DET KONGELIGE
OLJE- OG ENERGIDEPARTEMENT

St.meld. nr. 18

(2003–2004)

Om forsyningssikkerheten for strøm mv.

Innhold

1 Innledning og sammendrag 7
1.1 Innledning 7
1.2 Regjeringens strategi for å redusere sårbarheten for svikt i nedbøren 7
1.3 Avgrensning av innholdet i meldingen 9
1.4 Sammendrag 10

Del I Om forsyningssikkerheten or strøm 23

2 Forutsetninger for en sikker energiforsyning 25
2.1 Fleksibilitet og reserver i kraftforsyningen 25
2.2 Kraftbalansen i Norge 28

3 Beskrivelse av kraftsituasjonen i 2002–2003 30
3.1 Tilsiget til vannkraftmagasinene 30
3.1.1 Hovedtrekkene ved utviklingen i Norden 30
3.1.2 Tilsiget til vannkraftmagasinene i Norge 32
3.2 Vannkraftproduksjon og magasinfylling 33
3.2.1 Utviklingen i Norden 33
3.2.2 Vannkraftproduksjon og magasinfylling i Norge 35
3.2.3 Forskjellene i magasinfyllingen mellom de nordiske landene 35
3.3 Annen kraftproduksjonen i de nordiske landene 36
3.4 Strømprisene 37
3.4.1 Utviklingen i spot- og terminprisen i 2002–2003 37
3.4.2 Regionale prisforskjeller i Norge og Norden 40
3.4.3 Strømpriser for husholdninger, næringsliv og industri 40
3.5 Kraftutvekslingen i Norden og Norge 41
3.5.1 Innledning 41
3.5.2 Kraftflyten mellom Norden og nabolandene 42
3.5.3 Kraftflyten mellom de nordiske landene 43
3.5.4 Kraftflyt mellom Norge og andre land 44
3.5.5 Kraftflyt mellom områder i Norge 45
3.5.6 Håndtering av flaskehalser i det nordiske overføringsnettet 45
3.6 Forbruket av elektrisitet i Norge og Norden 46
3.6.1 Forbruk av strøm i Norden 46
3.6.2 Nærmere om elektrisitetsforbruket i Norden 47
3.6.3 Nærmere om elektrisitetsforbruket i Norge 49
3.6.4 Forbruk av andre energibærere 50

4 Vurdering av kraftsituasjonen 2002–2003 55
4.1 Innledning 55
4.2 Forløpet i kraftsituasjonen vinteren 2002–2003 55
4.2.1 Den løpende utviklingen i kraftsituasjonen 55
4.2.2 Var det grunn til bekymring for vårknipa 2003? 58
4.3 Tilpasningen i Norden til svikten i tilsiget 59
4.4 Tilpasningen i Norge til svikten i tilsiget 64
4.4.1 Samlet tilpasning vinteren 2002–2003 64
4.4.2 Kraftproduksjon og magasindisponering 2002–2003 65
4.4.3 Kraftutvekslingen mellom Norge og andre land 69
4.4.4 Strømprisene 71
4.4.5 Nærmere om forbruksutviklingen i Norge 74
4.5 Virkninger på norsk økonomi. Strømregninger og inntektsfordeling 75
4.5.1 Innledning 75
4.5.2 Makroøkonomiske virkninger av svikten i tilsiget 77
4.5.3 Strømregninger og husholdningsinntekter 78
4.6 Konklusjoner 82

5 Tiltak for en mer robust kraftforsyning 84
5.1 Hovedområdene for økt innsats for en mer robust kraftforsyning 84
5.2 Styrket omlegging av energibruk og energiproduksjon 84
5.2.1 Energifondet og Enova 84

5.2.2 Ny målrettet satsing på utbygging av infrastruktur for varme ... 85
5.2.3 Økt tilgang på biobrensel ... 86
5.2.4 Satsingen på vindkraft ... 86
5.3 Forbedrede reguleringer og plantiltak i energiomleggingen ... 87
5.4 Styrket grunnlag for mer vannkraftproduksjon ... 88
5.4.1 Innledning ... 88
5.4.2 Foreleggelse av saker for Stortinget ... 88
5.4.3 Opprusting og utvidelse ... 89
5.4.4 Småkraftverk ... 90
5.5 Et felles norsk-svensk marked for grønne sertifikater ... 90
5.6 Miljøvennlig bruk av gass ... 91
5.7 Utviklingen av det nordiske kraftmarkedet og prinsipper for økt overføringskapasitet til utlandet ... 92
5.7.1 Utviklingen av det nordiske kraftmarkedet ... 92
5.7.2 Prinsipper for økt overføringskapasitet til utlandet ... 94
5.8 Sikre en fortsatt effektiv konkurranse i kraftmarkedet ... 97

6 Tiltak for å mestre svært anstrengte kraftsituasjoner ... 99
6.1 Vurdering av behovet for tiltak ... 99
6.2 Ansvaret til rasjoneringsmyndigheten og den systemansvarlige ... 100
6.2.1 Rasjoneringsmyndighetens ansvar ... 100
6.2.2 Den systemansvarliges ansvar ... 101
6.3 Reservekapasitet for å møte svært anstrengte kraftsituasjoner ... 102
6.3.1 Innledning ... 102
6.3.2 Reserver i de andre nordiske landene ... 103
6.3.3 Aktuell reservekapasitet i Norge ... 104
6.3.4 Finansiering av reservekapasitet og forholdet til EØS-regelverket ... 105
6.3.5 Konklusjon ... 105
6.4 Opsjonsmarked for kjøp av energireserver i produksjon og forbruk ... 106
6.4.1 Bakgrunn ... 106
6.4.2 Departementets vurdering ... 108
6.5 Rasjonering ... 108
6.6 Bedre kontrakter, regelverk og målerutstyr for økt fleksibilitet ... 110
6.6.1 Bakgrunn ... 110
6.6.2 Utvikling av nye kontraktsformer ... 111
6.6.3 Toveiskommunikasjon og timesmåling ... 112
6.6.4 Hyppigere avlesning og fakturering i en anstrengt kraftsituasjon ... 113
6.7 Bedre forbrukernes stilling i kraftmarkedet ... 113
6.7.1 Innledning ... 113
6.7.2 Redusere fristen for leverandørskifte fra 3 til 2 uker ... 113
6.7.3 Bedre regulering av pris på kraft levert i henhold til leveringsplikten ... 114
6.7.4 Felles håndtering av avregning og fakturering ... 114
6.7.5 Klargjøring av ansvars- og myndighetsområder, og generell informasjon om kraftmarkedet ... 115
6.7.6 Andre tiltak og bestemmelser ... 115

7 Nærmere om vilkår for investeringer i vannkraftproduksjon ... 116
7.1 Om investeringsinsentivene ... 116
7.2 Kapitaltilgang for vedlikehold og utbygging av vannkraft ... 116
7.3 Et godt grunnlag for investeringsbeslutningene ... 118

8 Vanndisponering og grunnrenteskatt ... 121
8.1 Begrunnelse for bruk av spotmarkedspris ... 121
8.2 Vurdering av forslaget om grunnrenteskatt med maksimalpris ... 121

9 En vurdering av forslaget om å regulere vannmagasinene ... 123
9.1 Innledning ... 123
9.2 Nærmere om reguleringer av magasinene ... 123
9.2.1 Innledning ... 123
9.2.2 Aktsomhetsansvaret etter vannressursloven ... 123
9.2.3 Vurdering av forslaget om økt regulering av magasinene ... 123

Del II Opprustning av nettet for å redusere energitapet ... 129

10 Opprustning av nettet for å redusere energitapet 131
10.1 Innledning ... 131
10.2 Overføringsnettet ... 131
10.3 Regelverk og virkemidler ... 132

10.3.1 Krav til planlegging ved nettinvesteringer og vurderinger av konsesjonssøknader 132
10.3.2 Regulering av nettselskapenes inntekter 133
10.3.3 Hensynet til energitapet i nettleien .. 133
10.4 Videre utvikling av overføringsnettet..... 134
10.5 Konklusjon 134

Vedlegg

1 Utredninger gjennomført i forbindelse med St.meld. nr. 18 (2003-2004) Om forsyningssikkerheten for strøm mv. 136

DET KONGELIGE
OLJE- OG ENERGIDEPARTEMENT

St.meld. nr. 18

(2003–2004)

Om forsyningssikkerheten for strøm mv.

Tilråding fra Olje- og energidepartementet av 19. desember 2003, godkjent i statsråd samme dag. (Regjeringen Bondevik II)

1 Innledning og sammendrag

1.1 Innledning

Høsten 2002 var det usedvanlig lave tilsig til vannkraftanleggene i Norge, Sverige og Finland. Den største svikten i tilsiget inntraff like i forkant av tappesesongen. Den nordiske kraftforsyningen hadde derfor meget kort tid på å tilpasse seg til en betydelig svikt i energitilgangen fra vannkraftproduksjonen. Svikten i tilsiget førte til at situasjonen i det nordiske elektrisitetsmarkedet ble anstrengt vinteren 2002-2003.

Strømprisene ble svært høye og det var lenge usikkerhet om det ville være nok vann i magasinene til å komme gjennom vårknipa. Strømsituasjonen sist vinter viser at elektrisitetsforsyningen i Norge er blitt mer sårbar for svikt i nedbøren og tilsiget til vannmagasinene enn tidligere. Sårbarheten for svikt i tilsiget har ført til at det i energipolitikken er økt oppmerksomhet på forsyningssikkerhet.

De høye prisene vinteren 2002-2003 ga økte utgifter for norsk næringsliv og norske husholdninger. For enkelte ble strømregningen en svært tyngende utgiftsbyrde. I denne meldingen gjennomgås erfaringene fra sist vinter og det trekkes opp en strategi for en sikrere energiforsyning.

Meldingen er avgrenset til de sentrale energipolitiske problemstillingene knyttet til vinteren 2002-2003. Det vil si at blant annet økonomiske hjelpetiltak som følge av høye strømpriser ikke er et tema for denne meldingen. I en egen del av meldingen gis det en redegjørelse for ulike forhold knyttet til opprustning av overføringsnettet for å redusere overføringstapet, jf. stortingsvedtak nr. 552 (2002-2003).

1.2 Regjeringens strategi for å redusere sårbarheten for svikt i nedbøren

Usikkerheten om hva vannkraften kan produsere i det enkelte år er et grunnleggende forhold ved den norske energiforsyningen som krever særlig oppmerksomhet. Også i årene framover vil det komme perioder med betydelig nedbørssvikt. Det er viktig å arbeide for å unngå at dette gir alvorlige konsekvenser for næringslivet, for private husholdninger og for offentlig forvaltning. Det er derfor nødvendig med en økt innsats for en mer robust kraftforsyning.

Prisene på strøm ble uakseptabelt høye sist vinter. Dette hadde betydelige negative virkninger. Det er et mål for Regjeringen å sikre at det er tilstrekkelig elektrisitet i markedet til akseptable priser. Dette innebærer at hensynet til forsyningssikkerheten må vektlegges sterkere enn tid-

ligere. Regjeringen vil derfor prioritere dette arbeidet.

En bedring av forsyningssikkerheten krever en langsiktig strategi. Det skyldes at det tar tid å få fram nye prosjekter, utvikle markeder for alternative energikilder og endre forbruksmønsteret vesentlig.

Regjeringen baserer sin energistrategi på at det er et velfungerende kraftmarked og at det er krafthandel mellom landene. Dette er i samsvar med de premisser for energipolitikken som Regjeringen Bondevik I la til grunn i Energimeldingen (St.meld. nr. 29 (1998 -1999)). Kraftmarkedet har ført til en effektivisering av kraftindustrien og en bedre utnyttelse av ressursene i sektoren. For å bedre forsyningssikkerheten er det viktig å arbeide videre for å bedre effektiviteten og fleksibiliteten i kraftmarkedet.

Kraftutvekslingen i det nordiske kraftmarkedet er viktig for en effektiv bruk av våre samlede ressurser. Blant annet utnyttes fordelene med å kunne samkjøre vannkraft og varmekraft. Det er viktig å ytterligere forsterke samarbeidet med de andre nordiske landene om energispørsmål for å få til hensiktsmessige løsninger om utformingen av reguleringene, utøvingen av systemansvaret og investeringene i overføringsnettet. Det er i tillegg viktig å få til en felles innsats for å øke produksjonskapasiteten.

Selv om sårbarheten for tørrår gjelder hele det nordiske kraftmarkedet og har virkninger også utenfor Norden, er det i Norge konsekvensene av tørrår vil være mest alvorlige. Dette skyldes særlig at elektrisiteten har en langt mer dominerende rolle i energiforsyningen enn i andre land. I tillegg er norsk energiforsyning helt avhengig av vannkraften, mens de andre landene har en relativt sammensatt elektrisitetsforsyning.

For å få en sikker energiforsyning vil Regjeringen satse sterkere på en miljøvennlig energiomlegging. Tilgangen på fornybare energikilder byr på mange muligheter til omlegging av energiproduksjon og -forbruk. Høyere elektrisitetspriser enn det som har vært vanlig i de senere årene vil støtte opp under en slik omlegging av energibruk og -produksjon.

Omfattende ny miljøvennlig kraftproduksjon vil også bidra til at det blir frigjort kapasitet i overføringsforbindelsene som kan benyttes ved svikt i tilsiget. Det kan være gode grunner til å bygge ut overføringskapasiteten til andre land, men både miljømessige og økonomiske hensyn taler mot å basere den langsiktige kraftbalansen på stadig økende import.

Regjeringen legger i denne meldingen fram en tipunkts liste med tiltak for å redusere sårbarheten for svikt i nedbøren. Denne listen består dels av tiltak for en mer robust kraftforsyning og dels av tiltak for å bedre håndteringen av framtidige situasjoner med svikt i tilsiget. Noen av tiltakene er rettet mot å få til mer investeringer, mens andre tiltak er rettet mot å få markeder, reguleringer og kontrakter til å virke bedre i anstrengte kraftsituasjoner. Det er lagt vekt på å styrke forbrukernes stilling i kraftmarkedet.

