kan få store økonomiske følgjer for regulanten, men i første rekkje at det fører til redusert krafttilgang. Det må òg takast omsyn til at reguleringa har vart i lang tid og at miljøet har tilpassa seg tilhøva.

³⁾ Revisjonstida er 30 år for konsesjonar som er gitt i 1992 og seinare, jf. lovendring i 1992.

5 Økonomisk kompensasjon til Statkraft SF - prinsippa for kompensasjon

Statkraft vart i føretaksmøte 08.09.2000 instruert om å stogga utbygginga av Beiarn. Det vart vist til brev av 05.09.2000 frå stortingsrepresentantane frå Framstegspartiet, Kristeleg Folkeparti, Høgre, Senterpartiet, Sosialistisk Venstreparti og Venstre. I brevet ber representantane om at statsråden syter for at det blir gjort supplerande konsekvensutgreingar med særleg vekt på anadrom laksefisk, kulturminne og sameproblematikk før utbygging av Beiarn vassdraget vart sett i gang. Føretaksmøtet føresette difor at Statkraft stansar all verksemd i samband med Beiarn-utbygginga inntil Olje- og energiministeren hadde fått avklart desse spørsmåla i forhold til Stortinget. Vidare vart Statkraft i føretaksmøte 29.01.2001 instruert om å avvikla plikter og avtalar i samanheng med dei tre prosjekta i Beiarn, Bjøllåga og Melfjord. Det vart vist til føretaksmøte av 08.09.2000 nemnt ovanfor, og til at Olje- og energiministeren i inneverande melding vil tilrå at utbyggingane av Bjøllåga, Melfjord og Beiarn blir skrinlagt. I påvente av Stortinget sitt vedtak føresette føretaksmøtet at Statkraft SF straks stansar alt arbeid med prosjekta i Bjøllåga, Melfjord og Beiarn, og med dette avviklar plikter og avtalar i samband med utbyggingane. Dette fører til at tapar som instruksane medfører for Statkraft, blir så små som mogleg.

Endeleg instruksjon til Statkraft med omsyn til utbyggingsprosjekta i Bjøllåga, Melfjord og Beiarn vil liggja føre etter at Stortinget har fatta eit endeleg vedtak i saka.

Regjeringa går inn for at staten gir kompensasjon til Statkraft for dei økonomiske tapar som følgjer av instruksjonane. Storleiken på kompensasjonen vil bli fastsett på grunnlag av den forventade noverdien knytta til å realisere prosjekta, kostnader knytta til den mellombelse stansen i Beiarnprosjektet, og kostnader knytta til skrinlegginga av prosjekta. For prosjekt som eventuelt kan gjennomførast seinare, vil det økonomiske tapet vera knytta til kostnader som oppstår fordi prosjektgjennomføringa ikkje vert optimal på grunn av utsetjinga.

Statkraft er eit statsføretak som skal drivast etter forretningsvise prinsipp. Klargjering av roller var eit av dei viktigaste føremåla med å skilja Statkraft frå staten. Statsføretaket er eit eige rettssubjekt, som både rettsleg og økonomisk er skilt frå staten. Styret har det forretningsvise ansvaret for verksemda, og må kunna målata på dei økonomiske resultatane. I St.meld. nr. 40 (1997-98) "Eierskap i næringslivet" vart prinsippa for statleg eigarskap drøfta. Der heiter det mellom anna følgjande:

"...Det er et alminnelig utgangspunkt for de fleste statlige selskaper at de har en forretningsmessig målsetting, med lønnsom drift som et hovedkriterium. De statlige bedriftene skal kunne drive sin virksomhet etter de samme linjer som de private bedriftene de konkurrerer med. ...De statlige selskapene som er pålagt samfunnsmessige oppgaver som kan være ulønnsomme å utføre, kan kompenseres for dette slik at pålagte oppgaver ikke medfører svekket konkurransevne."

Å gi kompensasjon for det økonomiske tapet er i tråd med prinsippa for styring av statlege selskap og tidlegare praksis i høve til føretaket. I 1992 vart føretaket instruert til å byggja ferdig det siste byggetrinnet i Svartisen, noko det nyoppretta statsføretaket ikkje meinte var bedriftsøkonomisk lønsamt. Statkraft fekk då ein økonomisk kompensasjon slik at utbygginga skulle verta lønsam for føretaket.

Departementet har etter ei konkret vurdering av ei rekkje forhold funne det rimeleg å yta kompensasjon i dette tilfellet. Å gi kompensasjon i den aktuelle saka vil mellom anna:

- Underbyggja fordelinga av ansvar mellom eigar og styre/foretak. Dette gjeld både i høve til sjølv utbetalinga av kompensasjonen, og fordi det legg til rette for oppfølging av dei økonomiske resultatane og måling av avkastninga i ettertid. Utan kompensasjonen vert det vanskelegare å plassera ansvaret dersom avkastninga skulle visa seg å ikkje vera så god som ho burde.
- Unngå at sektorpolitiske pålegg svekkjer Statkraft si stilling i høve til konkurrentane.
- Underbyggja skiljet mellom staten si rolle som eigar og sektorforvaltinga. Når ein skal ta stilling til om det er rimeleg å gi kompensasjon, bør Statkraft verta behandla likt med selskap eigd av private.
- Synleggjera kostnadene ved å stansa prosjekta.

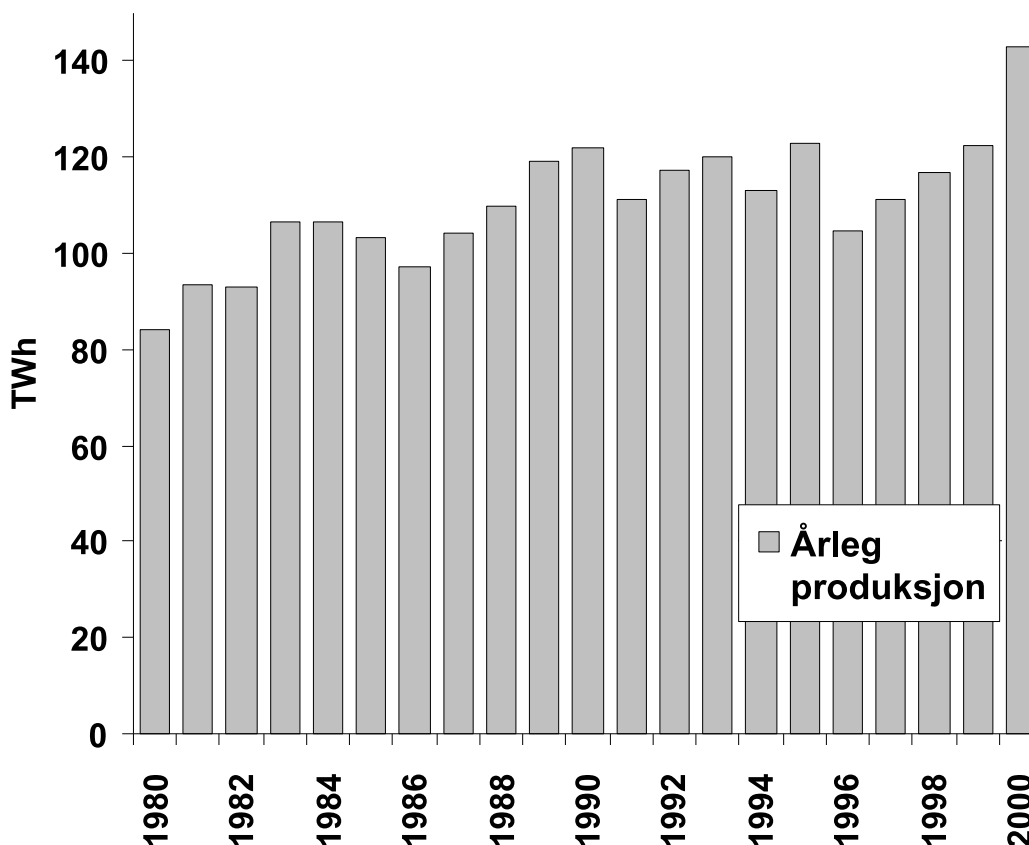
Departementet vil leggja fram forslag til økonomisk kompensasjon over statsbudsjettet seinare.

6 Om kraftbalansen og tørrår

6.1 Innleiing

Elektrisiteten har ei langt meir dominerande rolle i energiforsyninga i Noreg enn i andre land. Mellom anna har Noreg ein stor kraftkrevjande industri. I tillegg vert elektrisitet nytta i langt større grad til oppvarming. Andre land har større bruk av fjernvarme og direkte bruk av gass og olje.

I Noreg står vasskrafta for nær all elektrisitetsproduksjon. I andre land er elektrisitetsproduksjonen i stor grad basert på fossilt brensel og kjernekraft. Den dominerande rolla til vasskrafta gjer at den norske elektrisitetsproduksjonen varierer mykje frå år til år på grunn av variasjonane i nedbøren, jf. figur 6.1.



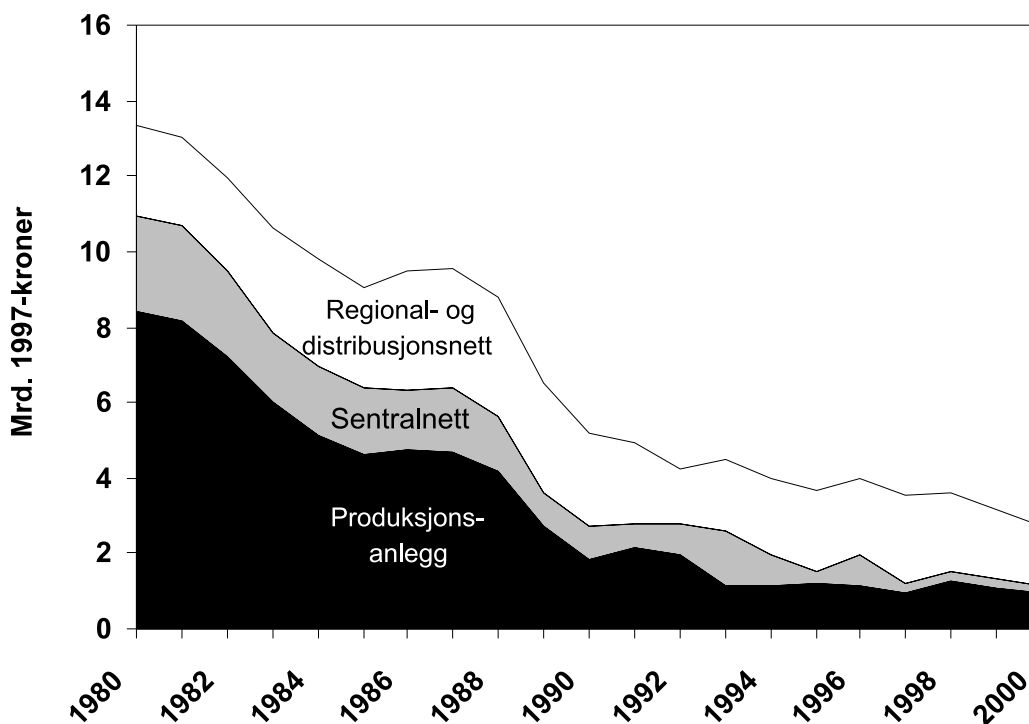
Figur 6.1 Årleg elektrisitetsproduksjon i Noreg 1980-2000.