Regjeringens politikk for å redusere sårbarheten for svikt i nedbøren vil særlig være rettet mot å:

1. Styrke innsatsen for miljøvennlig omlegging av energibruk og -produksjon. Det vil blant annet bli lagt opp til en ny ordning for å stimulere til investeringer i infrastruktur for fjernvarme. Mer fjernvarme vil bidra til å gjøre oss mindre avhengig av vannkraften.
2. Forbedre reguleringer og plantiltak i energiomleggingen. Olje- og energidepartementet har lagt fram en strategi for utbygging av vannbåren varme. En rekke tiltak vil bidra til mer fleksible oppvarmingsløsninger.
3. Styrke grunnlaget for mer vannkraftproduksjon. Det er viktig med en best mulig utnyttelse av vannkraften som allerede er bygd ut. Regjeringen vil øke innsatsen for å modernisere og oppruste vannkraftanleggene. Regjeringen vil i tillegg prioritere å få bygd ut et betydelig antall mikro-, mini- og småkraftverk.
4. Arbeide for å etablere et felles norsk-svensk marked for grønne sertifikater for elektrisitetsproduksjon. Dette vil styrke satsingen på fornybar energi. Det tas sikte på oppstart av et felles marked fra 1. januar 2006.
5. Øke bruken av naturgass innenlands på en miljøvennlig måte. Regjeringen har trukket opp en strategi for økt bruk av naturgass og satsing på gasskraftverk med CO_2-håndtering. Det er etablert støtteordninger både for bruk av naturgass og for utvikling av renseteknologi for gasskraftverk. Satsingen vil bli fulgt opp med ytterligere tiltak i kommende år.
6. Fremme et styrket og mer forpliktende nordisk el-samarbeid og legge til rette for at departementet heretter kan godkjenne organiseringen av nye overføringsforbindelser til utlandet.
7. Sikre en fortsatt effektiv konkurranse i kraftmarkedet slik at prisøkninger ikke blir høyere enn nødvendig og forbrukernes interesser blir ivaretatt. I denne sammenheng vil Regjeringen blant annet fortsatt arbeide for å legge til

rette for et effektivt kraftmarked i Norge og Norden.

8. Klargjøre ansvaret til rasjoneringsmyndigheten og den systemansvarlige i svært anstrengte kraftsituasjoner. Det kan blant annet være aktuelt å etablere reservekapasitet.
9. Legge til rette for økt forbrukerfleksibilitet gjennom nye kontraktsformer, toveiskommunikasjon og hyppigere avlesning og fakturering i en anstrengt kraftsituasjon.
10. Bedre forbrukernes stilling gjennom å redusere tiden ved skifte av strømleverandør, regulere ventetariffene, bedre fakturerings- og avregningsrutinene, klargjøre ulike myndigheters ansvarsområde og bedre informasjonen om kraftmarkedet.

1.3 Avgrensning av innholdet i meldingen

Internasjonalt har det i de senere årene vært økende oppmerksomhet på sikkerheten i elektrisitetsforsyningen. En sentral problemstilling i denne forbindelse har vært knyttet til faren for omfattende, men relativt kortvarige avbrudd i strømforsyningen. Elektrisitetssystemet setter spesielle krav til balanseringen av produksjon og forbruk. Avvik mellom produksjon og forbruk kan sette betydelige deler av systemet ut av spill. Alvorlige feil i overføringsnettet ett sted kan forplante seg til resten av nettet med strømavbrudd som resultat. Dårlig organisert systemansvar kan også få store konsekvenser. I mange land og områder har det vært en økende kapasitetsutnyttelse i elektrisitetssektoren. Mindre ledig kapasitet øker kravene til systemansvaret. Kravene til et godt organisert systemansvar øker også når overføringsnettene over store områder blir knyttet tettere sammen. Sikkerheten i systemet blir bedre med god kapasitet i produksjon og overføring.

I 2003 har det vært flere tilfeller av omfattende strømbrudd i Europa og Nord-Amerika. Den 23. september 2003 var det et omfattende strømbrudd i Skåne og på Sjælland. Disse avbruddene har forsterket den politiske oppmerksomheten om forsyningssikkerheten. En kan ikke utelukke at slike kortvarige og omfattende avbrudd også kan ramme Norge. Dette kan for eksempel skje som en følge av store utfall av produksjon i Norge eller i de andre nordiske landene eller ved utfall av sentrale overføringsforbindelser. Etter NVEs og Statnetts vurdering har imidlertid det norske kraftsystemet stor evne til å takle slike hendelser.

Boks 1.1 Gjennomførte tiltak som bidrar til å bedre forsyningssikkerheten

Regjeringen har siden tiltredelsen lagt stor vekt på arbeidet med å bedre forsyningssikkerheten. I løpet av de siste to årene iverksatt en rekke tiltak som bidrar til å bedre forsyningssikkerheten:

- Det er etablert en avtale mellom Olje- og energidepartementet og Enova SF om forvaltningen av midlene fra Energifondet. I denne avtalen er det etablert ambisiøse resultatmål for Enova.
- Inntektene til Energifondet er økt.
- Det er gitt konsesjon til 0,3 TWh vindkraft. Ytterligere vindkraftprosjekter er under konsesjonsbehandling.
- Det lagt fram en strategi for utbygging av vannbåren varme.
- Vinteren 2002-2003 ble det gjennomført en omfattende støtteordning til varmepumper, pelletskaminer og styringssystemer i norske husholdninger.
- Det er gitt konsesjoner til om lag 1,2 TWh vannkraft. Dette er langt høyere enn i de foregående årene.
- Det er gjennomført skatteendringer fra 2004 som bedrer investeringsinsentivene for vannkraft.
- For å stimulere til økt utbygging av småkraftverk er nedre grense for fastsettelse av grunnrenteskatt og naturressursskatt hevet fra og med 2004.
- Saksbehandlingen i små vannkraftsaker er forenklet.
- Det er igangsatt et arbeid for å etablere et felles norsk-svensk marked for grønne sertifikater.
- Det er trukket opp en strategi for økt bruk av naturgass.
- Det er trukket opp en politikk for realisering av gasskraftverk med CO_2-håndtering. Det er i denne forbindelse igangsatt et arbeid for å opprette et innovasjonsselskap for gassteknologi Grenland.
- Det nordiske samarbeidet om energispørsmål er forsterket.

Det skyldes blant annet at Norge har et mer desentralisert produksjonssystem enn mange andre land og vannkraftverkenes evne til rask regulering av produksjonen. At Statnett har et helhetlig ansvar for systemdrift og investeringer bidrar også til sikkerheten mot omfattende kortvarige avbrudd. Det gode samarbeidet mellom de nordiske systemoperatørene er også viktig.

Denne meldingen er avgrenset til å drøfte sårbarheten for svikt i nedbøren i et vannkraftdominert kraftsystem. Meldingen tar ikke opp politikken for å redusere faren for omfattende strømavbrudd.

1.4 Sammendrag

Kapittel 2 Forutsetninger for en sikker energiforsyning

I kapittel 2 gis det en gjennomgang av sentrale sider ved utviklingen i kraftforsyningen i de nordiske landene i de senere årene. I det nordiske markedet utgjør vannkraften om lag halvparten av produksjonskapasiteten. I tillegg til Norge er det særlig Sverige som har stor vannkraftproduksjon. Den sentrale rollen til vannkraften gjør at elektrisitetsproduksjonen varierer mye fra år til år på grunn av variasjonene i nedbøren.

Evnen til å håndtere variasjonene i tilsiget til vannkraftanleggene avhenger både av den underliggende kraftbalansen og av evnen til raske omstillinger i kraftsystemet og i forbruket. Et svakere utgangspunkt for kraftbalansen vil stille større krav til raske omstillinger i situasjoner hvor tilsiget svikter.

Gjennom det felles nordiske markedet fordeles en svikt i vannkraftproduksjonen på et større marked og en kan dra nytte av den fleksibiliteten som en har i dette markedet. Det nordiske kraftmarkedet er derfor viktig for forsyningssikkerheten i Norge. Det nordiske kraftmarkedet har i dag god evne til raske omstillinger blant annet fordi både produsenter og forbrukere av elektrisitet har klare økonomiske insitamenter til å tilpasse seg varierende markedsforhold. Denne fleksibiliteten er særlig knyttet til at:

- det er store vannkraftmagasiner som utjevner produksjonen i forhold til variasjonen i tilsiget
- det nordiske markedet har stor evne til å mobilisere reserver i varmekraftproduksjon
- det er muligheter for betydelig import fra områdene utenfor Norden
- forbruket av elektrisitet i Norden dempes i perioder med en anstrengt kraftsituasjon

Sårbarheten for svikt i nedbøren er blitt større i det nordiske kraftmarkedet med årene. Det henger sammen med at produksjonskapasiteten har økt vesentlig mindre enn økningen i forbruket i husholdninger, næringsliv og offentlig forvaltning. Kapasitetsutnyttelsen av produksjonsapparatet i Norden er derfor blitt vesentlig høyere enn tidligere. Det samme gjelder utnyttelsen av det sentrale overføringsnettet. Den buffer som en tidligere hadde i forhold til svikt i nedbøren har derfor blitt mindre.

Det er dessuten en betydelig risiko for at evnen til å mestre en svikt i elektrisitetsproduksjonen vil bli dårligere i de nærmeste årene. Utbyggingstiden i kraftsektoren er lang. De prosjektene som vil bli fullført i årene fremover vil gi relativt beskjeden vekst i produksjonskapasiteten. Samtidig må det regnes med fortsatt vekst i forbruket.

Sammenlignet med de andre nordiske landene har Norge et høyt elektrisitetsforbruk pr. innbygger. Blant annet har Norge en stor kraftintensiv industri. I tillegg blir elektrisitet benyttet i langt større grad til oppvarming enn i andre land. Andre industriland har større bruk av fjernvarme og direkte bruk av olje og gass. I Norge står vannkraften for nær all elektrisitetsproduksjon. Den dominerende rollen til vannkraften gjør at norsk elektrisitetsproduksjon varierer mer enn produksjonen i de andre landene. De andre nordiske landene har en relativt differensiert elektrisitetsforsyning. I tillegg har de øvrige landene en del anlegg som fungerer som reservekapasitet eller ligger i møllpose. Både det høye elektrisitetsforbruket og den sterke avhengigheten av vannkraften bidrar til at Norge er mer sårbar for svikt i nedbøren enn de andre nordiske landene.

Norsk energiforsyning er dessuten blitt mer sårbar for svikt i nedbøren enn tidligere. Dette må særlig ses i sammenheng med at Norge tidligere hadde et overskudd på kraft. For eksempel var det tidlig på 1990-tallet en nettoeksport av kraft på i størrelsesorden 10 TWh i år med normal nedbør og temperatur. Så lenge Norge normalt hadde nettoeksport av kraft var det nokså uproblematisk å håndtere perioder med nedbørssvikt gjennom den etablerte overføringskapasiteten mot andre land i tillegg til at en tappet ned kraftmagasinene. I dag er det en netto import i år med normal nedbør på i størrelsesorden 5-6 TWh. Svekkelsen av kraftbalansen skyldes at det gjennom de siste ti årene har vært en svak vekst i produksjonskapasiteten i forhold til veksten i forbruket.

Det er fare for at evnen til å mestre svikt i nedbøren vil bli videre svekket i de nærmeste årene

framover. NVE anslår at det fram til 2006 bare kan regnes med en samlet vekst i produksjonskapasiteten fra vann- og vindkraftproduksjonen på 2-3 TWh. Samtidig synes det grunn til å regne med fortsatt vekst i forbruket av elektrisitet i de nærmeste årene.

Kapittel 3 Beskrivelse av kraftsituasjonen i 2002-2003

I kapittel 3 er det gitt en teknisk beskrivelse av kraftsituasjonen i 2002-2003. Kapitlet beskriver utviklingen i tilsig, magasinfylling, kraftproduksjon, kraftflyt og el-forbruk i Norden og Norge. Det blir i hovedsak fokusert på tolvmånedersperioden juli 2002-juni 2003.

Nesten hele den norske og halvparten av den svenske kraftproduksjonen er basert på vannkraft. I tillegg er det noe vannkraftproduksjon i Finland. Nedbøren, og dermed tilsiget til vannkraftverkene, er derfor viktig for kraftproduksjonen i det felles nordiske kraftsystemet. På sensommeren 2002 sviktet tilsiget. Perioden med lavt tilsig varte helt fram til årsskiftet. Tilsiget var betydelig under normalen både i Norge, Sverige og Finland i alle måneder fra august og ut året. I månedene juli-desember 2002 var de samlede tilsigene i Norge, Sverige og Finland hele 35 TWh lavere enn normalt. Denne tilsigssvikten tilsvarer nesten 9 prosent av forbruket av elektrisitet i Norden i løpet av et år.

Tilsigssvikten bidro til betydelig redusert produksjon av vannkraft. Samlet for Norden ble vannkraftproduksjonen i andre halvår 2002 om lag 96 TWh, eller rundt 7 TWh lavere enn i samme periode i året før. I første halvår 2003 var vannkraftproduksjonen bare 84 TWh, om lag 26 TWh lavere enn i samme periode i 2002.

Bortfallet av vannkraftproduksjon ble i stor grad kompensert av økt termisk kraftproduksjon. I andre halvår 2002 var olje-, gass-, og kullkraftproduksjon i Norden 45 TWh, om lag 9 TWh høyere enn i samme periode året før. I første halvår 2003 sto olje-, gass- og kullkraften for om lag 57 TWh, en økning på 18 TWh i forhold til første halvår i 2002. Kjernekraftproduksjonen høsten og vinteren 2002-2003 var omlag på samme nivå som produksjonen den foregående vinteren.

I 2002 var gjennomsnittlig el-spotpris 20,1 øre/kWh. Forskjellene i el-spotprisene i 2002 var imidlertid store over året. I første halvår 2002 var kraftprisene lave. Den gradvis mer anstrengte situasjonen utover i andre halvår 2002 ga etter hvert betydelige økninger i prisen på elektrisitet. Mot slutten av året steg prisene kraftig i løpet av meget kort tid. Fra slutten av november 2002 og fram til slutten av januar 2003 var det nordiske kraftmarkedet preget av høye og svingende kraftpriser. Gjennomsnittlig spotpris per dag varierte i denne perioden fra rundt 50 øre/kWh til om lag 80 øre/kWh. På det høyeste var gjennomsnittlig dagspris oppe i 83,1 øre/kWh. Prisen holdt seg høy også utover i januar 2003 da el-spotprisen som et gjennomsnitt var 52,4 øre/kWh. Også resten av vinteren og våren 2003 hadde priser på elektrisitet langt over det nivået som har vært vanlig de senere årene. Gjennomsnittsprisen for første halvår 2003 var 31,7 øre/kWh.

Nettoimporten av elektrisitet til Norden økte gradvis fra sommeren 2002 og fram til årsskiftet 2002-2003. For andre halvår 2002 ga dette en nettoimport på 4,6 TWh. For første halvår 2003 var nettoimporten 10,2 TWh. Til sammenlikning var nettoimporten 0,8 TWh i første halvår 2002. Særlig kom importen til Norden fra Russland.

Det var stor nettoeksport fra Norge fram til begynnelsen av oktober 2002. Da avtok nettoeksporten gradvis, men nettoeksporten vedvarte fram til begynnelsen av desember. Gjennom vinteren og våren 2003 var det gjennomgående betydelig nettoimport til Norge. Særlig var importen høy fra midten av mars til begynnelsen av mai. Utover sommeren 2003 varierte kraftutvekslingen mellom nettoimport og nettoeksport. Samlet sett var det en høy nettoeksport fra Norge i andre halvår 2002 på over 6 TWh. I første halvår 2003 ble dette snudd til en nettoimport av tilsvarende størrelse.

I andre halvår 2002 var forbruket av elektrisitet i Norden 2 prosent høyere enn i samme periode året før. I første halvår 2003 var el-forbruket 0,5 prosent lavere enn i tilsvarende perioden året før. Fra juli 2002 til juni 2003 var det samlede forbruket i Norden 388 TWh. Dette er en økning på 0,7 prosent sammenliknet foregående tolvmånedersperiode. Veksten i forbruket var størst i Finland. Sverige og Danmark hadde en moderat økning i forbruket, mens forbruket gikk ned i Norge.

Det har vært en betydelig vekst i forbruket av elektrisitet i Norge de siste ti årene. Utviklingen har imidlertid variert fra år til år, blant annet på grunn av forskjeller i temperaturer, konjunkturvariasjoner og varierende priser på elektrisitet.

Samlet for andre halvår 2002 var el-forbruket om lag like høyt som i samme periode året før. I første halvår 2003 var el-forbruket lavere enn i samme periode året før. Særlig var forbruket lavere fra januar til april 2003 enn i tilsvarende

måneder i 2002. Samlet for første halvår 2003 var forbruket om lag 4 TWh lavere enn i samme periode i 2002. Særlig var forbruket lavere i kraftintensiv industri og i elektrokjeler.

Det samlede innenlandske bruttoforbruket av elektrisitet i tolvmånedersperioden fra juli 2002 til juni 2003 var 117 TWh. Dette er en nedgang på 3,8 TWh eller om lag 3 prosent fra foregående tolvmånedersperiode.

Kapittel 4 Vurdering av kraftsituasjonen 2002-2003

Kapittel 4 gir en gjennomgang og vurdering av tilpasningen til kraftsituasjonen 2002-2003 i Norge og Norden. I gjennomgangen av utviklingen i Norge er det lagt vekt på om magasindisponeringen burde vært annerledes. Det gjøres også en vurdering av forbrukernes tilpasninger til kraftsituasjonen og det gitt en gjennomgang av de velferdsmessige konsekvensene av vinterens kraftsituasjon. Som bakgrunn for vurderingen av kraftsituasjonen 2002-2003 ble det satt i gang en rekke utredninger på oppdrag av Olje og energidepartementet.

I kapittel 4.1 gis det en beskrivelse av den løpende utviklingen i kraftsituasjonen vinteren 2002-2003 og en vurdering av om det var grunn til bekymring for vårknipa 2003. I ettertid kan en stille spørsmålet om vurderingen av kraftsituasjonen gjennom vinteren var tilfredsstillende fordi det viste seg å være nok vann i magasinene til å unngå en kritisk situasjon.

Flere usikkerhetsmomenter var til stede i vurderingene av kraftsituasjonen i løpet av vinteren. Usikkerheten var blant annet knyttet til

- Nedre grense for magasinnivå
- Tilsigsutvikling
- Tidspunkt for vårsmeltingen
- Faktisk forbruksutvikling med hensyn på temperaturer, virkning av høye priser, sparekampanjen og stor mediaoppmerksomhet
- Uforutsette hendelser, som for eksempel utfall av kabler mv.

Det som ga en bedret utvikling i kraftsituasjonen utover ettervinteren og våren 2003 var blant annet en kombinasjon av mildt vintervær fra midten av januar, mer normalt tilsig gjennom ettervinteren og en tidlig start på snøsmeltingen. Importen til Norden var etter hvert blitt stor og mye reservekapasitet i de andre nordiske landene var tatt i bruk. En mer ugunstig værutvikling gjennom vinteren og våren kunne ha ført til et vesentlig kraftigere press på magasiner og priser. Vurdert i etterkant synes det å ha vært reelle grunner for å opprettholde en sterk oppmerksomhet rundt utviklingen i kraftsituasjonen frem mot midten av mars.

I kapittel 4.2 gis det en vurdering av den samlede tilpasningen vinteren 2002-2003. Det skjedde store tilpasninger i det nordiske markedet, noe som bidro til å redusere konsekvensene av nedbørssvikten. Denne tilpasningen skjedde uten inngrep fra myndighetene rettet mot den aktuelle situasjonen.

Det er særlig fire forhold som hadde betydning:

- Vannkraftmagasinene var svært viktige som buffer mellom produksjon og forbruk
- Ledig termisk produksjonskapasitet i andre nordiske land ble etter hvert tatt i bruk
- Det ble etter hvert stor import fra land utenfor Norden
- Forbruket av elektrisitet ble dempet, særlig ved overgang til andre energibærere.

Den nordiske kraftbørsen Nord Pool klarte å håndtere situasjonen vinteren 2002-2003 på en tilfredsstillende måte. Dette viser at kraftbørsen har den styrke og tillit blant aktørene som er nødvendig for å legge til rette for en effektiv prissetting i det nordiske kraftmarkedet.

I kapittel 4.3 omtales tilpasningen i Norge, herunder kraftproduksjon og disponeringen av magasinene 2002-2003, kraftutvekslingen med utlandet og tilpasningen i forbruket av kraft.

Den løpende beslutningen som produsentene må ta er hvor mye vann som skal brukes nå, og hvor mye vann som skal spares til senere. I denne vurderingen må produsentene ta hensyn til produksjonsevne, lagringskapasitet, forventninger om meteorologiske forhold, konsesjonskrav om minstevannføring og magasinfylling, samt forventninger om fremtidig kraftpris. Avveiningen knyttet til hvordan magasinene skal disponeres avhenger i første rekke av vurderingen av utviklingen i tilsig og kraftpriser. Fordi den fremtidige utviklingen i disse størrelsene er ukjente, vil kraftprodusentene til enhver tid ta beslutninger under usikkerhet.

De analysene som er laget til denne meldingen tyder ikke på at det var noen alvorlig svikt i kraftmarkedet og magasindisponeringen sist vinter. De mer prinsipielle vurderingene gir ikke grunnlag for å peke på noen svakheter for den samfunnsøkonomiske utnyttelsen av vannmagasinene ved at det enkelte kraftselskap legger opp produksjonsplanene ut fra hensynet til sin egen verdiskaping.

I det nordiske markedet er det ingen prinsipiell forskjell på om kraft utveksles mellom områder innen et land, eller utveksles som import og eksport mellom landene. Produsentene melder inn i et felles marked hvor mye de ønsker å produsere til ulike prisnivå, og forbrukere melder hvor mye de ønsker å bruke av kraft til ulike priser. Nord Pool er en felles nordisk kraftbørs der produsenter og noen forbrukere i Norge, Sverige, Finland og Danmark melder inn bud på kjøp og salg av kraft neste døgn. Den enkelte produsent gjør ikke noen selvstendig beslutning om at produksjonen skal gå til innenlands forbruk eller eksport.

Flere av utredningene som er gjort på oppdrag av departementet i forbindelse med kraftsituasjonen 2002-2003 inneholder en vurdering av handelen mellom Norge og Sverige. Magasinfyllingen i svenske magasiner kom tidlig på sommeren under det normale for årstiden. Allerede i juli begynte nedtappingen av de svenske magasinene, vanligvis starter ikke nedtappingen før i oktober. Helt frem til årsskiftet viste de svenske kraftmagasinene et større avvik fra normalen enn de norske. Eksporten fra Norge avtok imidlertid etter hvert som norske magasiner nærmet seg samme underskudd som i Sverige. Eksporten fra Sør-Norge til Sverige ble kraftig redusert allerede i slutten av august. I Nord-Norge var ressurssituasjonen noe annerledes enn i Sør-Norge, og det ble eksportert kraft fra Nord-Norge til Sverige i en lengre periode enn fra Sør-Norge. I utredningene er det konkludert med at utvekslingen mellom de to landene synes å være rimelig ut fra ressurssituasjonen i de to landene. Kraftflyten til Sverige høsten 2002 kan dermed sees som et utrykk for at knappheten i det svenske vannkraftsystemet på et tidligere tidspunkt ble vurdert som større enn knappheten i Norge.

Prisene på elektrisitet vinteren 2002-2003 ble svært høye. I slutten av 2002 og i starten av 2003 var prisen til tider langt høyere enn kostnadene ved å produsere for de fleste termiske kraftverkene. Vanligvis observeres slike priser i det nordiske systemet kun i enkelte timer på kalde vinterdager. I slike situasjoner må prisene opp til høyt nivå for å få i gang import av termisk produksjon som har svært høye oppstartskostnader.

Prisoppgangen som fant sted kan også gjenspeile en forventning om at en fortsatt ugunstig værutvikling ville medføre behov for store forbruksreduksjoner frem til vårsmeltingen. Ulike aktører i kraftmarkedet har imidlertid hatt varierende vurderinger av faren for en anstrengt situasjon i løpet av perioden. Som følge av usikkerheten om de markedsmessige forholdene, var det i enkelte perioder store variasjoner i prisen fra dag til dag.

I kraftintensiv industri ble det en betydelig reduksjon i strømforbruket vinteren 2002 – 2003. Denne reduksjonen bidro til å gjøre kraftsituasjonen mindre anstrengt enn det den ellers ville vært. Ved siden av en konjunkturmessig nedgang med dårlige markedsforhold for industrien generelt, skyldes reduksjoner i elforbruket hos kraftintensiv industri hovedsakelig høy kronekurs, høyt rentenivå og høye kraftpriser. Den største reduksjonen i forbruket fant sted om vinteren da kraftprisene var høyest. Elektrokjelene som kan skifte mellom elektrisitet og olje er viktig for fleksibiliteten på forbrukssiden. Nedgangen i forbruket i elektrokjeler viser at det generelt er stor fleksibilitet i dette forbruket.

Strømforbruket i alminnelig forsyning er betydelig mer sammensatt enn i kraftintensiv industri og i forbruksgruppen elektrokjeler. En har ikke god nok informasjon til å gi en vurdering av hvor mye forbruket endret seg som følge av tilsigsvikt og uvanlig høye priser. Det er blant annet betydelig usikkerhet til hvor stor rolle temperaturen spilte for forbruket.

Strømutgiftene utgjører en merkbar del av husholdningens samlede utgifter og er en viktig innsatsfaktor i store deler av næringslivet. Den vanligste kraftforsyningskontrakten blant husholdninger er kontrakt med variabel pris, men også deler av tjenesteytende næringer og industrien har variable kontraktspriser. Dette innebærer at disse forbrukerne vil være eksponert for sterke svingninger i kraftprisen, slik en opplevde vinteren 2002-2003. Som følge av at prisene får gjennomslag til sluttbrukerne vil prisutviklingen på elektrisitet også få en betydning i makroøkonomisk sammenheng når den øker så mye som den gjorde vinteren 2002-2003. Husholdningene får redusert den reelle verdien av sine inntekter når de står overfor høyere strømpriser. I næringslivet vil økte strømutgifter føre til økte produksjonskostnader som vil redusere overskuddet og gi høyere priser på produktene. Som følge av perioden med tilsigssvikt er det beregnet at disponibel realinntekt for Norge samlet sett reduseres med 6,6 mrd. kroner i 2000-kroner sammenliknet med en normal situasjon.

Husholdningene har imidlertid ulike egenskaper, som gjør at utslagene av en økning i kraftprisene vil kunne være svært forskjellige. For å vurdere betydningen av prisøkningen har SSB utført en analyse av hvordan ulike husholdninger ram-

mes av økte kraftpriser. Spesielt viser analysene at en relativt stor andel lavinntektshusholdninger har høye elektrisitetsutgifter. Dersom disse husholdningene ikke har muligheter til å redusere strømforbruket uten betydelig reduksjon i velferden (for eksempel på grunn av mange barn og stort boligareal), kan den økte strømprisen få betydelige konsekvenser for enkelte husholdninger i de laveste inntektsgruppene.

Tilsigssvikten satte det nordiske kraftmarkedet på en hard prøve. Et velfungerende kraftmarked bidro til at Norge kom ut av vinteren 2002-2003 uten svikt i kraftforsyningen. Kraftsystemet greide derfor oppdekningen etter en usedvanlig tørr høst. En slik høst som har et beregnet gjentaksintervall på 100-200 år for Norge, 50-100 år for Sverige og 100-200 år for kombinasjonen Norge og Sverige.

Utviklingen i priser, produksjon og kraftoverføring kan forklares på en rimelig måte ut fra svikten i tilsiget. Det viser utredningene som er utarbeidet for meldingen. Prisutslagene som følge av kraftsituasjonen sist vinter var svært sterke. Prisøkningen fikk konsekvenser på flere områder. Spesielt ble husholdningene hardt rammet fordi de i større grad enn næringsliv og industri har kontrakter med variabel pris.

Selv om mer kraftproduksjon og mindre forbruk er viktig for vår evne til å takle tørrår, viser vinteren at det også er svært viktig at kraftsystemet har tilstrekkelig omstillingsevne til å takle de kortsiktige svingningene i tilsigene på en god måte. Vannkraftmagasinene er fortsatt den enkeltfaktor som er av klart størst betydning for fleksibiliteten i energiforsyningen. Nedtappingen av magasinene i 2002-2003 muliggjorde en større vannkraftproduksjon enn tilsigssvikten tilsa. På grunn av en svakere kraftbalanse innenlands kan imidlertid ikke magasinene spille samme rolle for tørrårssikringen som de gjorde tidligere.

Investeringsnivået i elektrisitetsproduksjonen har vært lavt i de senere årene. En viktig grunn til dette har vært forventninger om lave priser. En annen grunn er at det har vært nødvendig å stille strenge miljøkrav til nye utbygginger. Etter departementets vurdering vil prisutviklingen bety mye for omfanget av nye investeringer i produksjon og forbruk. I tillegg må det stimuleres til miljøvennlige investeringer gjennom energipolitikken.

En større utbygging av ny kapasitet og en omlegging av energibruken vil bidra til å redusere sårbarheten i kraftforsyningen. Det norske kraftsystemet vil imidlertid i lang tid fremover være dominert av vannkraft. Det betyr at det er

Boks 1.2 Omtale av forsyningssikkerhet i utredninger og stortingsmeldinger under tidligere regjeringer

Hensynet til forsyningssikkerheten har vært et sentralt tema i utredninger og stortingsmeldinger om energipolitikk i de senere årene.

I NOU 1998:11 Energi- og kraftbalansen mot 2020 var vurderinger knyttet til utviklingen i energi- og kraftbalansen i årene framover et hovedtema i mandatet for utvalget. I utvalgets innstilling ble det gitt en bred vurdering av hvordan ulike ytre forhold påvirker utviklingen. Det ble også gitt en omfattende analyse av hvilke tiltak som kan gjennomføres for å dekke det norske el-forbruket i normalår. Det ble i denne forbindelse gitt en gjennomgang av ulike tiltak for å styrke produksjonen og legge om forbruket av energi.