Kilde: Kjelde: SSB.

I 2000 kom elektrisitetsproduksjonen opp i om lag 143 TWh. Dette var ny rekord. Tidlegare var høgste produksjonstal 123 TWh frå 1995. Den høge produksjonen i 2000 var eit resultat av høgt tilsig til kraftverka p.g.a. mykje nedbør. Dei store variasjonane i elektrisitetsproduksjonen kan illustrerast med at produksjonen i 1996 var 105 TWh. I 12 månadersperioden frå juli 1996 til og med juni 1997 var produksjonen berre 98 TWh.

Trass i den svært høge produksjonen av elektrisitet i 2000, er den underliggjande produksjonsveksten låg. Det har i mange år vore liten kapasitetsauke i elektrisitetsforsyninga. Dette gjeld både i kraftverka og i overføringsnett. Veksten har i tillegg vore avtakande. Produksjonskapasiteten auka med 2,7 TWh frå 1990 til 1995. Frå 1995 til 2000 var auken berre 1,2 TWh.

Den låge auken i produksjonsevna er eit resultat av låge og fallande investeringar, jf. figur 6.2 som viser bruttoinvesteringar i kraftverk og overføringsnett i elektrisitetsforsyninga frå 1980 til 2000. Det er særleg investeringane i produksjonsanlegg som har vorte reduserte.



Figur 6.2 Bruttoinvesteringar i kraftforsyninga 1980-2000¹.

¹Førebels overslag av OED for 1998-2000.

Kilde: Kjelde: SSB.

Boks 6.1 Kraft- og effektbalanse

I ein kraftmarknad må det alltid vera balanse mellom det som kjem inn på kraftnettet - krafttilgangen og det som vert tatt ut - forbruket.

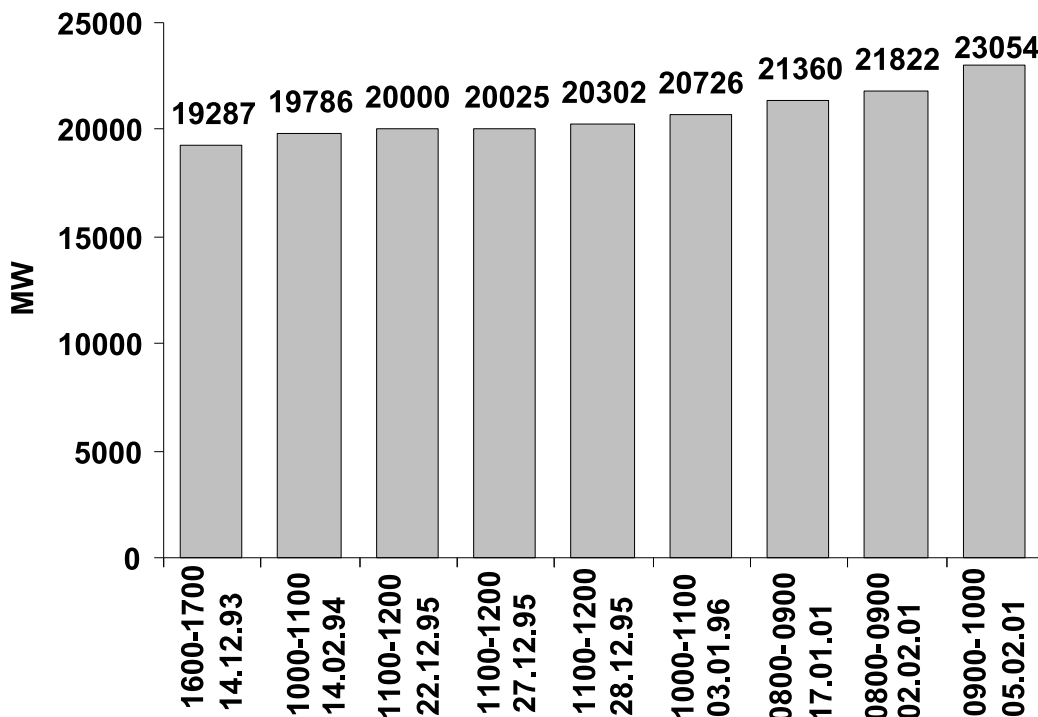
Kraftbalansen innanlands vert definert som forholdet mellom produksjonen og samla forbruk av kraft over eit år. I vurderingar av kraftbalansen er det vanleg å ta utgangspunkt i forholdet mellom forbruket og normalårsproduksjonen (produksjonen i eit år med normal nedbør).

Overføringssambanda med utlandet gir fleksibilitet i tilpassinga av forbruk og produksjon innanlands. I år med høgt tilsig vil ein ofte ha større produksjon enn bruk innanlands.

Effektbalansen gir forholdet mellom tilgangen og bruken av kraft på eit konkret tidspunkt. Utviklinga i kraft- og effektbalansen heng saman. Ein

gradvis strammare kraftbalanse som følgje av liten tilgang på ny produksjonskapasitet, aukar òg faren for å komma i kortvarige pressa situasjonar.

I løpet av dei siste åra har det stadig vorte sett nye rekordar i straumuttaket utan at produksjons- og overføringskapasiteten har auka særleg. Dette viser at effektbalansen har vorte strammare. Siste rekord vart sett om morgonen den 5. februar i år. Forbruket var oppe i 23054 MW mellom klokka 9 og 10, jf. figur 6.3.

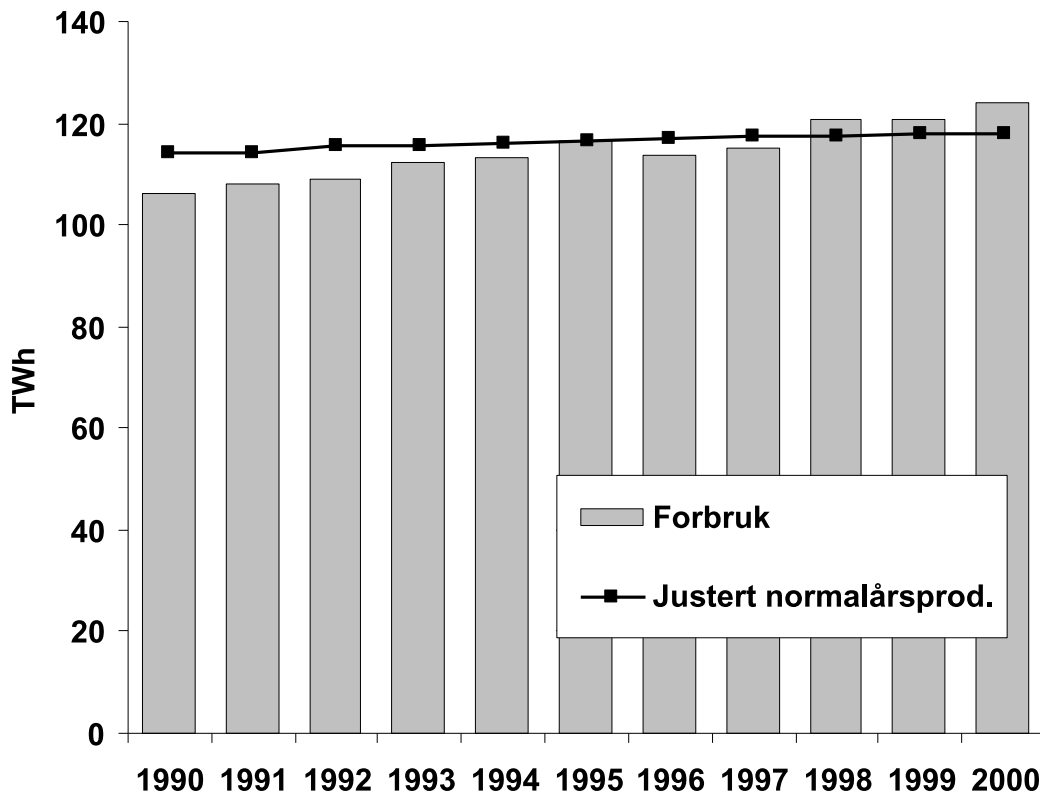


Figur 6.3 Effekttoppar. Utviklinga i det høgste målte forbruket i løpet av ein time.

Kilde: Statnett

Samstundes med at det har vore liten tilvekst i produksjonskapasiteten, har veksten i bruken av elektrisitet halde fram, jf. figur 6.4. Frå 1990 til 2000 auka den årlege bruken av elektrisitet med 18,0 TWh, jf. at veksten i produksjonskapasiteten i same periode berre var 3,9 TWh. Auken i bruken av elektrisitet har variert noko frå år til år, mellom anna på grunn av temperatur- og konjunkturvariasjonar og varierende pris på elektrisitet. Over tid har auken likevel vore relativt jamn. Kraftforbruket i 2000 er det høgaste som har vore målt i Noreg, trass i at det var svært mildt dette året. Mykje tyder på at bruken av energi i 2001 vil verta klart høgare enn i 2000.

Den låge auken i produksjonsevna i høve til veksten i bruken av elektrisitet, har ført til at Noreg har gått over frå å vera netto krafteksportør til å verta netto kraftimportør i år med normal nedbør. I år med normal nedbør og temperatur treng ein i dag ein vesentleg del av importkapasiteten frå utlandet til å dekkja bruken av elektrisitet.



Figur 6.4 Normalårsproduksjon og bruk av elektrisitet 1990-2000.

Kilde: Kjelde: NVE.

Tidlegare hadde Noreg normalt eit overskot på kraft. Det var då nokså uproblematisk å handtera periodar med lite nedbør (tørrår) gjennom den etablerte overføringskapasiteten mot andre land i tillegg til at ein tappa ned kraftmagasina. Utviklinga gjennom dei seinare åra har ført til at energiforsyninga har vorte meir sårbar for tørrår. Situasjonar med kortvarige toppar i bruken av elektrisitet (effektbalansen) har òg vorte hyppigare, og situasjonen er til tider pressa, jf. boks 6.1.

Det er vidare grunn til å rekna med at evna til å meistra ein svikt i elektrisitetsproduksjonen vil verta dårlegare dei næraste åra framover. Utbyggingstida i kraftsektoren er lang og dei prosjekta som vil verta fullførte i åra framover vil gi liten produksjonstilvekst. Samstundes er det grunn til å rekna med at veksten i elektrisitetsbruken vil halda fram trass i ei stor satsing på tiltak knytta til energiøkonomisering. Situasjonen vert i tillegg forverra av at dei andre nordiske landa også har ein svak vekst i produksjonen i høve til veksten i bruken av elektrisitet, jf. boks 6.2.