I St.meld. nr. 29 (1998-99) Om energipolitikken (Energimeldingen) trakk regjeringen Bondevik I opp en energipolitikk for årene framover. Det ble i denne forbindelse understreket at politikken både skal underbygge en ambisiøs miljøpolitikk samtidig som oppmerksomheten mot sikkerheten i el-systemet må økes. Det ble i meldingen lagt vekt på at Regjeringen ville arbeide for å opprettholde systemsikkerheten i kraftleveringene, både for å mestre toppene i forbruket og for å kunne ha god evne til å klare forsyningen i år med vesentlig svikt i vannkraftproduksjonen som følge av lite nedbør. Det ble i meldingen lagt fram omfattende tiltak som element i en politikk for omlegging av energibruk og -produksjon.

I St.meld. nr. 37 (2000-2001) Om vasskrafta og kraftbalansen ble det i en egen del av meldingen gitt en nærmere gjennomgang av utviklingen i kraftbalansen og den økte sårbarheten for svikt i nedbøren. I meldingen ble det lagt vekt på at en ved et alvorlig tørrår i de nærmeste årene må regne med en kraftig prisøkning på elektrisitet både i Norge og i de andre nordiske landene. Det ble i denne forbindelse gitt en nærmere drøfting av risikoen for og konsekvensene av nedbørssvikt. Det ble videre i meldingen trukket opp en politikk for å redusere konsekvensene av svikt i vannkraftproduksjonen.

nødvendig å få i stand tiltak som er rettet direkte mot å lette svært anstrengte kraftsituasjoner.

Kapittel 5 Tiltak for en mer robust kraftforsyning

I kapittel 5 gjennomgås Regjeringens politikk for en mer robust kraftforsyning. Innsatsen vil særlig være rettet mot å:

- Styrke innsatsen for miljøvennlig omlegging av energibruk og -produksjon. Det vil blant annet bli lagt opp til en ny ordning for å stimulere til investeringer i infrastruktur for fjernvarme.
- Forbedre reguleringer og plantiltak i energiomleggingen. En rekke tiltak vil bidra til mer fleksible oppvarmingsløsninger.
- Styrke grunnlaget for mer vannkraftproduksjon. Regjeringen vil øke innsatsen for å modernisere og oppruste vannkraftanleggene. Regjeringen vil i tillegg prioritere å få bygd ut et betydelig antall mikro-, mini- og småkraftverk.
- Arbeide for å etablere et felles norsk-svensk marked for grønne sertifikater for elektrisitetsproduksjon. Dette vil styrke satsingen på fornybar energi.
- Øke bruken av naturgass innenlands på en miljøvennlig måte. Regjeringen har trukket opp en strategi for økt bruk av naturgass og satsing på gasskraftverk med CO_2-håndtering.
- Fremme et styrket og mer forpliktende nordisk el-samarbeid og legge til rette for at departementet heretter kan godkjenne organiseringen av nye overføringsforbindelser til utlandet.
- Sikre en fortsatt effektiv konkurranse i kraftmarkedet slik at prisøkninger ikke blir høyere enn nødvendig og forbrukernes interesser blir ivaretatt. I denne sammenheng vil Regjeringen blant annet fortsatt arbeide for å legge til rette for et effektivt kraftmarked i Norge og Norden.

Styrket omlegging av energibruk og energiproduksjon

En mer stabil energitilgang enn i dag krever at Norges energiforsyning må gjøres mindre avhengig av vannkraften som energikilde og elektrisitet som energibærer. Dette krever en langsiktig omlegging av energiproduksjon og energibruk. Energifondet og Enova SF utgjør en bærebjelke i den langsiktige strategien for bedret forsyningssikkerhet. Den primære målsetting med Energifondet og Enova er å utvikle markedet for effektive energiløsninger og miljøvennlige energikilder gjennom tildeling av tilskuddsmidler. Enova skal bidra til ny miljøvennlig energiproduksjon og energibesparelser på til sammen 10 TWh/år innen 2010. I løpet av den første avtaleperioden til og med 2005, skal Enova utløse til sammen 4,5 TWh/år. Regjeringen vil heve ambisjonsnivået i energiomleggingen. For 2004 økes Energifondets inntekter med 95 millioner kroner til 565 millioner. En økning av de finansielle rammene vil gi grunnlag for å sette høyere mål for energiomleggingen. Departementet og Enova har startet forhandlinger om resultatmålene i avtalen. Enovas erfaringer og innsats så langt vil bli vektlagt i forhandlingene. Det vises for øvrig til at det vil bli foretatt en helhetlig evaluering av Energifondet og Enova i 2006, og i den forbindelse vil organiseringen og styringen bli vurdert i tillegg til selve måloppnåelsen.

En svakt utbygd infrastruktur for varmedistribusjon er et betydelig hinder for å kunne ta i bruk og veksle mellom ulike miljøvennlige energikilder som bioenergi, avfall, spillvarme og varmepumper i energiforsyningen. Regjeringen foreslår derfor en egen satsing på utbygging av infrastruktur for varme. Målet er å utløse et potensial for økt fjernvarmekapasitet på 4 TWh/år i løpet av en 5-årsperiode. Målet er satt med utgangspunkt i eksisterende planer for fremtidige fjernvarmeutbygginger, og måloppnåelsen vil også avhenge av andre faktorer enn statlige støttetiltak. I 2001 ble det produsert om lag 2 TWh/år fjernvarme. Satsingen skal være et supplement til Enovas tiltak rettet mot økt bruk av miljøvennlig varme, og innsatsen rettet mot å nå Stortingets mål om 4 TWh/år vannbåren varme basert på nye fornybar energikilder, spillvarme og varmepumper innen 2010, jf. Innst. S. nr. 122 (1999-2000). Regjeringen vil forberede og komme tilbake til utformingen av en støtteordning for investeringer i fjernvarmerør i budsjettet for 2005. I utformingen av ordningen må det blant annet tas hensyn til at det tas sikte på å innføre en ny el-avgift for næringslivet og en ny støtteordning for energiutnyttelse av avfall 1. juli 2004

Forbedre reguleringer og plantiltak i energiomleggingen

I 2002 la Olje- og energidepartementet fram en strategi for utbygging av vannbåren varme. I strategien ble det vist til en rekke tiltak som vil bidra til utbyggingen av vannbårne og fleksible oppvarmingssystemer. Departementet har fulgt opp strategien i 2003.

Det finnes et potensial for å legge bedre til rette for utbygging av infrastruktur for varme og valg av alternative energiløsninger gjennom kommunenes arealplanlegging. Fra 1. januar 2003 plikter nettselskapene å utarbeide kommunevise energiutredninger til bruk i blant annet den kom-

munale arealplanleggingen. Formålet er å utnytte den sentrale rollen og muligheten nettselskapene har til å skape et godt grunnlag for fremtidige vurderinger av utviklingen i energiforsyningen. Enova bidrar til å styrke energiplanleggingskompetansen lokalt gjennom sin informasjons- og opplæringsvirksomhet. Kravet om energiutredninger og Enovas opplæringsvirksomhet vil gjøre kommunene og nettselskapene bedre i stand til å vurdere alternative løsninger til elektrisitet der det er egnet for det. Videre vises det til at det er igangsatt en prosess med å vurdere dagens fjernvarmeregulering. Regjeringen vil følge opp Planlovutvalgets forslag og vil vurdere reglene både etter plan- og bygningsloven og energiloven, jf. kapittel 5.3.

Styrket grunnlag for mer vannkraftproduksjon
Vannkraften vil i mange år framover fortsette å være vår dominerende miljøvennlige energikilde. Regjeringen vil legge til rette for en fortsatt økning av vannkraftproduksjonen. Det er i løpet av de siste to årene gitt konsesjon for utbygging av nye vannkraftprosjekter med en produksjonskapasitet på ca. 1,2 TWh/år.

Det er fortsatt nye vannkraftprosjekter som kan realiseres uten at store miljøverdier blir berørt. Regjeringen ønsker å legge til rette for en fortsatt økning av vannkraftproduksjonen. Dette skal skje gjennom å legge til rette for en opprusting/utvidelse av eksisterende vannkraftverk, bygging av mikro-, mini- og småkraftverk, samt en miljømessig forsvarlig utbygging av nye prosjekter. En vil sette fokus på økt forutsigbarhet for å stimulere potensielle utbyggere. Det er også grunn til å se på mulighetene for å forenkle og effektivisere konsesjonsbehandlingen.

Et felles norsk-svensk marked for grønne sertifikater
Satsingen på å fremme fornybar elektrisitetsproduksjon har tradisjonelt vært et nasjonalt anliggende. Samtidig er de nordiske landenes satsing på fornybar elektrisitet viktig for forsyningssikkerheten i det felles nordiske kraftmarkedet. En større grad av koordinering av satsingen vil kunne gi en bedre utnyttelse av ressursene. Regjeringen arbeider for å etablere et felles pliktig marked for grønne sertifikater med Sverige. Et pliktig marked for grønne sertifikater er et virkemiddel for å øke produksjonen av elektrisitet fra fornybare energikilder. Olje- og energidepartementet er nå i dialog med svenske myndigheter om etablering av et slikt marked. Det tas sikte på oppstart av et felles marked fra 1. januar 2006. Regjeringen vil melde tilbake til Stortinget om denne saken i løpet av våren 2004.

Miljøvennlig bruk av gass
Økt bruk av naturgass er et viktig element i strategien for en bredere og mer fleksibel energiforsyning. Å ta i bruk gass vil både gi et bredere grunnlag for energiforsyningen og redusere sårbarheten for tørrår. Naturgass kan brukes på en miljøvennlig måte både som energikilde, som råstoff i industrien og i transportsektoren. En langsiktig strategi for fornuftig bruk av naturgass kan gi viktige bidrag til en mer fleksibel energiforsyning.

I tillegg til at gasskraftverk med CO_2-håndtering vil gi vesentlig lavere utslipp av klimagasser enn konvensjonelle gasskraftverk, er det en rekke årsaker til at det er viktig at Norge arbeider med å realisere gasskraftverk med CO_2-håndtering. Blant annet synes det å være geologiske muligheter for lagring av CO_2 i reservoarer på kontinentalsokkelen, og på sikt også muligheter for salg av CO_2 til trykkstøtte offshore. Videre vil utvikling av gasskraft med CO_2-håndtering gi norsk elektrisitetsproduksjon et teknologisk forsprang og kunne gi grunnlag for annen gassbasert virksomhet.

Regjeringen vil komme tilbake til Stortinget våren 2004 med forslag til hvordan man skal øke bruken av gass innenlands på en miljøvennlig måte. Innovasjonsselskapet i Grenland vil få i oppdrag å etablere et nasjonalt gassteknologiprogram for å drive fram miljøvennlig bruk av gass til energiformål inkludert CO_2-håndtering. Det vil også bli vurdert en eventuell utvidelse av selskapets virksomhet til å omfatte bruk av gass i industrielle prosesser og løsninger for hydrogen som energibærer. Selskapet vil bli etablert i løpet av 2004. Regjeringen tar sikte på snarest mulig å etablere en støtteordning for bygging av pilotanlegg for gasskraftverk med CO_2-håndtering. Regjeringen vil fremme en sak om dette senest i forbindelse med Revidert Nasjonalbudsjett 2004.

Utviklingen av det nordiske kraftmarkedet og prinsipper for økt overføringskapasitet til utlandet
Det nordiske kraftmarkedet er viktig for å oppnå en effektiv bruk av de samlede ressurser og sikre forsyningssikkerheten. Norge er i dag nettoimportør i år med normale tilsigsforhold, og importbehovet er stort ved tilsigssvikt. Norge er avhengig av at kraftutvekslingen i Norden og med land utenfor Norden fungerer godt. Det nordiske samarbeidet har bidratt til lavere og mer stabile priser for norske produsenter og forbrukere, og har gitt

miljømessige gevinster på grunn av mindre behov for nye investeringer i kraftproduksjon innenlands. Regjeringen vil arbeide for et mer forpliktende nordisk samarbeid for blant annet å sikre forsyningssikkerheten i Norge framover.

Det er viktig for Norge å arbeide for økt integrering både med land i Norden og med land utenfor Norden. På grunn av svekkelsen av kraftbalansen fylles overføringsforbindelsene til utlandet i stadig større grad opp med import også i år med normal produksjon, selv om maksimal årlig importkapasitet ifølge Statnett anslås å ha økt med størrelsesorden 5 TWh siden begynnelsen av 1990-tallet. Økningen i importkapasitet skyldes blant annet en ny kabel mellom Norge og Danmark, en rekke mindre tiltak i det nordiske overføringsnettet og en bedre utnyttelse av overføringsnettet. Hensyn tatt til kraftbalansen innebærer dette imidlertid at overføringssystemets evne til å motvirke en svikt i tilsiget gjennom import har blitt betydelig svekket. Økt overføringskapasitet til utlandet bedrer fleksibiliteten for både det norske og det nordiske kraftmarkedet, og reduserer faren for rasjoneringsinngrep.

Økt overføringskapasitet bidrar til å utjevne tilsigene til vannmagasinene, og fører derfor til mer stabile kraftpriser fra år til år og mellom sesonger. Kraftprisen over døgnet vil imidlertid kunne variere mer.

Økt overføringskapasitet er ikke et alternativ til økt produksjonskapasitet. Uavhengig av utviklingen i kraftbalansen, vil Norge være utsatt for store variasjoner i vannkraftproduksjonen. Desto strammere kraftbalansen blir, desto viktigere blir overføringsforbindelsene til andre land for å sikre forsyningssikkerheten. Sikring av forsyningssikkerheten er imidlertid kun en del av den totale nytten en overføringsforbindelse gir. Større utbygging av ny produksjonskapasitet og en omlegging av energibruken kan redusere sårbarheten i kraftforsyningen. Likevel vil den norske kraftsektoren være sterkt dominert av vannkraft i svært lang tid.

For Norden sett under ett er over halvparten av produksjonskapasiteten vannkraft. Blant annet av denne grunn kan det være størst fordeler for Norge og Norden å øke overføringskapasiteten til land som har en betydelig andel varmekraftproduksjon eller til land det nordiske kraftsystemet i dag ikke er tilknyttet. På den annen side vil det å øke overføringsforbindelsene til land lenger unna være mer kostbart. Å bygge overføringsforbindelser er svært kapitalkrevende. Fordelene må derfor veies nøye opp mot kostnadene.

Som systemansvarlig nettselskap har Statnett SF ansvar for å sørge for at det til enhver tid er balanse mellom produksjon og forbruk i Norge, samt foreta nødvendige investeringer i det sentrale overføringsnettet, herunder i overføringsforbindelser til utlandet. Statnetts investeringer skal vurderes ut fra samfunnsøkonomiske prinsipper.