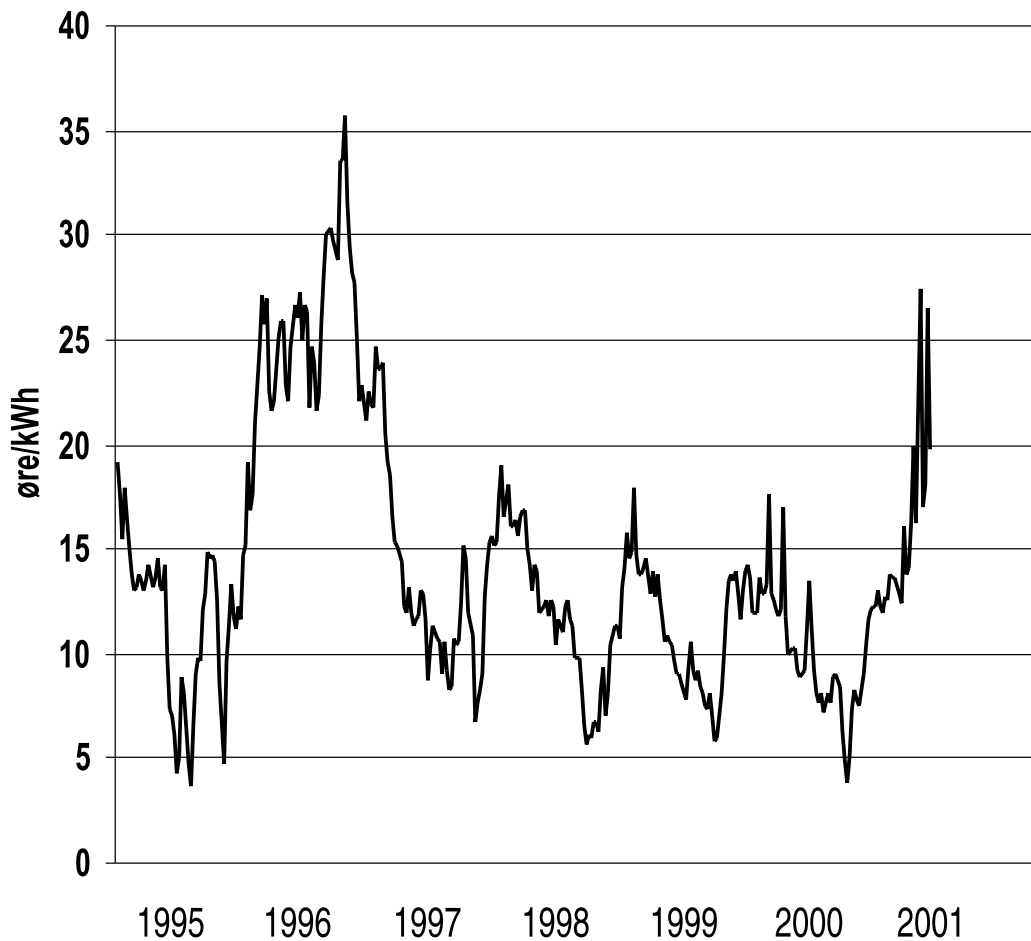
Boks 6.2 Kraftmarknaden

I ein kraftmarknad vil prisane på elektrisitet vera avhengig av ressursituasjon. Fordi ein stor del av den samla produksjonen i kraftmarknaden består av vasskraft, vil nedbørs- og tilsigstilhøva vera viktige for tilgangen på kraft. Ein knapp tilgang på kraft vil gjenspegla seg i auka kraftpri-

sar. Slike prisaukar vil både stimulera til meir import og styrkja brukarane sin motivasjon til å avgrensa elbruken og til å vurdera alternative energikjelder.

Kraftprisane varierer over året. Prisane er normalt lågast i sommarmånadene når elbruken er låg. Om hausten, når bruken av elektrisitet til oppvarming auker, stig prisane etterkvart som etterspurnaden etter straum aukar. Prisane er difor som oftast høgast om vinteren når behovet for oppvarming er størst. Det er som regel òg på vinteren produksjonen er høgast.

Kraftprisane varierer òg mellom dei ulike åra mellom anna avhengig av temperatur- og nedbørstilhøve.



Figur 6.5 Variasjonar i nominell elspotpris 1995-2001. Gjennomsnitt i veka.

Kilde: Nord Pool

6.2 Kraftmarknaden

6.2.1 Innleiing

Danmark, Finland, Noreg og Sverige er i dag integrerte i ein felles nordisk kraftmarknad. Landa er knytt saman med overføringssamband for kraft. Noreg har overføringssamband med alle dei andre landa i den nordiske marknaden. I tillegg er det overføringssamband med Russland.

Boks 6.3 Tilbod og etterspurnad i den nordiske kraftmarknaden

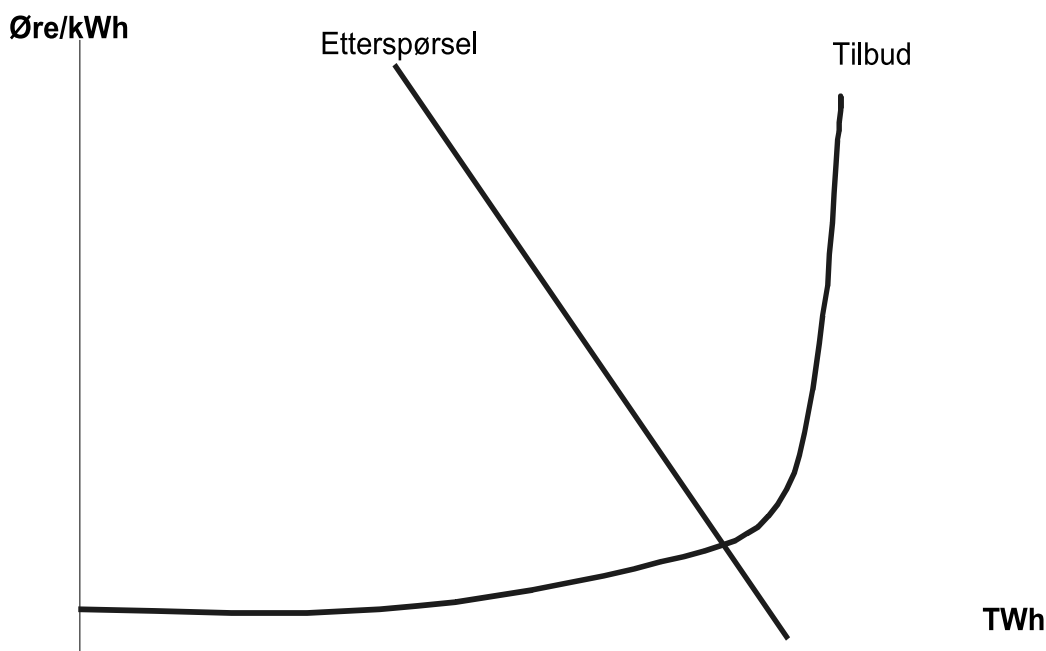
Den nordiske kraftkapasiteten er sett saman av fleire typar kraftproduksjon. Kraftverka har varierende kostnader som følgje av ulik grad av energiutnytting og forskjellar i prisar på innsatsfaktorane som vert nytta i kraftproduksjonen. Dette har verknad for det kortsiktige tilbodet av kraft i Norden, fordi produsentane i hovudsak berre vil produsera kraft dersom spotprisen på kraft overstig dei løpande kostnadene. For det langsiktige tilbodet av kraft i Norden vil den totale produksjonskostnaden, som òg reflekterer andre faktorar, som investeringskostnader, rente mv, vera viktig. Når kraftverka først er bygde, vil produsentane likevel konkurrera ut frå løpande kostnader.

Krafttilbodet i den nordiske marknaden kan rangerast etter stigande løpande kostnader, jf. figur 6.6. Vasskraft og kjernekraft har dei lågaste løpande produksjonskostnadene. Andre varmekraftverk enn kjernekraft, som mellom anna kolkraftverk og gasskraftverk, har høgare produksjonskostnader. Den brattare delen av dagens tilbodskurve består av kraftteknologiar med høge produksjonskostnader, for oljekondensverk eller reine gassturbinar. Desse kraftverka fungerer normalt som topplastverk, dvs. at dei berre er i drift i kortare periodar av gongen.

Det er ein nær samanheng mellom etterspurnaden etter kraft og kraftprisen. Etterspurnaden vert òg påverka av ei rekkje andre faktorar, som prisen på andre energigiberarar, aktivitetsnivået i økonomien, temperatur m.v.

Med dagens nivå på etterspurnaden og samansetjing av produksjon er ofte det dansk kolkrafta som balanserer marknaden. I år med meir normalt tilsig vil difor kraftprisen i stor grad verta bestemt av kostnadene ved å produsera kolkraft, og volumet av kolkraftproduksjonen vil variera med etterspurnadstilhøva.

I periodar med høgare forbruksbelastning vil det vera kraftverk med høgare produksjonskostnader som vil vera prissetjande. Erfaringane frå tørråret 1996 viste at ein sterk prisauke på kraft over ei viss tid var naudsynt for å få tatt i bruk reservekapasitet med høgare produksjonskostnader for å dekkja elbruken.



Figur 6.6 Prinsippkisse av kortsiktige variable kostnader og etterspurnad ved kraftproduksjon i Norden. Øre/kWh.

Den største overføringskapasiteten har vi mot Sverige, som utgjør om lag 2500 MW. Mot Danmark finst det overføringskapasitet på om lag 1000 MW. Overføringssambanda frå Noreg mot Finland og Russland er små. I praksis vil utvekslinga av elektrisitet retta seg etter tilhøve i produksjonen, overføringa og etterspurnaden i kraftmarknaden både i Noreg og i utlandet. I energimeldinga (St.meld. nr. 29 (1998-99)) vart det lagt til grunn at ved maksimal utnytting av dagens kapasitet mellom Noreg og de andre nordiske landa, kan ein teoretisk transportera opptil 20 TWh i løpet av eit år. Drifts- og marknadsmessige tilhøve vil likevel kunna redusera overføringsmøglegheitene vesentleg.

I normale marknadstilhøve er det ofte dansk kolkraft som balanserer den nordiske marknaden. Normalt er difor kraftprisen i stor grad bestemt av kostnadene med å produsera kolkraft. I periodar med ein meir pressa marknadssituasjon vil det vera kraftverk med høgare produksjonskostnader som vil vera prissetjande, jf. boks 6.3.

To nye kablar til utlandet er under planlegging, ein til Tyskland og ein til Nederland. Begge kablane er på 600 MW. Kablane vil til saman kunna auka den årlege overføringskapasiteten mot utlandet med inntil 6-8 TWh. Kablane baserer seg på avtalar om kraftutveksling mellom norske og utanlandske kraftselskap, og avtalene har fått konsesjon frå Olje- og energidepartementet.