Regjeringen legger til grunn at Statnett løpende vurderer og foretar de nødvendige samfunnsmessig lønnsomme investeringene. For staten, som eier, er det viktig å sørge for at foretaket har nødvendig finansiell styrke til å gjennomføre investeringene.

Det legges til grunn at departementet kan gi konsesjon for tilrettelegging for kraftutveksling med utlandet. Som hovedregel er det brukerne av sentralnettet som skal dekke kostnadene knyttet til investeringer og drift av nye overføringsforbindelser. Kraftutvekslingen skal organiseres slik at den sikrer en mest mulig sikker og effektiv utveksling med utlandet, det vil si at kraften til enhver tid skal flyte til områdene med størst betalingsvillighet.

Sikre en fortsatt effektiv konkurranse i kraftmarkedet

Et velfungerende nordisk kraftmarked forutsetter effektiv konkurranse mellom produsentene og leverandørene i markedet, og at forbrukerne har frihet til å velge mellom kontrakter og leverandører. Et velfungerende nordisk kraftmarked vil bidra til å balansere produksjon og forbruk av elektrisk kraft.

En anstrengt kraftsituasjon vil føre til høyere kraftpriser. I den sammenheng vil det være viktig å sikre en fortsatt effektiv konkurranse slik at prisøkninger ikke blir høyere enn nødvendig og ulempene for forbrukerne blir minst mulig. Det er i denne sammenheng viktig at enkeltaktører ikke kan eller har insentiver til å utøve markedsmakt. Et velfungerende nordisk kraftmarked vil bidra til å bedre forsyningssikkerheten og stabilisere kraftmarkedet, både på kort og lang sikt.

Departementet vil derfor fortsatt arbeide for å legge til rette for et effektivt kraftmarked i Norge og Norden.

Konkurransetilsynet fører tilsyn med konkurranseforholdene i alle markeder, og følger utviklingen i kraftmarkedet nøye. Konkurransetilsynet kan etter konkurranseloven blant annet gripe inn mot bedriftserverv, dersom tilsynet finner at vedkommende erverv vil føre til eller forsterker en vesentlig begrensning av konkurransen i strid med lovens formål om effektiv ressursbruk.

Konkurransetilsynet, Kredittilsynet og NVE har et klart felles mål om et velfungerende kraftmarked og har inngått en avtale om samarbeid om tilsyn med kraftmarkedet.

Kapittel 6 Tiltak for å mestre svært anstrengte situasjoner

I kapittel 6 klargjør og presiserer departementet ansvaret til den som skal overvåke og balansere systemet og ansvaret til rasjoneringsmyndigheten. I tillegg omtales tiltak for å mestre svært anstrengte kraftsituasjoner.

I kapittel 6.1 omtales behovet for tiltak. Sist vinter ble det reist tvil om aktørene alltid klarer å disponere slik at en unngår behov for rasjoneringsinngrep fra myndighetene. Regjeringen legger avgjørende vekt på at faren for rasjoneringsinngrep skal være redusert til et absolutt minimum. Regjeringen sikrer derfor muligheten til å supplere markedet med ekstra sikkerhet i svært anstrengte kraftsituasjoner. Sikkerhetssystemet må bestå av både organisatoriske og operasjonelle virkemidler, og det er viktig at ansvarsforholdene er klare. Et slikt system vil inngå som en del av infrastrukturen for energiforsyningen.

Det vil ikke være samfunnsøkonomisk lønnsomt å ta i bruk tiltak som fjerner enhver risiko for at rasjoneringsinngrep fra myndighetene blir nødvendig. Skulle imidlertid en rasjoneringssituasjon oppstå, må den håndteres på en tilfredsstillende måte. Det vil heller ikke være samfunnsøkonomisk lønnsomt å sikre seg fullstendig mot svært anstrengte kraftsituasjoner. I slike situasjoner vil man kunne oppleve betydelige prisvariasjoner som følge av at aktørene tilpasser produksjon og forbruk til de aktuelle tilsigene.

Kapittel 6.2 omhandler ansvaret til rasjoneringsmyndigheten og den systemansvarlige. NVE er rasjoneringsmyndighet i Norge. Rasjonering kan iverksettes når det på grunn av ekstraordinære forhold er knapphet på elektrisk energi, og det ut fra allmenne hensyn er påkrevd for å sikre at energien blir best mulig utnyttet. Statnett SF er det systemansvarlige nettselskapet i Norge. Foretaket er pålagt å sikre momentan balanse mellom produksjon og forbruk til enhver tid og foreta nettinvesteringer i det sentrale overføringsnettet når dette er samfunnsøkonomisk lønnsomt.

For å ha mulighet til å supplere markedet med ekstra sikkerhet i en svært anstrengt situasjon, er det viktig at Statnett har ansvaret for løpende å vurdere og gjennomføre andre nødvendige tiltak enn nettinvesteringer. Slike tiltak skal være rettet mot svært anstrengte kraftsituasjoner og må vurderes på lik linje med nettinvesteringer. Samfunnsøkonomiske kriterier skal benyttes.

Ved eventuell innføring av ulike virkemidler er det viktig å ha stramme rammer i forhold til markedet for øvrig, slik at virkemidlet blir et reelt tiltak i en svært anstrengt kraftsituasjon. Det er også viktig at tiltaket kun brukes i slike situasjoner. Det er i tillegg viktig at investeringsbeslutningene til aktørene i markedet påvirkes minst mulig negativt, og at en tar tilstrekkelig hensyn til at systemansvarlig skal være nøytral og uavhengig i forhold til aktørene i kraftmarkedet. Utformingen av virkemidlene skal derfor skje i nær kontakt med energimyndighetene. Forslag til tiltak skal forelegges NVE for godkjenning. Kostnadene for den systemansvarliges virkemidler skal dekkes innenfor sentralnettets inntektsramme.

Ulike former for reservekapasitet i det norske kraftsystemet og energiopsjoner har vært diskutert som mulige nye virkemidler for å håndtere svært anstrengte kraftsituasjoner. Departementet gir en vurdering av disse to virkemidlene i henholdsvis kapittel 6.3 og kapittel 6.4. Etablering av produksjonsreserver vil bidra til økt sikkerhet i det norske kraftsystemet ved å redusere risikoen for rasjoneringsinngrep fra myndighetene. Slike reserver skal kun være tilgjengelig for den systemansvarlige i en svært anstrengt kraftsituasjon, og vil på denne måten være utenfor det ordinære markedet. Reservene vil derfor i de aller fleste år ikke tas i bruk. Nødvendige og gjennomførbare tillatelser og konsesjoner etter blant annet energi- og forurensingsloven, er en forutsetning for at slik reservekapasitet skal kunne være tilgjengelig for systemansvarlig, og må omsøkes av den systemansvarlige på ordinær måte. Det er viktig at en ordning for reservekapasitet utformes i samsvar med Norges forpliktelser etter EØS-avtalen.

Det er departementets vurdering at bruk av mobil eller fast reservekapasitet for kraftproduksjon vil kunne være et hensiktsmessig virkemiddel i en svært anstrengt kraftsituasjon. Den mest aktuelle reservekapasiteten er gassturbiner. Disse kan være eid eller leid av den systemansvarlige. Faste turbiner gir mer sikkerhet for at anleggene vil bidra til en bedret kraftsituasjon straks det er behov for det, enn anlegg som må leies inn i en kritisk situasjon.

Når det gjelder energiopsjoner er det etter departementets oppfatning stor usikkerhet knyttet til om dette vil virke som et reelt tiltak i en

svært anstrengt kraftsituasjon. Virkningene er ikke entydige og mange forhold er fortsatt usikre. Departementet har av denne grunn vurdert tiltaket å være uaktuelt for inneværende vintersesong. Departementet mener imidlertid at det er for tidlig å trekke endelig konklusjon om opsjoner er et tiltak som kan oppfylle kravene til en slik ordning.

Kapittel 6.5 omhandler rasjoneringstiltak. Rasjoneringstiltak vil kunne bli innført gradvis og med varierende grad av markedskonsekvenser. Opptrapping av tiltak vil skje både med hensyn til geografisk område og de energivolumer som rasjoneringen omfatter. Så langt som mulig vil gjeldende markedsløsninger bli videreført også under rasjonering, men i sin mest omfattende form vil hele markedet kunne bli ekskludert. NVE er pålagt å sørge for at det til enhver tid er utarbeidet planer og prosedyrer for sikker og effektiv varsling og rapportering om iverksettelse, gjennomføring og opphør av rasjonering.

I kapittel 6.6 omtales tiltak som kan bidra til økt forbrukerfleksibilitet i en anstrengt kraftsituasjon. Kontrakter, betalingsmåter og måling er sentralt for hvordan alle grupper av forbrukere reagerer på anstrengte kraftsituasjoner. Forbrukerne viser økt interesse for omlegging av sitt elforbruk og for å redusere energikostnadene. Det skal legges til rette for at forbrukerne i større grad skal ha et reelt valg mellom ulike energikilder. Departementet øker derfor innsatsen for å få til mer hensiktsmessige kontrakter, bedre regelverk og bruk av ny teknologi for å fremme økt fleksibilitet hos forbrukerne.

Departementet ønsker å bidra til å få utviklet nye kontraktstyper blant annet for husholdningskunder. Særlig interessant er kontrakter som kan være et alternativ til dagens fastpriskontrakter, som samtidig kan være gunstige i forhold til å opprettholde fleksibiliteten i forbruket og motivasjonen til sparing hos den enkelte.

Toveiskommunikasjon er lite utbredt i Norge, men flere nettselskaper og andre arbeider med å øke bruken av toveiskommunikasjon blant annet som følge av NVEs arbeid på dette feltet. Departementet ønsker at toveiskommunikasjon skal tas i bruk i kraftmarkedet, og vil bruke EBLs pågående prosjekt til å fremskaffe kunnskap om hvordan dette best bør gjennomføres for blant annet å unngå feilinvesteringer.

Departementet går inn for at det i en anstrengt kraftsituasjon kan foretas måleravlesninger og faktureres oftere enn i dag, for eksempel månedlig. Pålegget vil kunne omfatte både kjøp av elektrisk energi og nettjenester for alle kunder.

I kapittel 6.7 omtales virkemidler som kan bidra til å bedre forbrukernes stilling i en anstrengt kraftsituasjon. Det tar i dag 3 uker fra den første påfølgende mandag å skifte kraftleverandør. Departementet mener fristen bør reduseres til 2 uker. NVE arbeider nå videre med spørsmålet med sikte på å innføre tiltaket.

Departementet går inn for at myndighetene skal fastsette rammer for hvordan prisfastsettelsen skal være for leveringspliktige kraftleveranser (ventetariffer).

I dag kan nettselskapet tilby fellesfakturering overfor kraftleverandørene. Tilbudet må gjelde alle eller ingen fordi nettselskapene skal opptre nøytralt. I praksis er det kraftleverandører med eiermessig tilknytning til nettselskapet som har fellesfakturering. Departementet har bedt NVE utrede nærmere et pålegg om felles fakturering uavhengig av hvilken kraftleverandør kunden har.

Departementet har gått inn for at NVE skal ta initiativ til at det utarbeides en oversikt over hvilke oppgaver som ligger under de ulike myndighetenes/organenes ansvars- og myndighetsområder og hvilke regelverk som kan komme til anvendelse. Oversikten over reglene bør samles i et felles oppslagsverk slik at det blir lettere for forbrukerne å orientere seg om sine rettigheter. For øvrig skal NVE gjøre generell informasjon vedrørende kraftmarkedet tilgjengelig for allmennheten.

Kapittel 7 Nærmere om vilkår for investeringer i vannkraftproduksjon

I kapittel 7 omtales de rammevilkårene som har størst betydning for investeringsviljen for norske vannkraftprodusenter, herunder fiskale vilkår som særskatter og konsesjonsbaserte ordninger. Det nåværende kraftskattesystemet for vannkraftproduksjon ble innført fra og med inntektsåret 1997. Skattesystemet er i større grad enn tidligere tilpasset skatteevne og lønnsomhet. Systemet sikrer dermed mer nøytralitet i forhold til investeringsbeslutninger.

Utover skattekostnader er kraftselskapene pålagt konsesjonsbaserte ordninger som konsesjonsavgifter og levering av konsesjonskraft. De konsesjonsbaserte ordningene tilgodeser vertskommunene med inntekter fra vannkraftproduksjonen, delvis som en kompensasjon for naturinngrep og delvis fordi det har vært ønskelig at vertskommunene skal ha en andel av verdiskapingen i kommunen. De særskilte kraftskattereglene og de konsesjonsbaserte ordningene bidrar i tillegg til at en stor del av grunnrenten tilfaller det offentlige.

I forbindelse med statsbudsjettet for 2004 la Regjeringen frem flere forslag til endringer i kraftskattereglene. Formålet var å legge bedre til rette for prosjekter som er samfunnsøkonomisk lønnsomme. Samtidig har det vært et mål å forenkle regelverket. Regjeringens forslag ble i hovedsak vedtatt av Stortinget. Endringene berører ikke hovedlinjene i det nåværende regimet. Endringene legger også vekt på å ivareta de fordelingshensyn som er tillagt skattereglene og de konsesjonsbaserte ordningene. For 2005-budsjettet varsler Regjeringen at den vil vurdere endringer i grunnrenteskatten for at den skal virke mer nøytralt i forhold til investeringsbeslutninger.

Kapittel 8 Vanndisponering og grunnrenteskatt

I kapittel 8 omtales grunnrenteskattens betydning for disponering av vannmagasinene. I beregningsgrunnlaget for grunnrenteskatten fastsettes bruttoinntekten for året hovedsakelig ved å multiplisere spotpris og faktisk produksjon time for time. Bruk av spotmarkedspriser innebærer at at grunnrenteskatten virker nøytralt i forhold til produsentenes vanndisponeringer. I tillegg er det både prinsipielle og administrative årsaker til at grunnrenteskatten beregnes slik.

Kapitlet behandler i tillegg et forslag om å innføre en maksimalpris ved beregning av grunnrenteinntekten i unntakssituasjoner for å gi produsentene insentiv til å utsette produksjonen, slik at noe vannbeholdning spares og knapphetssituasjoner motvirkes. Departementet anser dette å være et lite treffsikkert virkemiddel. Dessuten har Regjeringen ikke ønsket å gå nærmere inn på forslag som innebærer skattelette for produsenter i situasjoner med svært høye kraftpriser.

Kapittel 9 En vurdering av forslaget om å regulere vannmagasinene

I kapittel 9 gis en vurdering av forslag om økt regulering av vannkraftmagasinene. Sist vinter ble det rettet oppmerksomhet mot vannkraftprodusentenes disponering av magasinene. I Dok 8:15 (2002-2003) ble det reist krav om at myndighetene burde innføre krav til vannmagasinene for å regulere mulighetene for eksport med tanke på å sikre nok ressurser i forhold til svikt i nedbøren.