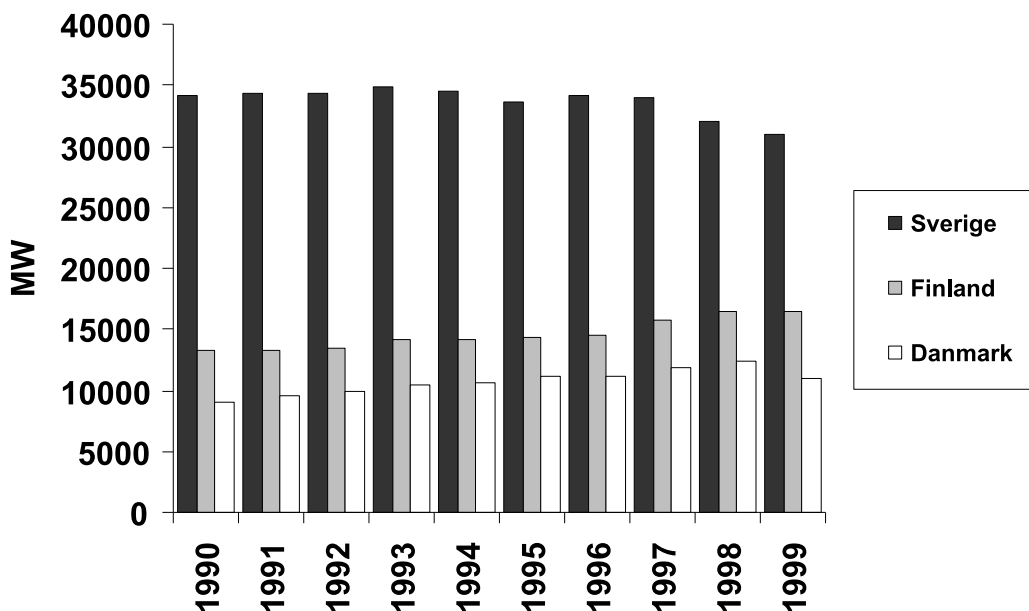
Ei realisering av prosjekta føreset nokre avklaringar. For kabelen til Tyskland er alle naudsynte konsesjonar gitt på norsk side, men det står att nokre lisensar på tysk side. For kabelen til Nederland er alle naudsynte konsesjonar gitt. Begge kraftutvekslingsavtalane er sende til notifisering i EU-kommisjonen. Ein kan ikkje starta med å byggja kablane før alle naudsynte konsesjonar

og lisensar ligg føre. Kablane kan difor, i følgje partane i prosjekta, tidlegast vera i drift i 2004 til Tyskland og i 2005 til Nederland.

Overførings sambanda med utlandet gjer fleksibiliteten i den norske kraftforsyninga betre. I år med mykje nedbør og godt tilsig til kraftverka kan Noreg eksportera kraft. I år der produksjonen er låg, kan ein importera kraft til Noreg. Utviklinga i dei andre nordiske landa er difor viktig for den norske energiforsyninga, mellom anna i høve til ein tørrårssituasjon.

6.2.2 Utviklinga i produksjon og bruk av elektrisitet i dei andre nordiske landa

Også i dei andre nordiske landa har veksten i produksjonskapasiteten vore låg dei seinare åra. Samla auke i produksjonskapasiteten var berre drygt 3 prosent frå 1990 til 1999. I dei siste åra har det vore ein nedgang. Auken i produksjonskapasiteten dei siste ti åra var dessutan langt mindre enn auken på 1980-talet. Samla for dei tre landa Sverige, Finland og Danmark var veksten då om lag 24 prosent.



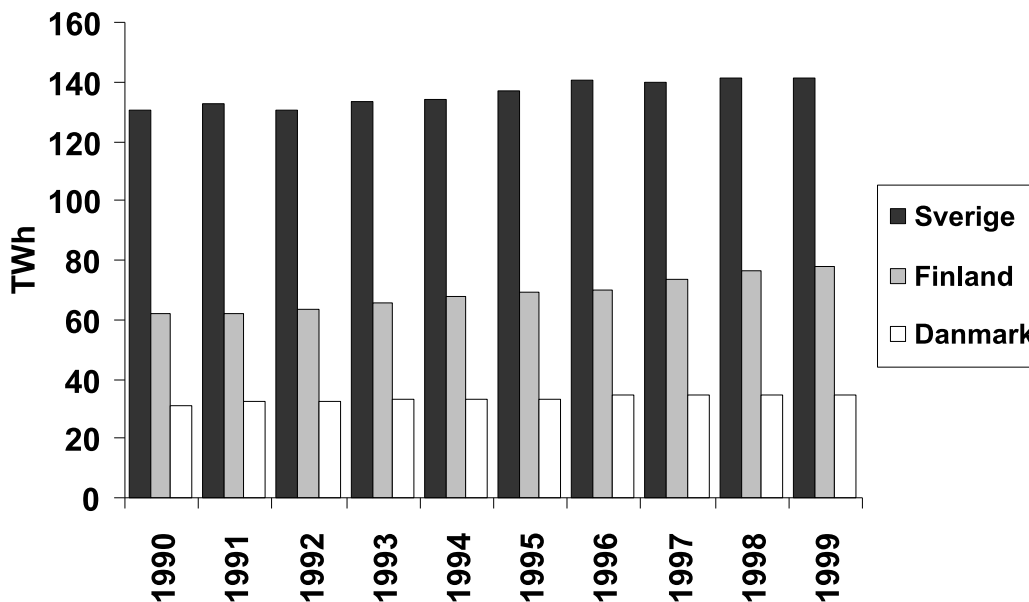
Figur 6.7 Utviklinga i installert effekt i nordiske land 1990-1999.

Kilde: Kjelde: IEA.

Som det framgår av figur 6.7 har utviklinga i produksjonskapasiteten i dei tre andre nordiske landa vore noko ulik, men alle landa har hatt ei svakare utvikling etter kvart. Samla for heile tiårsperioden har produksjonskapasiteten auka noko i Danmark og Finland. Produksjonskapasiteten i Sverige har gått nokså mykje ned på 1990-talet. Også i Danmark er kapasiteten redusert i dei siste åra.

Auken på 3 prosent i produksjonskapasiteten dei siste ti åra er klart lågare enn auken i bruken av elektrisitet. Samla auka bruken av straum i Sverige, Danmark og Finland med om lag 14 prosent eller 30 TWh frå 1990 til 1999, jf. figur 6.8 som viser utviklinga i bruken av elektrisitet i dei tre landa. På 1990-talet auka det samla elforbruket i Sverige med nærare 3 prosent. I Finland

auka bruken av elektrisitet med om lag 25 prosent. Veksten var stor både innfor industri, hushald og tenesteyting. I Danmark var auken i elforbruket om lag 13 prosent i løpet av 1990-talet.



Figur 6.8 Utviklinga i bruken av elektrisitet i andre nordiske land 1990-1999.

Kilde: Kjelde: Nordel.

Også i dei næraste åra framover synest dei andre nordiske landa å få ei svak utvikling i produksjonskapasiteten i høve til bruken av elektrisitet.

I Sverige står vasskraft og kjernekraft for det meste av kraftproduksjonen. I tillegg kjem noko produksjon frå kraftverk som brukar bioenergi, gass og kol. I 2000 var elektrisitetsproduksjonen om lag 140 TWh. Dette er om lag 10 TWh mindre enn i 1999 og 14 TWh mindre enn i 1998. Reduksjonen er dels ei følgje av at den eine av to kjernereaktorar i atomkraftverket i Barsebäck vart stengt i 1999 og av kraftige nedreguleringar og forlenga revisjonar i dei andre atomkraftverka. I statistikken er det òg registrert at mykje av produksjonskapasiteten basert på oljekondens er avvikla. Under kuldeperioden i februar i år vart ein del av kapasiteten starta opp att for å dekkja forbrukstoppen.

Hovudtrekka i svensk energipolitikk synest å liggja fast i åra framover. Dei svenske energistyresmaktene reknar på denne bakgrunnen med at den svenske elektrisitetsproduksjonen kan verta redusert med ytterlegare 2 TWh dei næraste to åra samanlikna med 2000. Stenginga av Barsebäck 2 er førebels utsett til 2003 på grunn av for lite erstatningskraft og potensielle flaskehalsar i kraftoverføringa i Sør-Sverige. Den samla elbruken i Sverige var i 2000 omlag 145 TWh. Svenske energimyndigheiter ventar at bruken av elektrisitet vil auka vidare i åra framover. Denne utviklinga gjer at òg den svenske kraftforsyninga er meir utsett for tørrår enn tidlegare.

Kraftproduksjonen i Danmark er primært basert på fossilt brensel, særleg kol og noko naturgass. I tillegg kjem noko produksjon frå nye fornybare energikjelder. Den totale produksjonen var i 2000 drygt 34 TWh, mens bruken av elektrisitet var om lag 35 TWh.

I Danmark synest det som om bruken av elektrisitet vil vera relativt stabil eller kanskje auka svakt dei næraste åra. Den danske elektrisitetsforsyninga er i dag prega av effektivisering og stengingar av eldre kolkraftverk. Det gjer at delar av den danske kapasiteten fell bort eller vert "lagt i møllpose". I ein viss mon vil dette bli motverka av ein auke i produksjonen frå nye fornybare energikjelder.

Kraftproduksjonen i Finland er samansett av kjernekraft, kraftvarme og vasskraft. Den samla produksjonen var i 2000 om lag 67 TWh. Det vert liten auke i produksjonskapasiteten i Finland dei næraste åra. Samstundes er Finland inne i ein periode med sterk vekst i elbruken. Bruken av straum var 79 TWh i 2000, og importbehovet var oppe i 12 TWh. For å kunna redusera den aukande importen, vert det arbeidd med planar som kan gi vekst i produksjonskapasiteten på lengre sikt, mellom anna frå kjernekraft. Men førebels er det knytta uvisse til desse planane.

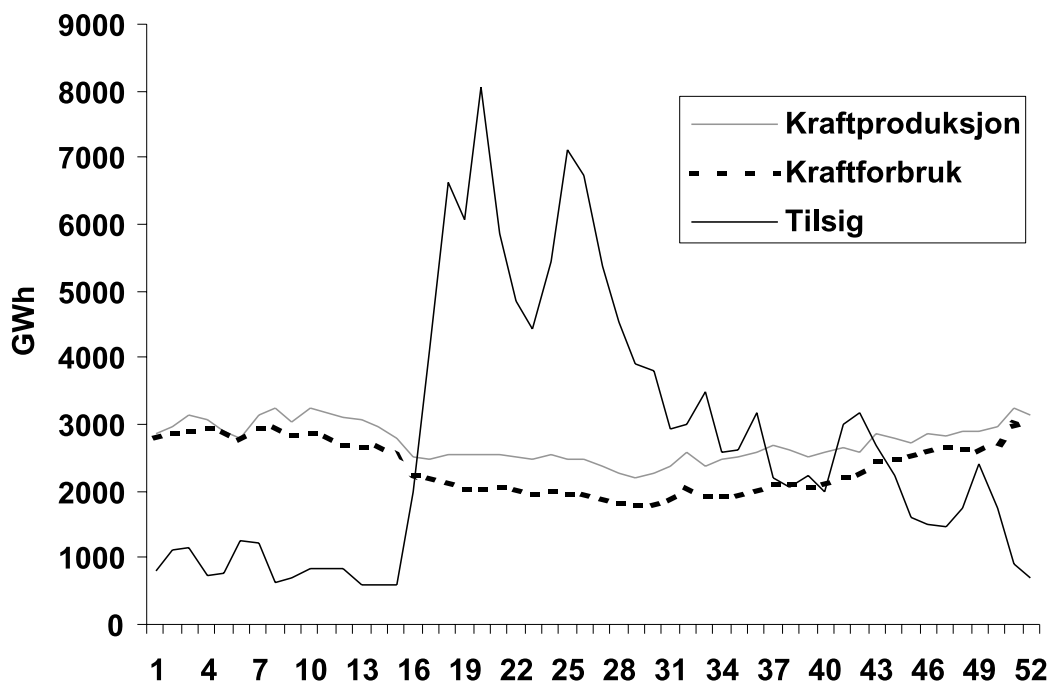
6.3 Risikoen for tørrår

Tilsiget er den vassmengda som renn til kraftverka frå det samla nedbørsfeltet til eit vassdrag. Nedbøren varierer sterkt over året og frå år til år. Tilsiget er normalt stort under snøsmeltinga om våren og vert lågare utover sommaren og fram mot hausten. Om vinteren er tilsiget normalt svært lågt. Tilsiget over året i vassdraga varierer òg med lokale geografiske og klimatiske tilhøve. Det er store forskjellar i nedbørsmengdene i dei ulike delane av landet.

Ein del av tilsiget kan lagrast i reguleringsmagasin. Ein har slike magasin i innsjøar, vatn eller i kunstige basseng ved at deler av vassdrag vert demte opp.

Mykje av kapasiteten i reguleringsmagasina ligg i fjelltraktene i Sør-Noreg og i Nordland. På det sentrale Austlandet er bruken av kraft mykje større enn produksjonen. Det er difor naudsynt å transportera kraft frå vest og nord til aust og sør. Men mellom områda kan det vera grenser for overføringskapasiteten.

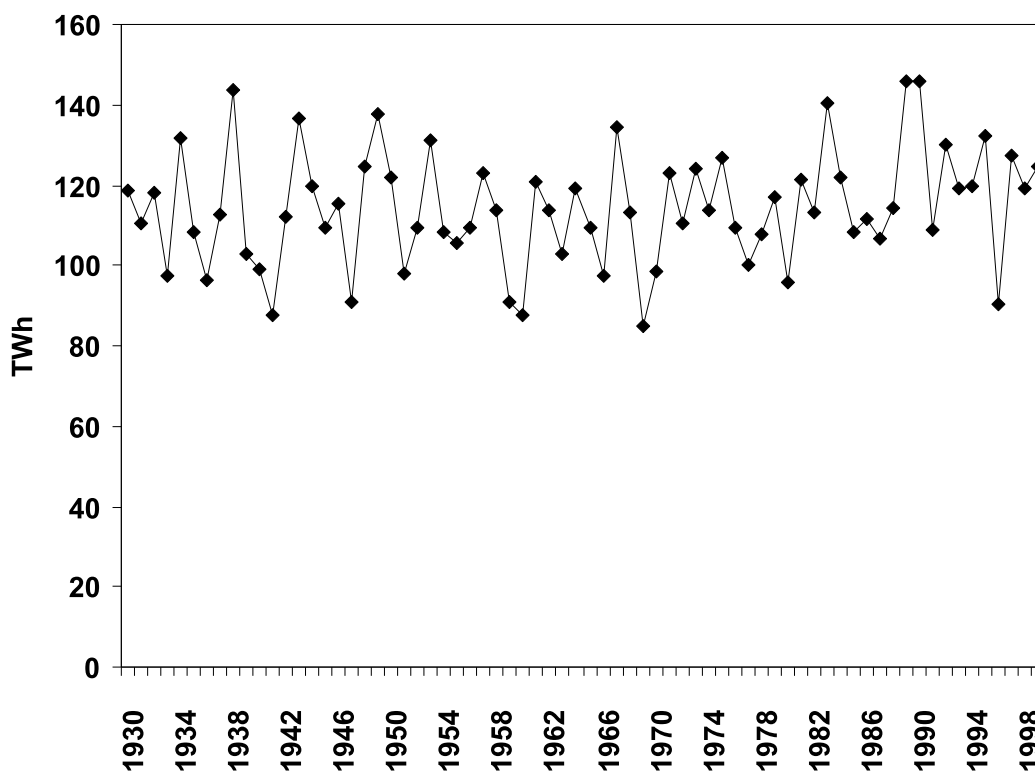
Kraftmagasina er viktige for å kunna jamna ut produksjonen av vasskraft i høve til bruken av elektrisitet, jf. figur 6.9. Vatnet vert samla opp i overskotsperiodar når tilsiget er større enn kraftproduksjonen. I underskotsperiodar kan ein tappa av magasina til produksjon. Forbruket av kraft, og dermed også produksjonen, har difor ei heilt anna fordeling over året enn tilsiget.



Figur 6.9 Tilsiget til kraftsystemet, produksjonen og forbruket over året i 2000.

Kilde: Kjelde: Nord Pool.

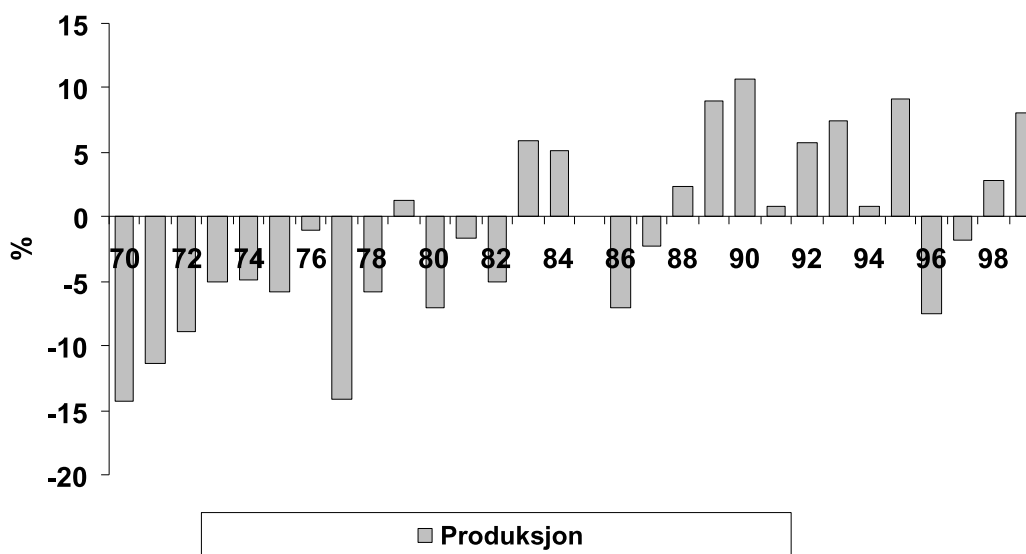
Det er svært stor skilnad i nedbøren, og dermed i tilsiget til kraftmagasina, frå år til år, jf. figur 6.10 som viser tilsigstal for tidsperioden 1931-1999. Tilsiget til kraftmagasina er i dei våtaste åra nærare det dobbelte av tilsiget i dei tørreste åra. Variasjonane i tilsiget til kraftverka har gitt variasjonar som tilsvarer opp mot 30 TWh i høve til eit normalår. Tilsiget i dei 5 åra med lågast tilsig var i gjennomsnitt heile 54 TWh lågare enn i dei 5 våtaste åra i perioden frå 1931 til 1999. Også i dei relativt nedbørrike 1990-åra var det periodar med relativt lågt tilsig. Særleg var tilsiget lågt i 1996.



Figur 6.10 Tilsiget som kan nyttast til kraftproduksjon 1930-1999.

Kilde: Kjelde: NVE.

Den årlege produksjonen av kraft varierer mindre enn tilsiget, jf. figur 6.11 som viser variasjonane i produksjonen i åra frå 1970 til 1999 i høve til normalårsproduksjonen. I år kor tilsiget er lågt, er det mogleg å tappa frå magasinane slik at den faktiske produksjonen vert høgare enn tilsiget. I år med høgt tilsig vil produksjonen normalt vera lågare enn tilsiget. Til dømes vart produksjonen i 1996 i sterk grad halden oppe ved at ein tappa ned dei oppsparte reservane i kraftmagasinane. Produksjonen var om lag 105 TWh sjølv om tilsiget ikkje var høgare enn 90 TWh. I 1997 var produksjonen på den andre sida berre 110 TWh med eit tilsig som svara til 127 TWh.



Figur 6.11 Produksjonsavvik i prosent i høve til normalårsproduksjonen i det norske kraftsystemet 1970-1999.

Kilde: Kjelde: Olje- og energidepartementet og NVE.

Men sjølv om variasjonane i produksjonen av vasskraft er mindre enn variasjonane i tilsiget, er også variasjonane i produksjonen store. I åra med lågast produksjon har produksjonen vore omlag 15 prosent lågare enn normalproduksjonen.

Noregs vassdrags- og energidirektorat (NVE) har nyleg gått gjennom tala for tilsig til kraftmagasina. I samband med dette har NVE auka overslaget for produksjonen av vasskraft i normalår. For 2000 har NVE lagt til grunn ein produksjon i normalår på 113,4 TWh. Dette overslaget bygde på data for tilsig for åra 1931-1990. Det nye overslaget er 118,0 TWh. Det byggjer på data for tilsig for åra 1970-1999. Ein tidsperiode på 30 år er standard lengde på normalperiodar for meteorologiske og hydrologiske data. Endringa i overslaget for produksjonen i normalår endrar ikkje NVE si vurdering av risikoen for tørrår.

I kor stor grad vassmagasina vert tappa ned i år med lite nedbør og nytta til å lagra vatn i år med mykje nedbør varierer. Produksjonen i eit år med lite nedbør vil til dømes vera avhengig av

- magasinfyllinga ved starten på ein periode med lite nedbør
- temperaturen og når på året tørkeperioden kjem
- kor i landet det er lite tilsig til magasina
- fordelinga av nedbøren i periodar med lite tilsig
- bruken av elektrisitet i perioden
- produksjonsstrategien til kraftselskapa.

Magasinfyllinga vil variera både over året og mellom år. Kjem det ein periode med lite tilsig etter eit år med mykje nedbør, vil ein normalt ha ei høgare magasinfylling og eit betre utgangspunkt for å møte ein tørkeperiode.

Overføringslinene frå dei sentrale produksjonsområda til dei tunge bruksområda har ulik kapasitet. Konsekvensane av lite tilsig vil difor mellom anna vera avhengig av magasinfyllinga ved starten av perioden og kvar i landet til-

siget til kraftverka er lågt. Det kan òg tenkjast at lite nedbør i eit avgrensa område fører til problem som følgje av liten overføringskapasitet til området.