Departementet har fått utarbeidet flere vurderinger av spørsmålet knyttet til økt regulering av magasinene. Etter departementets syn vil et slikt tiltak bli meget kostbar, med et betydelig tap av produksjon av fornybar vannkraft. Det er også usikkert om det rettslige grunnlaget for et slikt tiltak. Departementet legger derfor ikke fram forslag om å vurdere slike tiltak ytterligere. Forsyningssikkerheten for strøm og en stabil kraftbalanse fremmes gjennom den strategien Regjeringen legger fram, jf. kapittel 5 og 6.

Det er en rekke årsaker til at en strengere regulering av vannmagasinene innenfor tappesesongen ikke er hensiktsmessig:

- Praktiske problemer knyttet til bestemmelse av en hensiktsmessig regulering av et stort antall magasiner og vassdrag med ulike egenskaper, geografisk plassering og eksisterende regulerings- og miljøhensyn etter vassdragslovgivingen.
- Usikkerheten knyttet til tilsigenes størrelse fra år til år og innen ulike sesonger, og usikkerhet knyttet til tidspunkt for snøsmelting og kulminasjon om høsten.
- Usikkerheten knyttet til prisvirkninger og minsket fleksibilitet i det nordiske kraftmarkedet.
- Negative samfunnsøkonomiske effekter.
- Usikkerhet knyttet til om lovforslag med tilbakevirkende kraft kan gripe inn i eksisterende rettigheter.

Kapittel 10 Opprustning av nettet for å redusere energitapet

Kapittel 10 er oppfølging av Stortingets vedtak nr. 552 (2002-2003) om å lage en plan for opprustning av overføringsnettet med sikte på å redusere energitapene. Kapittelet redegjør for ulike forhold knyttet til nettap, hvordan kraftnettet er organisert, hvilke virkemidler og regulering som myndighetene benytter, samt målsetninger i forhold til overføringsnettet for kraft.

Det norske overføringsnettet er bygget opp igjennom vel 100 år og må være sterkt nok til å håndtere forbruket når det er størst. Etter innføringen av markedsreformer i kraftsektoren på begynnelsen av 1990-tallet, og et sterkere fokus på effektivisering av nettvirksomheten, har investeringene i både produksjon og nett blitt betydelig redusert til tross for en fortsatt vekst i forbruket. Dette har medført at utnyttelsen av tidligere investeringer i systemet har økt.

Når elektrisk kraft transporteres, vil det ut fra fysiske lover alltid oppstå energitap. Tapet i dag er om lag 8 prosent, det vil si om lag 10 TWh/år.

Departementet anser ikke energitapene i det norske kraftnettet som unødvendig høye. Energilovens system knyttet til planlegging og realisering av investeringer i kraftnett og andre elektriske

anlegg er etter departementets vurdering hensiktsmessig. Krav om kraftsystemutredninger og lokale energiutredninger, NVEs behandling av konsesjonssøknader for elektriske anlegg, nettselskapenes økonomiske insentiver gjennom inntektsrammereguleringen, samt krav om at nettleien skal reflektere tapet i overføringsnettet, legger etter departementets oppfatning til rette for en samfunnmessig rasjonell utvikling av overføringsnettet. Departementet legger til grunn at en gjennom dette tar hensyn til energitapet på en tilfredsstillende måte. Videre vises det til at Statnett SF skal gjennomføre sine investeringer etter samfunnsøkonomiske prinsipper. Det er imidlertid fra myndighetenes side viktig å følge nøye med i utviklingen både av investeringer, nettap og leveringskvalitet i årene som kommer, for å sikre en samfunnsmessig rasjonell utvikling av kraftsystemet.

Boks 1.3 Svikt i kraftforsyningen i andre land

Olje- og energidepartementet har fått utarbeidet en rapport om «Internasjonale erfaringer med kraftforsyningskriser». I denne rapporten gjennomgås situasjonen i elektrisitetsforsyningen i en del andre land. Rapporten er særlig rettet mot land hvor en relativt høy andel av elektrisitetsproduksjonen kommer fra vannkraft.

I denne boksen er det tatt inn en omtale av forsyningssvikt i tre land som alle har et stort innslag av vannkraft. Det gjelder:
- Brasil
- New Zealand
- Venezuela

Brasil er det største kraftmarkedet i Sør Amerika og er blant de største vannkraftprodusentene i verden. Den totale installerte kapasiteten er på vel 73 000 MW. Om lag 84 prosent av kapasiteten er vannkraft. Den resterende kapasiteten er basert på kull, kjernekraft og gasskraft. I tillegg importeres kraft fra Argentina.

Liberaliseringen av det brasilianske kraftmarkedet startet på begynnelsen av 1990-tallet, og prosessen har siden foregått stegvis. Hovedmotivet for deregulering var å skaffe ressurser til utvidelse av energisystemet. Stigende etterspørsel og lavt investeringsnivå ga en gradvis tilstramming av energibalansen i løpet av 1990-tallet.

En tilstrammet energibalanse førte første gang til rasjoneringstiltak i november 1998. Kraftsituasjonen ble imidlertid mer alvorlig våren 2001, da deler av Brasil, som i en lengre periode hadde hatt mindre regn enn normalt, opplevde den verste tørken på 40 år. Resultatet ble kraftrasjonering fra juni 2001 til mars 2002.

Manglende investeringer i produksjonskapasitet og overføringsforbindelser, i tillegg til langvarig tørke er anført som hovedårsakene til rasjoneringen i Brasil i 2001. Det er pekt på at markedsstrukturen, mangel på nødvendige regulatoriske tiltak og en svak valuta var forhold som bidro til å hemme investeringsviljen.

I mai 2001 annonserte myndighetene at både industrielle forbrukere og husholdninger måtte redusere sitt kraftforbruk med 20 prosent i løpet av de neste 5 månedene, eller betale bøter. Et nødprogram for å redusere elektrisitetsforbruket ble introdusert, noe som innebar rasjonering fra 1. juni 2001. Forbrukere som ikke respekterte rasjoneringsprogrammet fikk i noen tilfeller harde økonomiske straffer eller ble utsatt for strømkutt i inntil 6 dager i strekk. Videre inngikk myndighetene treårskontrakter med 54 diesel- eller oljefyrte kraftverk for å avhjelpe den prekære kraftmangelen. Kraftverkene har total installert kapasitet på 1 850 MW, og skal etter gjeldende avtaler kun benyttes som tørrårssikring. Ved hjelp av rasjoneringsprogrammet unngikk man rullerende, generelle strømkutt.

Det var politisk uenighet om håndteringen av krisen. Mange har hevdet at brasilianske myndigheter agerte sent på signaler om at den svekkede energibalansen kunne føre til kraftkrise.

New Zealand har en installert kapasitet for kraftproduksjon på totalt 9 000 MW. Av dette er 67 prosent vannkraft, 29 prosent er termisk og de resterende 4 prosentene er geotermisk og vindkraft. New Zealand var et av de første landene til å ta skrittet fra en monopolistisk statseid struktur til et liberalisert marked med mange konkurrerende aktører i alle ledd av verdikjeden.

På grunn av begrenset lagringskapasitet i New Zealands vannkraftsystem og overføringsbegrensninger, kan perioder med lave tilsig i magasinområdene ofte føre til en betydelig mangel på vannkraft. Vinteren 2001 og tidlig vinter 2003 var begge tørre perioder. Begge tørrårs-

Boks 1.3 (forts).

situasjonene har resultert i kriser i New Zealands elektrisitetssystem. Det er ikke tilstrekkelig kapasitet i markedet for å avhjelpe effektene av tørre perioder, og tørrårsperiodene førte til betydelige økninger i spotprisen og stor prisvolatilitet. Uklarhet om fremtidige rammebetingelser og mangel på regler for hvem som er ansvarlig for investeringer i overføringsnettet, har bidratt til lav investeringsvilje både med hensyn til produksjons- og overføringskapasitet.

De viktigste tiltakene både i 2001 og 2003 var forbruksrasjonering og kraftbesparende overfor næringsliv og husholdninger. Store industriselskap har i stor grad kontrakter som utsetter dem for risiko i spotmarkedet, og har dermed finansielle incentiver til å redusere sitt forbruk. Høye kraftpriser har ført til produksjonskutt i New Zealands største fabrikker. Husholdninger og mindre kommersielle kunder har fastpriskontrakter, og har dermed ingen øyeblikkelige incentiver til å redusere sitt forbruk. Myndighetene har innført flere frivillige enøk-tiltak.

Venezuela har en total installert kapasitet på vel 21 000 MW. Vannkraft utgjør 62 prosent, mens andelen termisk kapasitet er 38 prosent. Omstrukturering av kraftsektoren i Venezuela ble introdusert gjennom en elektrisitetslov i august 1999. Loven innførte konkurranse i produksjon og distribusjon, samt påla vertikalt integrerte kraftselskaper å skille ut produksjon, distribusjon og transmisjon. Det ble opprettet en ny systemoperatør for å kontrollere engrosmarkedet. Gjennomføringen av loven har imidlertid delvis blitt utsatt ved flere anledninger.

Den samme tørken som rammet Brasil i 2001 rammet også Venezuela. Planene om å samkjøre overføringsnettet med Brasil våren 2001 ble midlertidig utsatt. I mars 2002 var vannmagasinene nær tømt. Fra februar til juli 2001 opplevde forbrukerne i alt 14 strømkutt, og i 2002 fortsatte det med seks alvorlige strømkutt. Frekvensen av strømkutt har økt i løpet av 2003.

Et av motivene bak privatisering av kraftsektoren var å øke investeringsnivået.

Det er pekt på at prosessen har vært treg, hovedsaklig fordi de fleste av de aktuelle selskapene ikke er kredittverdige. Det er videre pekt på at markedet har vært dominert av relativt billig statsfinansiert vannkraft og at det begrenser lønnsomheten for privateide termiske produsenter.

I 2001 satte myndighetene av 1 mrd. US-dollar til investeringer i kraftsektoren, både til oppgradering av eldre kraftverk, investeringer i ny kapasitet og til kampanjer for å redusere kraftforbruket. I februar 2002 ble det iverksatt et program for å skape incentiver til energisparing blant forbrukere, i tillegg til at kraftprisen ble satt opp. Målet var å redusere kraftforbruket med 10 prosent.

Kilde: Rapport 2003-071, Internasjonale erfaringer med kraftforsyningskriser, ECON, 2003

Del I
Om forsyningssikkerheten for strøm

2 Forutsetninger for en sikker energiforsyning

2.1 Fleksibilitet og reserver i kraftforsyningen

Norge er en del av et felles nordisk kraftmarked, jf. boks 2.1. Landene er knyttet sammen med overføringsforbindelser. Virkemåten til det nordiske kraftmarkedet er avgjørende for tilpasningsevnen i kraftforsyningen.

Under normale forsyningssituasjoner vil det ofte være produksjonen i varmekraftverk som balanserer tilbud og etterspørsel i det nordiske kraftmarkedet. Prisen på elektrisitet i de nordiske landene er derfor ofte bestemt av produksjons-

Boks 2.1 Det nordiske kraftmarkedet

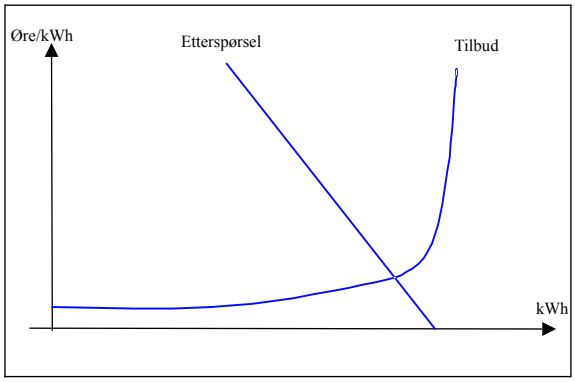
Sverige, Finland, Danmark og Norge er i dag integrerte i et felles nordisk kraftmarked. Det innebærer at produsenter og forbrukere i engrosmarkedet fritt kan kjøpe og selge kraft i konkurranse med produsenter og forbrukere i de øvrige nordiske landene.

Nord Pool er en felles nordisk kraftbørs, og aktører både fra Norge, Sverige, Finland og Danmark melder inn sine tilbud, jf. boks 3.3.

Den geografiske avgrensningen av det nordiske kraftmarkedet framgår av figur 3.18. I denne stortingsmeldingen er det området som omfattes av det nordiske kraftmarkedet omtalt som Norden. De statistiske opplysningene som er gitt for Norden i meldingen refererer til det samme området. Statistikk for Norden og de øvrige nordiske landene er i hovedsak basert på tall fra Nord Pool og sentralnettselskapene i de respektive landene. Det vil kunne være en del avvik mellom oppgaver fra Nord Pool og nasjonale statistikk for de enkelte land. Statistiske opplysninger for Norge er i hovedsak basert på statistikk fra Norges vassdrag- og energidirektorat (NVE) og Statistisk sentralbyrå. I tillegg er det til en viss grad benyttet tall fra Nord Pool og Statnett.

Boks 2.2 Prisdannelsen i det nordiske kraftmarkedet

Prisen på kraft bestemmes ut fra tilbud og etterspørsel i det nordiske kraftmarkedet. Figur 2.1 viser en forenklet skisse av hvordan kostnadene ved å produsere kraft påvirker den nordiske kraftprisen. Den synkende kurven illustrerer etterspørselen etter kraft i Norden. Den stigende kurven viser tilbudskurven for kraft i Norden hvor kraftanleggene er rangert etter stigende løpende kostnader. Vannkraften og kjernekraften har de laveste produksjonskostnadene. Nedbørsmengde og tilsig setter rammer for hvor stor vannkraftproduksjonen kan bli og er derfor viktig også for prisen. Varmekraftverk som kullkraftverk og gasskraftverk har høyere produksjonskostnader enn vannkraftverk. Med dagens etterspørselsnivå er det ofte danske kullkraft som balanserer markedet og er prissettende. I mange situasjoner vil kraftprisen i stor grad bli bestemt av kostnadene ved å produsere kullkraft. I perioder med mer anstrengte kraftsituasjoner vil kraftverk med høyere produksjonskostnader være prissettende, for eksempel oljekondensverk eller rene gassturbiner.



Figur 2.1 Prinsippskisse. Tilbud og etterspørsel etter kraft i Norden. Øre/kWh.

kostnadene i slike kraftverk. I perioder med mer anstrengte kraftsituasjoner vil det være kraftverk med høyere produksjonskostnader som vil være prissettende, jf. boks 2.2.

I det nordiske markedet utgjør vannkraften om lag halvparten av produksjonskapasiteten, jf. boks 2.3. I tillegg til Norge er det særlig Sverige som har stor vannkraftproduksjon. Den sentrale rollen til vannkraften gjør at elektrisitetsproduksjonen varierer mye fra år til år på grunn av variasjonene i nedbøren.