Mange av magasinane er primært tilpassa handsaminga av variasjonane mellom tilsig og kraftteterspurnad innanfor eit år. Difor vil ikkje berre samla tilsig, men òg lengda på tørkeperioden vera viktig for kraftforsyninga. Særleg dersom perioden med lite nedbør vert lang, kan situasjonen lettare verta alvorleg. Om det kjem eit nytt år med lite nedbør etter eit tørrår vil ein truleg ha låge magasinreserver å møte det andre året med. I dei siste seksti åra har ein hatt lange periodar med lite nedbør i 1939-1941, 1959-1960 og 1969-1970.

Det er vidare uvisse om kva produsentar og brukarar av elektrisitet vil gjera når tilsiget vert lågt. Produsentane må mellom anna vurdere kor mykje dei skal produsere ut frå kva dei reknar med av tilsig i tida framover og ut frå utviklinga i etterspurnaden. Det vil vera uvisse knytta til begge desse tilhøva.

I einskilde år kan desse faktorane vera viktige for tilhøvet mellom tilsig og produksjon. I verste fall kan tilhøva i tørrår vera slik at produksjonen ikkje vil vera særleg høgare enn tilsiget. Særleg vil magasininfyllinga i forkant av ein tørkeperiode vera viktig for produksjonen.

6.4 Kraftmarknaden i dei næraste åra framover

Ein svikt i vasskraftproduksjonen vil truleg verta vanskelegare å handtera i åra som kjem. Veksten i produksjonsevna vil verta liten. Samstundes må ein rekna med at veksten i bruken av elektrisitet held fram.

Det tek lang tid å byggja ut ny produksjonskapasitet i elektrisitetssektoren. Frå planprosessen startar opp til eit prosjekt er ferdig utbygd, vil det normalt ta minst 5 år. Ofte vil det ta lengre tid, jf. kap. 4. Ein har difor etter måten god oversikt over mogleg tilgang av kapasitet i dei kommande åra. Dei prosjekta som vil bli sette i produksjon i vasskraftsektoren dei næraste åra vil gi liten kapasitetstilvekst og det vil ta tid før gasskraft- og vindkraftverk er i produksjon.

Det er grunn til å rekna med at veksten i bruken av elektrisitet vil halda fram. I Langtidsprogrammet 2002-2005 (St.meld. nr. 30 (2001-2002)) er det lagt fram framskrivingar av den økonomiske utviklinga. Framskrivingane er utarbeidde i ulike alternativ. Hovudalternativet er Referansealternativet. Det viser ei utvikling for norsk økonomi som er balansert og mogleg å oppretthalda. Med utgangspunkt i dette alternativet er det òg utarbeidd ei framskriving av energibruken i åra framover, jf. kap. 9.2.3 i Langtidsprogrammet. I framskrivinga av energibruken er det lagt til grunn at temperatur og nedbør vil vera på gjennomsnittsnivå i heile perioden for framskrivinga.

Referansealternativet legg til grunn ein stabil vekst i den norske økonomien i åra framover. Veksten i BNP for Fastlands-Noreg er 1,7 prosent per år i snitt for åra 1999-2010. Dette er noko lågare enn veksten på 1990-talet. Framskrivinga har ein relativt høg vekst både i privat næringsliv og i privat forbruk i høve til 1990-talet. Veksten i offentleg sektor er meir avdempa.

Med utgangspunkt i desse økonomiske perspektiva viser framskrivinga at veksten i energibruken vil halda fram i dei næraste åra, jf. tabell 6.1. I framskrivinga er det lagt til grunn at energieffektiviseringa i næringsliv og hushald

held fram. Frå 1999 til 2005 er auken i bruken av elektrisitet om lag 10 TWh. Det svarar til ein vekst på 1,4 prosent per år.

Tabell 6.1: Tilgang og bruk av elektrisitet i Referansealternativet i 2005.

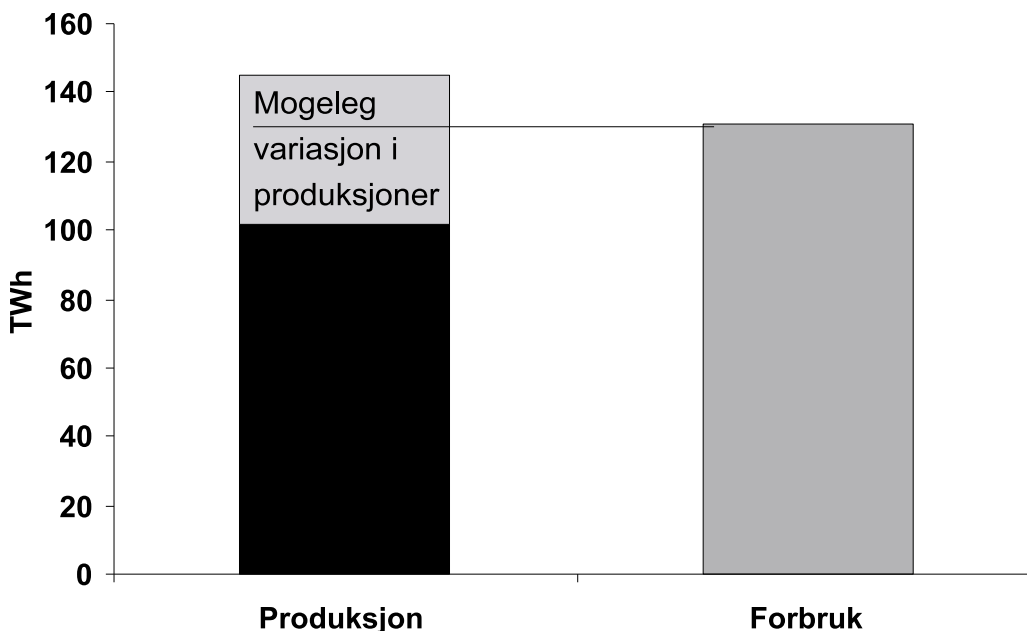
2005	TWh
Produksjon innanlands	121
- Netto import	10
= Brutto innanlands bruk	131
- Elektrisitetstap, statistiske feil	10
= Netto innanlands bruk	122

Kilde: Kjelde: Langtidsprogrammet 2002-2005.

Framskrivinga viser at nettoimporten vil auka i åra framover. I 2005 er nettoimporten utrekna til 10 TWh. Med normal nedbør vil overføringskapasiteten i elektrisitetsnettet kunna vera tilstrekkeleg til å sikra den innanlandske forsyninga av elektrisitet utan ei sterk auke i prisane.

Men med ei slik utvikling i produksjonskapasitet og bruk av elektrisitet vil det kunna verta vanskar i eit tørrår. Sjølv om det er uvisse om framtidig utvikling i tilsiget til kraftmagasina er det grunn til å rekna med at det innan nokre år vil komma ein periode der tilsiget vil liggja vesentleg under gjennomsnittet for dei seinare åra.

Figur 6.12 illustrerer korleis variasjonane i kraftproduksjonen på grunn av lite eller mykje nedbør kan skapa ulike importbehov for straum i 2005 om ein legg til grunn framskrivinga av bruken av elektrisitet i Langtidsprogrammet.



Figur 6.12 Illustrasjon av mogleg variasjon i kraftproduksjonen og importbehov i 2005.

Kilde: Kjelde: Langtidsprogrammet 2002-2005 og Olje- og energidepartementet.

Om Noreg får eit alvorleg tørrår i løpet av dei næraste åra, kan produksjonen verta 15-20 TWh lågare enn i eit normalår. Med utgangspunkt i framskrivninga i Langtidsprogrammet vil eit slikt tørrår isolert sett tilseia eit importbehov på 25-30 TWh. Ein slik import vil ikkje kunna realiserast med den overføringskapasiteten ein har i dag.

Kor mykje elektrisitet Noreg kan importera i ein periode der tilsiget er lågt, vil vera avhengig av ei rekke faktorar. Den høgaste oppnådde importen i eit kalenderår er på 11 TWh i 1996. Frå veke 15 i 1996 og til den same veka året etter var nettoimporten til Noreg 15 TWh. Dette er det høgaste som er målt over ein periode på tolv månader.

Kraftutvekslinga i ein tørrårssituasjon vil mellom anna vera avhengig av nedbør- og temperaturtilhøva i dei andre nordiske landa. Særleg vil tilhøva i Sverige vera viktige. Ofte vil det vera lite tilsig også til vasskraftverka i Sverige når det er lite nedbør i Noreg. Kor mykje som kan importerast er òg avhengig av prisane. Ein strammare kraftbalanse i dei andre nordiske landa vil medverka til at det er ei større uvisse om kor mykje som vert importert og til kva pris. Strammare kraftbalanse i dei andre nordiske landa, inneber truleg at ein omfattande import først vil verta aktuelt ved høge prisar.

Eit alvorleg tørrår vil på denne bakgrunn truleg føra til ein monaleg reduksjon i bruken av elektrisitet. Ein må rekna med at mykje av tilstrammainga i bruken av elektrisitet vil mätta skje innanfor ein nokså kort periode.

Med eit alvorleg tørrår i dei næraste åra må ein rekna med ein kraftig prisauke på elektrisitet både i Noreg og i dei andre nordiske landa. Dette reflekterer at både næringsliv og hushald vurderer kostnadene ved å redusera elektrisitetsbruken som høge, jf. boks 6.4. Prisauken i eit tørrår kan komma brått. Ein må vidare rekna med at marknadstilhøva kan vera ustabile og at det kan verta sterke svingingar i prisane. I ein alvorleg tørrårssituasjon kan ein og risikere rasjonering, jf. kap. 6.5.1.

Boks 6.4 Elektrisitetsbruken i Noreg

Bruk av energi, og særleg elektrisitet, har vorte ein naudsynt føresetnad for mange av aktivitetane i samfunnet, i heimen, på arbeidsplassen, i ulike serviceinstitusjonar og i fritida. Mellom anna brukar me mange elektriske apparat. I tillegg lever vi i eit kaldt land der ein stor del av energibruken både i næringslivet og i hushalda går til oppvarming.

Det er ein nær samanheng mellom energibruken i eit land og velstandsauken. Energibruken aukar med den økonomiske veksten, fordi auka produksjon av varer og tenester aukar bruken av energi. Auka verdiskaping gir også auka inntekter til hushalda. Denne auken i inntektene vert delvis nytta til auka bruk av varer og tenester, mellom anna bruk av elektrisitet.

Bruk av energi er eit viktig villkår for produksjon og sysselsetjing. Næringsliv og offentleg tenesteyting står for om lag to tredelar av den samla bruken av kraft i Noreg. Industrien åleine står for nærare halvparten av den samla elektrisitetsbruken. Dette må sjåast i samanheng med at Noreg har ein stor kraftkrevjande industri. I dei seinare åra har det dessutan vore stor vekst i elektrisitetsbruken i tenesteytande sektorar.