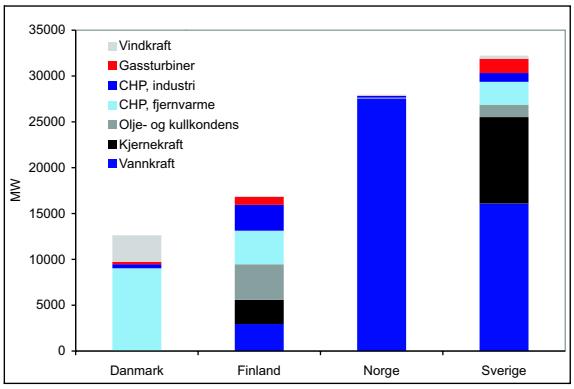
Evnen til å håndtere variasjonene i tilsiget til vannkraftanleggene avhenger både av den underliggende kraftbalansen og av evnen til raske omstillinger i kraftsystemet og i forbruket. Et svakere utgangspunkt for kraftbalansen vil stille større krav til raske omstillinger i situasjoner hvor tilsiget svikter.

Gjennom det felles nordiske markedet fordeles en svikt i vannkraftproduksjonen på et større marked og en kan dra nytte av den fleksibiliteten som en har i dette markedet. Det nordiske kraftmarkedet er derfor viktig for forsyningssikkerheten i Norge. Det nordiske kraftmarkedet har i dag god evne til raske omstillinger blant annet fordi både produsenter og forbrukere av elektrisitet har klare økonomiske insitamenter til å tilpasse seg varierende markedsforhold. Denne fleksibiliteten er særlig knyttet til at:

- det er store vannkraftmagasiner som utjevner produksjonen i forhold til variasjonen i tilsiget
- det nordiske markedet har stor evne til å mobilisere reserver i varmekraftproduksjon
- det er muligheter for betydelig import fra områdene utenfor Norden
- forbruket av elektrisitet i Norden dempes i perioder med en anstrengt kraftsituasjon

I Sverige, Finland og Danmark er det betydelig produksjonskapasitet i anlegg basert på termiske energikilder, jf. boks 2.3. Erfaringene viser at det er relativt stor termisk kapasitet som kan erstatte vannkraftproduksjon når tilsiget til vannkraftmagasinene svikter. Den økte termiske produksjonen kommer normalt i første omgang fra anlegg som allerede er i drift. Men det er også en betydelig kapasitet i anlegg som vanligvis er ute av produksjon (i møllpose) eller inngår i de respektive landenes effektreserve. En del av disse anleggene trenger høye priser over en lengre periode for at det skal være lønnsomt å sette i gang driften. Det vil ofte også ta tid å få satt slike verk i drift.

Boks 2.3 Installert effekt og faktisk produksjon i det nordiske kraftmarkedet



Figur 2.2 Installert effekt i nordisk kraftproduksjon. MW.

Kilde: Nordel

Den samlede installerte effekten i den nordiske kraftproduksjonen er om lag 90 000 MW, jf. figur 2.2. Gjennomsnittlig produksjon for de siste tre årene har vært om lag 390 TWh. Vel halvparten av den installerte effekten i Norden er i vannkraftverk. Om lag 30 prosent av kapasiteten er olje-, gass- eller kullkraftverk. Den største delen av denne typen produksjonskapasitet utnyttes gjennom kraftvarmeproduksjon (CHP) som i tillegg til strøm leverer varme til fjernvarmesystemer eller industri. Kjernekraftverk står for om lag 13 prosent av den nordiske produksjonskapasiteten. Vindkraftverk utgjør i dag om lag 4 prosent av den nordiske produksjonskapasiteten.

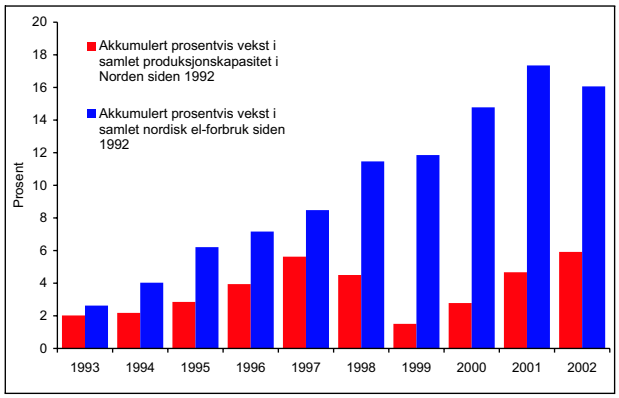
Brukstiden for ulike deler av produksjonskapasiteten er svært forskjellig. Kjernekraft har høy brukstid, mens vindkraftanlegg og en del termiske anlegg normalt har lav brukstid. For vannkraft varierer produksjonen med tilsiget i de ulike år. Det vil derfor ofte være betydelig forskjell mellom de ulike produksjonsverkenes andel av produksjonskapasiteten og deres andel av elektrisitetsproduksjonen. For eksempel sto vannkraften i 2002 for om lag 54 prosent av elektrisitetsproduksjonen i Norden. Kjernekraften sto for om lag 23 prosent. Termiske anlegg sto for 22 prosent og vindkraftanlegg for om lag 1 ½ prosent.

Det nordiske markedet har også betydelige muligheter for import gjennom overføringsforbindelser fra områdene utenfor Norden. Disse utvekslingsforbindelsene går primært fra Danmark og Sverige til Tyskland og Polen og mellom Finland og Russland. Samlet overføringskapasitet til Norden er nå om lag 4500 MW. Både den fysiske kapasiteten og prinsippene for kraftutvekslingen er vesentlig bedret den senere tiden. Disse forbindelsene gir gode muligheter for kraftutveksling ut fra markedsforholdene, og er viktige i forhold til situasjoner med svikt i nedbøren.

Fleksibiliteten i det nordiske markedet er også blitt bedret av at det har vært forbedringer i kraftflyten mellom de ulike land og områder innen Norden. Det skyldes blant annet ulike mindre tiltak i overføringsnettet, en mer effektiv drift og et økt samarbeid mellom de systemansvarlige nettselskapene. Mulighetene for ytterligere effektiviseringstiltak i overføringsnettet til lave kostnader blir imidlertid gradvis mindre.

Også forbruket av elektrisitet i det nordiske markedet vil normalt dempes i perioder med en anstrengt kraftsituasjon. Større omlegginger av energibruken vil imidlertid i betydelig grad forutsette investeringer i utstyr for annen energibruk. Større omlegginger i energiforbruket tar derfor tid. Men både i næringsliv, offentlig forvaltning og hos husholdningene i de nordiske landene er det muligheter for en viss endring i energibruken gjennom det utstyret som er installert. Særlig er evnen til rask omstilling knyttet til bruk av kombinerte olje- og elektrokjeler og til bruk av olje, gass og ved til oppvarming i næringsbygg og boliger. I tillegg er det betydelig fleksibilitet i deler av næringslivet med stort forbruk av elektrisitet. Ved økte priser skjer det også en viss demping av det samlede energiforbruket både i næringslivet og hos husholdningene.

På noen områder synes fleksibiliteten i elektrisitetsbruken å ha blitt redusert i de senere årene. Blant annet har det vært en reduksjon i tallet på oljefyringsanlegg. Videre har det i kraftintensiv industri skjedd en viss overgang fra produksjon av standardprodukter til produksjon av spesialprodukter. Ved slik produksjon er leveringssikkerhet ofte viktig. På den annen side synes det å ha vært en økning i installeringen av annet oppvarmingsutstyr hos husholdningene. Det har også i de senere årene vært økende oppmerksomhet om betydningen av å tilpasse energiforbruket til markedsforholdene. For eksempel følger sluttbrukerprisene i dag engrosprisene i mye større grad enn tidligere. Dette bidrar til at mange sluttbrukere i dagens marked raskt får signaler om eventuell knapphet. Dette øker markedets evne til å takle knapphetssituasjoner.



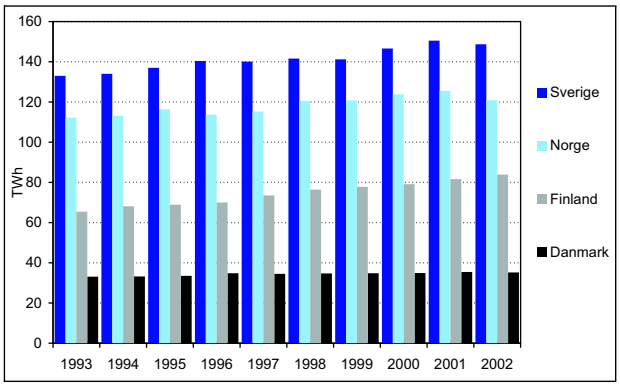
Figur 2.3 Akkumulert prosentvis vekst i produksjonskapasitet og forbruk i den nordiske kraftforsyningen fra 1992. Prosent.

Kilde: IEA, Nordel, Statistisk sentralbyrå

Samlet sett er likevel sårbarheten for svikt i nedbøren blitt større med årene. Det henger sammen med at produksjonskapasiteten har økt vesentlig mindre enn økningen i forbruket i husholdninger, næringsliv og offentlig forvaltning. Kapasitetsutnyttelsen av produksjonsapparatet i Norden er derfor blitt vesentlig høyere enn tidligere. Det samme gjelder utnyttelsen av det sentrale overføringsnettet. Den buffer som en tidligere hadde i forhold til svikt i nedbøren har derfor blitt mindre.

Det har gjennom mange år vært lav vekst i produksjonskapasiteten i Norden, jf. figur 2.3. For eksempel økte samlet produksjonskapasitet i de nordiske landene med bare om lag 6 prosent i tiårsperioden fra 1992 til 2002. Det er særlig i Sverige og Norge at det har vært en svak utvikling i produksjonskapasiteten. Den lave veksten har dels sammenheng med at kraftsystemet før dereguleringen på begynnelsen av 1990-tallet hadde lavere effektivitet og fleksibilitet. I et markedsbasert system har en fått en mer effektiv utnyttelse av ressursene. Dette har redusert behovet for nyinvesteringer og ført til at en del eldre anlegg med høye produksjonskostnader har blitt lagt ned. Den lave økningen i produksjonskapasiteten må videre ses i sammenheng med at en sterk vektlegging av miljøhensyn i alle de nordiske landene har bidratt til å begrense omfanget av og øke kostnadene ved aktuelle utbyggingsprosjekter.

Veksten i forbruket av elektrisitet har vært betydelig høyere enn veksten i produksjonskapa-



Figur 2.4 Utviklingen i elektrisitetsforbruket i de nordiske landene 1992-2002. TWh.

Kilde: Nordel

siteten. Fra 1992 til 2002 økte forbruket av elektrisitet i Norden med om lag 16 prosent, jf. figur 2.3. Veksten i forbruket har variert noe fra år til år, blant annet på grunn av temperatur- og konjunkturvariasjoner og varierende pris på elektrisitet. Veksten i forbruket har vært særlig høy i Finland, jf. figur 2.4, men også Sverige og Norge har hatt en betydelig vekst. I Danmark har el-forbruket ligget på et relativt stabilt nivå i de siste ti årene.

Utbyggingstiden i kraftsektoren er lang. De prosjektene som vil bli fullført i årene fremover vil gi relativt beskjeden vekst i produksjonskapasiteten. Samtidig må det regnes med fortsatt vekst i forbruket. Det er derfor en betydelig risiko for at evnen til å mestre en svikt i elektrisitetsproduksjonen vil bli dårligere i de nærmeste årene.

I Sverige synes det ikke å bli særlig økning i produksjonskapasiteten i de nærmeste årene. Det arbeides imidlertid med prosjekter som på sikt kan gi betydelig ny produksjonskapasitet. Det er en målsetting for svenske myndigheter å legge til rette for økt kraftvarmeproduksjon gjennom endringer i energibeskatningen. Blant annet er det gitt tillatelse til et gassbasert kraftvarmeverk i Göteborg. Dette anlegget vil kunne få oppstart i slutten av 2005. Det arbeides også med planer for tilsvarende energiproduksjon i Malmö fra 2007. På den annen side opprettholder svenske myndigheter vurderingen av at kjernekraftverket Barsebäck 2 kan stenges innen utgangen av 2003. Det vektlegges at avviklingen må skje på en måte som ikke skaper unødige problemer i kraftforsyningen. Det er også usikkert hvor lenge en del av den termiske produksjonskapasiteten vil bli opprettholdt. Det regnes med en fortsatt vekst i forbruket av elektrisitet i Sverige. Svenske myndigheter anslår en vekst på i størrelsesorden 0,5 prosent pr. år i de nærmeste årene.

I Finland forventes det ikke særlig økning i produksjonskapasiteten i de nærmeste årene. Riksdagen godkjente imidlertid i 2002 en prinsippbeslutning om ytterligere kjernekraftutbygging. Det arbeides på denne bakgrunn videre med foreliggende planer om et nytt kjernekraftverk med oppstart i 2009. Et slikt kraftverk vil kunne bidra med en årlig kraftproduksjon på 8-12 TWh. Det ventes fortsatt vekst i forbruket av elektrisitet i Finland. Finske myndigheter anslår en forbruksvekst på om lag 1 prosent i året.

Danmark har vanligvis relativt stor nettoeksport av elektrisitet. Overskuddskapasiteten vil trolig opprettholdes i de nærmeste årene fremover. Gjennomføringen av de danske klimaforpliktelsene og effektiviseringer i kraftsektoren vil imidlertid bidra til redusert lønnsomhet i en del kraftverk. På sikt er det derfor grunn til å regne med at dansk kraftproduksjon i mindre grad enn i dag kan komme til erstatning for sviktende vannkraftproduksjon ellers i Norden. Kraftforbruket i Danmark synes å ville ligge på et relativt stabilt nivå i de nærmeste årene fremover.

2.2 Kraftbalansen i Norge

Sammenlignet med de andre nordiske landene har Norge et høyt elektrisitetsforbruk pr. innbygger, jf. boks 2.4. Blant annet har Norge en stor kraftintensiv industri. I tillegg blir elektrisitet benyttet i langt større grad til oppvarming enn i andre land. Andre industriland har større bruk av fjernvarme og direkte bruk av olje og gass. I Norge står vannkraften for nær all elektrisitetsproduksjon. Den dominerende rollen til vannkraften gjør at norsk elektrisitetsproduksjon varierer mer enn produksjonen i de andre landene. Produksjonen i det norske vannkraftsystemet i et normalår er anslått til om lag 119 TWh, men produksjonen er beregnet å kunne variere så mye som fra 90 TWh til 150 TWh i året. Det vil si at spennvidden i kraftproduksjonen er like stor som halvparten av normalårsproduksjonen. De andre nordiske landene har en relativt differensiert elektrisitetsforsyning, jf. figur 2.2. I tillegg har de øvrige landene en del anlegg som fungerer som reservekapasitet eller ligger i møllpose. Både det høye elektrisitetsforbruket og den sterke avhengigheten av vannkraften bidrar til at Norge er mer sårbar for svikt i nedbøren enn de andre nordiske landene.