Norske hushald tek i vesentleg grad ut betra velferd gjennom auka bruk av elektrisitet. Kraftforbruket aukar også i takt med at det blir fleire brukarar fordi folketalet veks. Om lag ein tredel av elektrisiteten blir brukt i hushalda. Ein stor del av velferdsauken i hushaldssektoren blir brukt til auka buareal og auka standard på bustaden. Dette krev meir energi både til varme og lys. Ei viktig årsak til at veksten i elforbruket aukar er at talet på hushald veks på grunn av ei utvikling mot færre personar i kvart hushald. Energibruken per person i eit hushald med 1 person er til dømes over dobbelt så høg som i eit hushald med 4 personar.

Eit alvorleg tørrår kan få alvorlege konsekvensar for velferd og produksjon. Dette er knytta til at ein neppe kan rekna med større omstillingar til bruk av andre energikjelder i ein tørrårssituasjon dei næraste åra. I høve til dei fleste formene for energibruk kostar det mykje for brukarane å oppretthalda fleksibilitet (dvs utstyr for ulike typar energibruk). Større omleggingar av energibruken tek difor tid. Det viktigaste området der det kan skje ei rask omstilling er i tilknytning til elektrokjellene. Ein kan òg rekna med noko overgang til bruk av olje og ved til oppvarming i yrkesbygg og i bustader. I høve til ein tørrårssituasjon vil det truleg i noko større grad kunna skje overgang til olje enn til ved, mellom anna fordi tilgangen av ved på kort sikt vil vera avgrensa. Samtidig er fleksibiliteten i høve til bruk av olje i ferd med å verta mindre på grunn av reduksjon i talet på oljefyringsanlegg.

Dette inneber at tilpassingane i eit alvorleg tørrår truleg i hovedsak vil skje ved at næringsliv og hushald reduserer elektrisitetsbruken. Det vil primært tilseia mindre bruk av elektrisitet til

- belysning/elektriske apparat
- oppvarming
- produksjonsføremål.

I energiutgreiinga (NOU 1998:11 Energi- og kraftbalansen mot 2020) vart det vurdert korleis ein prisauke verkar inn på bruken av elektrisk kraft. Det vart konkludert med at ein prisauke hadde liten effekt på straumbruken i hushalda, det vil seia at prisane må auka mykje om bruken av straum skal verta redusert monaleg. Bruk av elektrisitet er i dagens hushald ein viktig føresetnad for at dagleglivet skal fungera på normal måte.

Også innan store delar av næringslivet og offentleg forvaltning er det grunn til å rekna med at ein moderat prisauke har relativt liten effekt på straumforbruket. Redusert bruk av elektrisitet vil i stor grad få konsekvenser for aktivitetsnivået, det vil seia servicenivået/opningstider i serviceinstitusjonar og for produksjonsnivået i industrien. Dels vil truleg verksemder heller ikkje alltid gjera slike tilpassingar sjølv om det isolert sett skulle framstå som økonomisk rasjonelt på grunn av omsynet til kontraktar, framtidige kundetilhøve m.v. Særleg i ein situasjon der det er uvisse om problema i kraftmarknaden vil vara særleg lenge, vil truleg mange verksemder i det lengste halda oppe aktivitetsnivået.

Innan næringslivet er det truleg først og fremst i konkurranseutsette næringar med høg bruk av elektrisitet, at auka elpris kan slå ut i redusert produksjon og dermed redusert bruk av kraft. I industrinæringar som metallpro-

duksjon, produksjon av kunstgjødsel og andre kjemiske råvarer, samt treforedlingsindustrien kan det verta svært ulønsamt å halda fram produksjonen.

Det er uvisse knytt til konsekvensane av tørrår. Det er vanskeleg å vurdere korleis produsentar og brukarar av elektrisk kraft vil tilpassa seg i ein slik situasjon. Erfaringane med kraftmarknaden fram til i dag gir avgrensa grunnlag for å vurdere dette. Konsekvensane vil og vera avhengig av kor stor svikten i krafttilgangen vil vera, og kor lenge perioden med lite nedbør varer.

6.5 Om energipolitikken

6.5.1 Tiltak for å betra tryggleiken i energiforsyninga

I energimeldinga (St.meld. nr. 29 (1998-99) Om energipolitikken) vart det lagt vekt på at ein må vera meir merksam på tryggleiken i elektrisitetssystemet når utnyttinga av produksjonsanlegg og overføringsnett aukar.

I innstillinga til energimeldinga (Innst. S. nr. 122 (1999-2000)) understreka energi- og miljøkomiteen:

"Komiteen mener det er viktig å opprettholde sikkerheten i i kraftleveringene, både i for å mestre toppene i forbruket, og for å ha god evne til å klare forsyningen i år med vesentlig svikt i vannkraftproduksjonen som følge av lite nedbør."

Eit fleirtal i komiteen konstaterte at:

"...(Energimeldingens) store satsing på nye fornybare energikilder og vannbåren varme er ikke på langt nær nok til å dekke etterspørselen. Dette vil medføre fortsatt import av store mengder kraft bl.a. fra sterkt forurensende kullkraftverk i Danmark."

Det er ikkje forsvarleg å sjå bort frå at det i dei næraste åra kan bli lite nedbør over lengre tid. Eit tørrår vil gi liten kraftproduksjon, noko som kan få alvorlege konsekvensar for samfunnet fordi store reduksjonar i bruken av elektrisitet kan verta naudsynt i løpet av kort tid. Med ein stadig knappare kraftbalanse, og stadig større tilknytning til elektrisitet, vil konsekvensane av eit tørrår verta større no enn for få år sidan.

I andre land kan ein i større grad rekna med at endringar i elektrisitetsmarknaden vil skje gradvis. Å meistra eit tørrår er meir krevjande enn å møte ein gradvis strammare kraftbalanse. Med ei pårekneleg tilstramming er det grunn til å rekna med at også prisane vil auka gradvis. I ein slik situasjon vil ulike brukargrupper få tid til å områ seg og til å gjennomføre ulike effektiviseringsiltak, overgang til andre energikjelder m.v. I tillegg vil ein få signal om auka lønsemd i utbygging av ny produksjons-og overføringskapasitet.

Det har vore mykje fokus på utvekslinga av kraft med utlandet. Det er lita meining i å leggja vekt på import og eksport av kraft i enkelte år. Det er heller ikkje alvorleg at me importerer kraft i eit år med normal nedbør. Det som krev stor merksemd i energipolitikken, er at Noreg i høve til forbruket brått kan ha for liten produksjon og for lita importevne om vasskrafta skulla svikta på grunn av lite nedbør. Prisane vil då kunna stiga raskt. Ein vil òg kunna risikera rasjonering.

Det er viktig å innsjå at ein ikkje kan gjera mykje med kraftbalansen for å dempa konsekvensane av ein svikt i nedbøren i dei næraste åra. Til det er vass-

krafta for dominerande som energikjelde og tida som trengst for å få fram nye prosjekt og vesentleg endra forbruksmønster er for lang.

Også i nabolanda våre er det vanskeleg å få løyve til nye utbyggingar, og ein del reservekapasitet vert også lagt ned. Det skuldast både dårleg økonomi og strengare miljøkrav. Denne utviklinga i nabolanda vil medverka til å forsterka konsekvensane av eit tørrår. Dette tilseier at det internasjonale samarbeidet om miljø- og energispørsmål er viktig for å få til fornuftige løysingar på tryggleiken i energitilgangen.

Overføringskapasiteten til utlandet avgjer evna til å få kraft frå utlandet når produksjonen sviktar på grunn av lite nedbør. Departementet legg til grunn at dei to kabelprosjekta til Tyskland og Nederland vert gjennomførte. Kablane kan tidlegast vera driftsklare i 2004 og 2005. Fleire kablar kan leggjast, men det tek tid å planleggja nye kablar, slik at det ikkje er realistisk å rekna med å få ferdig nye prosjekt dei næraste åra. Det er heller ikkje utan vidare enkelt å få konsesjonar for dei fysiske overføringsanlegga.

For å få betre balanse mellom produksjon og forbruk og gjera verknadene av tørrår mindre vanskelege vil det vera viktig å leggja til rette for omfattande ny kraftproduksjon. I åra framover vil overføringssambanda til utlandet meir og meir verta fylt av import også i år med normal produksjon, dersom det ikkje vert ein betre balanse mellom innanlandsk produksjon og forbruk. Meir produksjon i høve til forbruket vil igjen gi overføringssambanda meir evne til å sikra mot produksjonssvikt.

Hovudlinjene i energipolitikken er trekte opp gjennom Stortinget si hand-saming av innstillinga til energimeldinga, jf. Langtidsprogrammets kap. 9.2. For å betra tryggleiken i elforsyninga vil Regjeringa

- leggja til rette for bygging av gasskraftverk
- ta i bruk naturgass innanlands til energiformål
- styrkja og effektivisera arbeidet med omlegging av energibruk og energi-produksjon
- gjera sakshandsaminga av nye vasskraftprosjekt enklare
- sikra at kraftmarknaen fungerer godt

Regjeringa ønskjer at ein større del av gassressursane våre skal tas i bruk inn-anlands. Bruk av gass innanlands vil spela ei viktig rolle i ein meir miljøvenn-leg energipolitikk, då gassen på mange område vil erstatta meir forureinande energi og medverka til reduserte utslepp. Det er ei rekke bruksområde for naturgass, mellom anna i transport, energiforsyning og som råstoff i indus-trien. Regjeringa legg òg vekt på at satsing på naturgass vil bli eit viktig ele-ment i politikken knytta til omlegging av energibruk og energiproduksjon.

Som eit ledd i politikken for å auka den direkte bruken av gass innanlands vil Regjeringa medverka til å finansiera pilotprosjekt for bruk av gass. Arbeidet med å auka den innanlandske bruken av gass vil òg vera ein integrert del av arbeidsfeltet til det nye statlege organet som skal styrkja arbeidet med å leggja om energibruk og energiproduksjon.

Regjeringa tek sikte på å leggja fram ei eiga stortingsmelding om bruk av gass innanlands, jf. merknad frå energi- og miljøkomiteen i Budsjett-innst. S. nr. 9 (2000-2001).

Å ta i bruk gass vil både styrkja grunnlaget for kraftforsyninga og redusera den utsette stillinga me er i på grunn av risikoen for svikt i nedbøren. Det er i

første rekkje gasskraft som kan gi eit produksjonsbidrag som kan monna i høve til tørrår. Gasskraft vil òg gi produksjon som ikkje er avhengig av nedbøren.

Regjeringa går inn for å opna for produksjon av gasskraft i Noreg. Det vert lagt til grunn at gasskraftverk

- vil erstatta fossilt brensel, særleg kolkraft i den europeiske kraftmarknaden
- skal vera i samsvar med dei internasjonale klimaforpliktingane våre
- vil styrkja tryggleiken i forsyninga for elektrisk kraft
- vil utvikla norske ressursar.

Å ta i bruk gasskraft vil gi ei sikrare energiforsyning. Gasskraftverk vil vera særleg viktige i høve til ein tørrårsituasjon fordi slike anlegg produserer for fullt over heile året.

Det er førebels knytta noko uvisse til gasskraftprosjekta og selskapa har førebels ikkje teke endeleg stilling til ei eventuell utbygging.

Naturkraft fekk våren 1997 konsesjon for å byggja to gasskraftverk, eit på Kollsnes i Hordaland og eit på Kårstø i Rogaland. Det vart gitt konsesjon for to verk av 350 MW, noko som kvar for seg svarar til ein årleg produksjon på om lag 3 TWh. Etter at Stortinget i mars 2000 vedtok at det ikkje skal stillast strengare krav til utslepp av CO₂ frå norske gasskraftverk enn frå gasskraftverk i EØS-området, gjorde Miljøverndepartementet om utsleppsløyva for dei to gasskraftverka. Vedtaket er påklaga.

Industrikraft Midt-Norge søkte våren 1999 om konsesjon for å byggja eit 800 MW kraftverk på Skogn i Nord-Trøndelag. Dette tilsvarar ein kraftproduksjon på 6,2 TWh i året. Dei søkte om utsleppsløyve same hausten. Både energikonsesjon og utsleppsløyve vart gitt i oktober 2000. Det ligg føre klager både på energikonsesjonen og utsleppsløyvet.

Ved sida av dei gasskraftverka som allereie har fått konsesjon, er det førehandsmeldt planar om gasskraftverk på Karmøy og Tjeldbergodden. Det kan òg til dømes vera aktuelt å ta i bruk gassturbinar som reserveaggregat.

Omlegginga av energibruk og energiproduksjon må halda fram og gjerast meir effektiv. På forbrukssida må ein arbeida aktivt for å avgrensa energibruken. I høve til tørrår gjeld det særleg å få til ein meir fleksibel energibruk der elektrisitet har ei mindre dominerande rolle enn i dag. Omlegginga er eit langsiktig arbeid der ein ikkje kan venta vesentlege bidrag til å redusera verknadene av tørrår i dei næraste åra.

Regjeringa vil gjennomføra ei omfattande satsing for å skaffa fram energi frå nye fornybare energikjelder. Det gjeld særleg

- vindkraft
- vassboren varme

Noreg har i dag liten produksjon av vindkraft. Men det er planar om større utbyggingar. Med dei elektrisitetsprisane som er i dag vil det vera naudsynt med monaleg økonomisk støtte for å gjera aktuelle anlegg lønsame.

Det er eit mål å byggja ut vindkraftanlegg som årleg produserer 3 TWh innan 2010. NVE har gitt konsesjon til fem store vindkraftprosjekt med ein samla kapasitet på vel 1,6 TWh, men klager på dei gitte konsesjonane tyder på at det òg i høve til vindkraftutbyggingar er konfliktar med bakgrunn i mellom anna miljø- og kulturhistoriske omsyn.

Det er dessutan eit mål å bruka 4 TWh meir vassboren varme basert på nye fornybare energikjelder, varmpumper og spillvarme innan 2010. Satsinga på vassboren varme inneber ei omfattande satsing på å byggja infrastruktur som legg til rette for større variasjon i bruken av energi. Det vil styrkja tryggleiken i energiforsyninga.

Regjeringa vil oppretta ei ny statleg verksemd som skal styrkja arbeidet med å leggja om energibruken og -produksjonen, jf. Ot.prp. nr. 35 (2000-2001). Etableringa vil skje sommaren 2001. Organiseringa skal òg gi ei klarere ansvars- og rolledeling i forvaltninga av offentlege midlar. Dette vil gjera det mogleg å nytta midlane meir heilskapleg.

Ein elektrisitetsmarknad som fungerer godt er viktig for ein effektiv produksjon og bruk av elektrisiteten. Kostnadene i energisystemet (inklusive miljøkostnader) bør vera synlege for produsentar og brukarar av elektrisitet. Det er vidare viktig å leggja til rette for at det over tid vert utvikla ein samfunnsøkonomisk god balanse mellom auka produksjonskapasitet og auka overføringskapasitet. Ein godt fungerande og effektiv kraftmarknad er òg viktig for at konsekvensane av tørrår ikkje skal verta meir alvorlege enn naudsynt.

I ein kraftmarknad vil knapp tilgang på elektrisitet føra til høgare kraftprisar. Kraftmarknaden og prisane er dei viktigaste instrumenta for å skapa balanse mellom produksjon og forbruk i kraftsystemet. For å kunna handtera situasjonar med strammare kraft- og effektbalanse på ein mest mogleg sikker og effektiv måte, vil Regjeringa utvikla kraftmarknaden slik at ein både tek vare på tilhøva innanlands og tek omsyn til at Noreg er ein del av ein internasjonal kraftmarknad. Arbeid som tek sikte på å redusera dei samla kostnadene ved naudsynte omstillingar i bruken av elektrisitet ved tørrår, vil vera viktig i denne samanheng.

Ein må arbeida for at ein ikkje treng å rasjonera bruken av elektrisitet. Det er viktig at marknaden og prisane også balanserer bruk og produksjon i periodar med låg produksjonsevne. Rasjonering skal berre gjennomførast under ekstraordinære tilhøve. Høge prisar er i seg sjølv ikkje eit ekstraordinært tilhøve, og gir dermed ikkje grunnlag for rasjonering, jf. Ot.prp. nr. 56 (2000-2001).

Regjeringa legg vekt på eit sikkert og effektivt overføringsnett i heile landet. Dette vert sikra gjennom konsesjonshandsaminga etter energilova og monopolkontrollen. Frå 2001 er det innført ei ordning som skal syta for at nettselskapa har økonomiske incentiv til å halda tilfredsstillande leveringskvalitet.

For utviklinga på lengre sikt er det viktig å ha eit system som får energiverka til å investera rett i høvet mellom overføringskapasitet for elektrisitet og lokale energikjelder.

Statnett SF er systemansvarleg i det norske kraftsystemet. Det inneber at foretaket skal syta for at det alltid er balanse i systemet. Ein strammare effektbalanse har ført til at Statnett har inngått avtalar i marknaden om å reservera effekt både frå produksjon og større brukarar. Den reserverte effekten kan nyttast for å sikra balanse i systemet. Å nytta forbruk til å regulera effekttoppar er nokså nytt. Regjeringa meiner at det med høgare kraftprisar er eit stort potensial for slike kortvarige tilpassingar både hos storbrukarar og hos mindre brukarar når meir moderne og rimelegare teknologi etter kvart vert utvikla. I arbeidet med å sikra tryggleiken og effektiviteten i kraftsystemet vil

Regjeringa styrkja heimelen til systemansvaret, jf. Ot.prp. nr. 56. Marknadsbaserte løysingar skal i størst mogleg grad nyttast. Statnett har vidare gjort endringar i sentralnettariffen som kan hindra produsentar i å leggja ned effektkapasitet og samstundes gi produsentane betre økonomiske signal til å investera i effektkapasitet.

Regjeringa vil ytterlegare styrkja og utvida samarbeidet mellom dei nordiske landa på kraftområdet. Det gjeld mellom anna utforminga av reguleringsane, utøving av systemansvaret og investeringar i nettet. Dei nordiske landa utgjer ein integrert marknad, og er gjensidig avhengig av kvarandre. Eit nordisk perspektiv kan i fleire samanhengar gi ei meir effektiv og tryggare kraftforsyning.

6.5.2 Framskrivning av ei balansert utvikling i kraftmarknaden

Med utgangspunkt i hovudelementa i Regjeringa sin energipolitikk illustrerer framskrivinga av energibruken i Langtidsprogrammet at ein etterkvart får til ei utvikling i energimarknaden som er balansert og mogleg å halda oppe. Sentrale føresetnader i framskrivinga er

- at det vert bygd gasskraftverk som svarer til 6 TWh per år innan 2010
- ei avgrensa utbygging av vasskraft
- utbygging av 3 TWh vindkraft innan 2010
- 4 TWh meir vassboren varme innan 2010
- framleis omfattande satsing på energiøkonomiseringstiltak.

I framskrivinga er det vidare lagt til grunn at

- Krava i Kyoto-protokollen til reduksjonar i klimagassutsleppa trer i kraft, og at dei vert oppfylte kostnadseffektivt gjennom mellom anna eit internasjonalt system med omsetjelege kvotar. Det er vidare føresett at det vert innført eit kvotesystem i Noreg som ein del av det internasjonale kvotesystemet.
- Det er føresett ei sterkare tilknytning til den europeiske kraftmarknaden. Det fører til at norske elektrisitetsprisar i større grad blir bestemte av elektrisitetsprisane på kontinentet. Det er føresett at prisen på elektrisitet aukar fram mot 2010.
- Det er lagt til grunn store næringsomstillingar og reduksjon i bruk av elektrisitet i industrien som følgje av at Kyoto-protokollen vert gjennomført og at prisen på elektrisitet aukar.

Framskrivinga gir ei svært sterk omlegging av energimarknaden frå 2005 til 2010, jf tabell 6.2. Dei føresetnader som er lagt til grunn gir ein sterk vekst i produksjonskapasiteten innanlands. Samstundes er bruken av elektrisitet 4 TWh lågare i 2010 enn i 2005. Dette fører til at i 2010 er Noreg sjølvforsynt med kraft. I ein slik situasjon vil ein ha god evne til å handtera tørrår. Frå 2010 til 2020 har framskrivinga ei balansert utvikling.

Tabell 6.2: Tilgang og bruk av elektrisitet i Referansealternativet i Langtidsprogrammet.

	2005	2010	2020
		TWh	
Produksjon innanlands	121	133	139
- Netto import	10	-6	-5
=Brutto innanlands bruk	131	127	133
- Elektrisitetstap, statistiske feil	10	10	10
=Netto innanlands bruk	121	117	123
Av dette alminneleg forsyning	89	92	98

Kilde: Kjelde: Langtidsprogrammet 2002-2005.

Det er uvisse knytta til framskrivinga. I den makroøkonomiske modellen som er nytta i framskrivinga, skjer tilpassingane til endra marknads- og rammetilhøve raskt og effektivt. I modellen er norsk økonomi svært effektiv og velfungerande. Det er grunn til å rekna med at omstillingane vil ta lengre tid og vera meir krevjande enn det modellen viser. Det er vidare uvisse knytt til utviklinga i elektrisitetsprisen. Dersom prisen på elektrisitet vert lågare enn det ein har lagt til grunn i framskrivinga, kan bruken av elektrisitet verta høgare enn det framskrivinga gir. Det er dessutan uvisse knytta til dei korreksjonane som er gjort for å ta omsyn til temperatur- og konjunkturtilhøve.

Olje- og energidepartementet

t i l r å r :

Tilråding frå Olje- og energidepartementet av 6. april 2001 om vasskrafta og kraftbalansen blir send Stortinget.