Boks 2.4 Elektrisitetens rolle i den norske energiforsyningen

Den samlede energibruken pr. innbygger er om lag like stor i Finland, Sverige og Norge. I Danmark er nivået noe lavere.

Elektrisitetens andel av total energibruk til stasjonære formål er imidlertid svært forskjellig i de nordiske landene. I 2002 utgjorde elektrisitetens andel av total stasjonær energibruk 62 prosent i Norge, 40 prosent i Sverige, 32 prosent i Finland og 27 prosent i Danmark. Norge har blant annet en stor kraftintensiv industri. I tillegg benyttes elektrisiteten i større grad til oppvarmingsformål.

Den ulike sammensetningen av energiforbruket gjør at en svikt i den nordiske vannkraftproduksjonen vil ha ulike konsekvenser for brukere av energi i de forskjellige landene. Blant annet vil økte kraftpriser i ulik grad slå ut i de totale energiutgiftene til husholdninger og næringsliv.

Norsk energiforsyning er dessuten blitt mer sårbar for svikt i nedbøren enn tidligere. Dette må særlig ses i sammenheng med at Norge tidligere hadde et overskudd på kraft. For eksempel var det tidlig på 1990-tallet en nettoeksport av kraft på i størrelsesorden 10 TWh i år med normal nedbør og temperatur. Så lenge Norge normalt hadde nettoeksport av kraft var det nokså uproblematisk å håndtere perioder med nedbørssvikt gjennom den etablerte overføringskapasiteten mot andre land i tillegg til at en tappet ned kraftmagasinene.

I dag er det en netto import i år med normal nedbør på i størrelsesorden 5-6 TWh. Svekkelsen av kraftbalansen skyldes at det gjennom de siste ti årene har vært en svak vekst i produksjonskapasiteten i forhold til veksten i forbruket.

Mulighetene til å utnytte overføringskapasiteten er riktignok blitt bedret i de siste årene. Maksimal importkapasitet anslås å ha økt med i størrelsesorden 5 TWh siden begynnelsen av 1990-tallet. På grunn av svekkelsen av kraftbalansen fylles likevel overføringsforbindelsene til utlandet i stadig større grad opp med import også i år med normal produksjon. Det innebærer at overføringssystemets evne til å motvirke en svikt i tilsiget gjennom import har blitt betydelig svekket.

Det er fare for at evnen til å mestre svikt i nedbøren vil bli ytterligere svekket i de nærmeste årene framover. NVE anslår at det fram til 2006 bare kan regnes med en samlet vekst i produksjonskapasiteten fra vann- og vindkraftproduksjonen på 2-3 TWh. Samtidig synes det grunn til å regne med fortsatt vekst i forbruket av elektrisitet i de nærmeste årene. Blant annet har det sammenheng med at:

- tilførselen av kraft fra nettet til landbasert virksomhet i petroleumssektoren kan øke betydelig
- det er en risiko for en betydelig reduksjon i antallet oljefyringsanlegg før alternativer basert på fornybare energikilder er utbygd, jf. St.meld. nr. 15 (2001-2002)
- veksten i inntekter og forbruk fortsatt vil bidra til økt etterspørsel etter elektrisitet

På den annen side forsterkes innsatsen for omlegging av energibruk og energiproduksjon, jf. kapittel 5.2.

Den økende sårbarheten for svikt i nedbøren er bakgrunnen for at det i denne meldingen trekkes opp en strategi for en sikrere energiforsyning. Denne strategien består både av tiltak som vil gi en mer robust kraftforsyning, jf. kapittel 5, og av tiltak som vil bedre håndteringen av svært anstrengte kraftsituasjoner, jf. kapittel 6.

3 Beskrivelse av kraftsituasjonen i 2002–2003

3.1 Tilsiget til vannkraftmagasinene

3.1.1 Hovedtrekkene ved utviklingen i Norden

Nesten hele den norske og halvparten av den svenske kraftproduksjonen er basert på vannkraft. I tillegg er det noe vannkraftproduksjon i Finland, jf. figur 2.4. Nedbøren, og dermed tilsiget til vannkraftverkene, er derfor viktig for kraftproduksjonen i det felles nordiske kraftsystemet. Vanligvis fyller tilsiget som kommer om våren, sommeren og tidlig høst opp magasinene før vinteren setter inn og tilsiget avtar. Tilsiget er vanligvis størst under snøsmeltingen om våren. Som regel bidrar også mye nedbør i september og oktober med tilsig før vinteren. I år med normal nedbør er det nyttbare tilsiget til vannkraftverkene i Norden beregnet til om lag 197 TWh, fordelt på 118 TWh i Norge, 68 TWh i Sverige og 11 TWh i Finland. I tolvmånedersperioden juli 2002-juni 2003 var det nyttbare tilsiget i Norden bare 152 TWh.

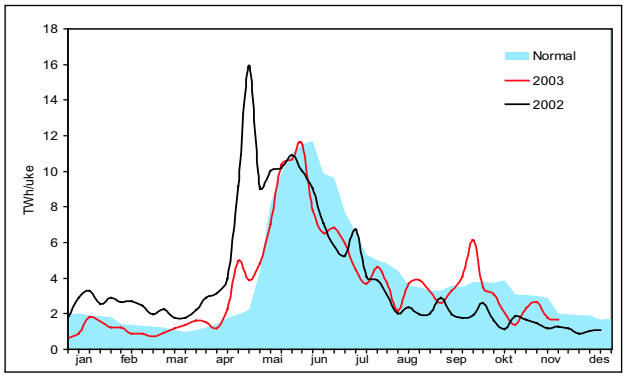
Kombinasjonen av høye temperaturer og mye nedbør ga tilfeller av flom og relativt høye tilsig til vannkraftverkene i 2002. Videre smeltet snøen i fjellet raskt om våren på grunn av tidlig varme. Disse forholdene bidro til høye tilsig til vannkraftverkene utover våren og forsommeren 2002, jf. figur 3.1.

På sensommeren 2002 sviktet imidlertid tilsiget. Perioden med svært lavt tilsig varte helt fram til årsskiftet. Tilsiget var betydelig under normalen både i Norge, Sverige og Finland i alle måneder fra august og ut året. I månedene juli-desember 2002 var de samlede tilsigene i Norge, Sverige og Finland hele 35 TWh lavere enn normalt, jf. figur 3.2. Denne tilsigssvikten tilsvarer nesten 9 prosent av forbruket av elektrisitet i Norden i løpet av et år.

Figur 3.3 viser tilsig til vannkraftverkene i Norge og Sverige i de fem månedene august-desember for alle år tilbake til 1931. Figuren viser at det er vanlig med store forskjeller i tilsiget om høsten mellom år. Figuren viser også at år med høye og lave tilsig er relativt jevnt fordelt siden 1931. Tilsiget høsten 2002 var imidlertid det laveste som er målt siden 1931, både for Norge og Norden samlet. I Sverige var tilsiget enda lavere høsten 1968. I absolutte tall var tilsigssvikten høsten 2002 størst i Norge, men relativt sett var bortfallet større i Sverige

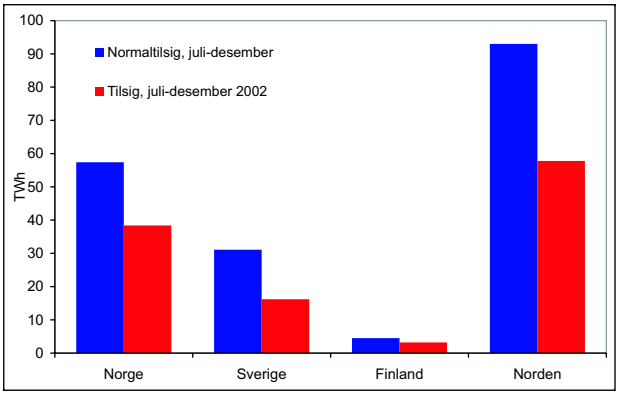
Det er ikke uvanlig at perioder med mindre nedbør enn normalt inntreffer samtidig i Norden. Det er likevel uvanlig at en så tørr høst som i 2002 kommer samtidig i både Norge, Sverige og Finland. Tilsigsforholdene høsten 2002 for Norge og Sverige samlet er for eksempel beregnet til å oppstå et sted mellom hvert 100. og 200. år.

Etter nyttår 2003 slo været om i store deler av Norden, jf. figur 3.4. Spesielt ble deler av februar



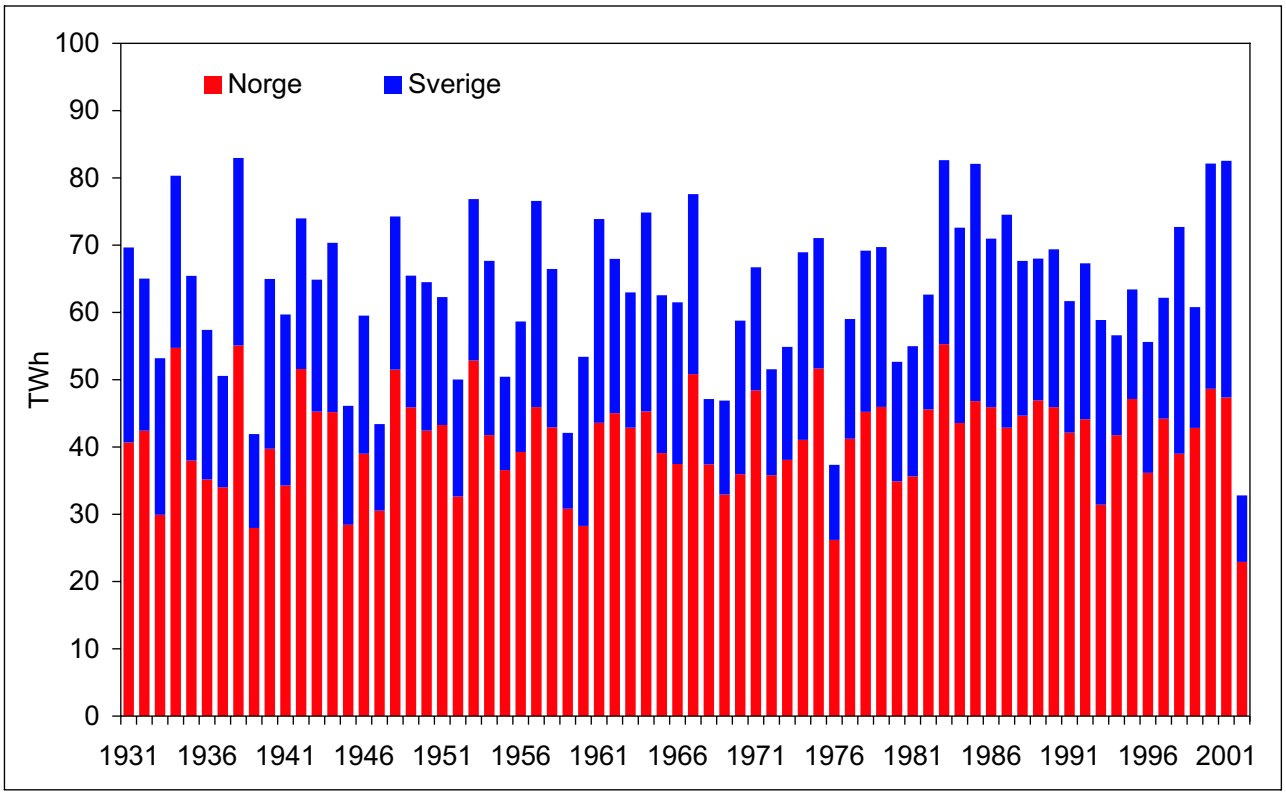
Figur 3.1 Tilsig til vannkraftmagasinene i Norden, 2002-2003. TWh/uke

Kilde: Nord Pool



Figur 3.2 Samlet tilsig i perioden juli-desember, normalt og 2002. TWh

Kilde: NVE



Figur 3.3 Tilsig i Norge og Sverige i perioden august-desember, 1931-2002. TWh

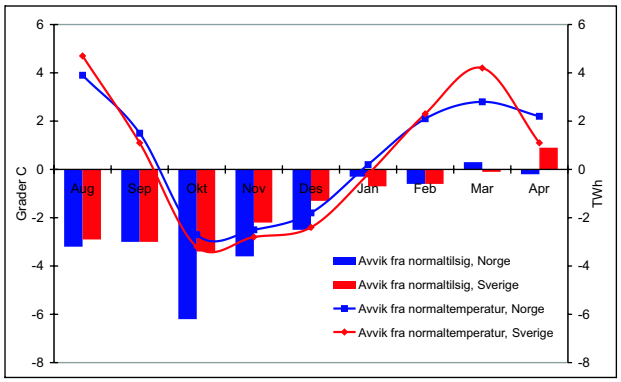
Kilde: NVE

og mars mildere enn normalt. Utover vinteren og våren 2003 var også nedbøren noe høyere enn normalt. Endringene i været bidro til en bedring i tilsiget til vannmagasinene, men tilsiget var fortsatt mindre enn normalt i januar og februar, jf. figur 3.4. I overgangen mai/juni bidro vårflommen til tilsig litt over normalen. Samlet for første halvår 2003 ble tilsiget i Norden betydelig lavere enn normalt. Tilsiget var relativt sett lavest i Sverige og Finland, og til sammen nesten 10 TWh mindre enn normalnivået for Norden.

Samlet for Norden var tilsiget til vannkraftverkene i tolvmånedersperioden juli 2002-juni 2003 om lag 45 TWh lavere enn normalt for et år. I Norge var tilsiget om lag 22 TWh lavere enn normalt, mens tilsigene i Sverige og Finland var henholdsvis om lag 20 TWh og 3 TWh lavere enn normalt. Tilsigssvikten tilsvarte om lag 19 prosent av normalt tilsig for perioden i Norge, om lag 29 prosent i Sverige og om lag 26 prosent i Finland.

Siden begynnelsen av 1990-tallet har det vært flere perioder med relativt alvorlig tilsigssvikt, jf. boks 3.1. Kraftsystemet har i de siste ti årene opplevd tre perioder på til dels forskjellig tider av året med stor nedbørsvikt og påfølgende sterk nedtapping av magasinene. Mens tørkeperioden kom i løpet av noen høstmåneder i 2002, kan andre år gi like stor eller større tilsigssvikt på andre tider av året.

Konsekvensene av en periode med lite tilsig vil imidlertid også være avhengig av på hvilken tid av året den inntreffer. Høsten vil normalt være den minst gunstige perioden for en svikt i tilsiget, jf. nærmere drøfting i kapittel 4.



Figur 3.4 Avvik fra normale temperaturer og avvik fra normalt tilsig i Norge og Sverige, august 2002-april 2003. °C og TWh

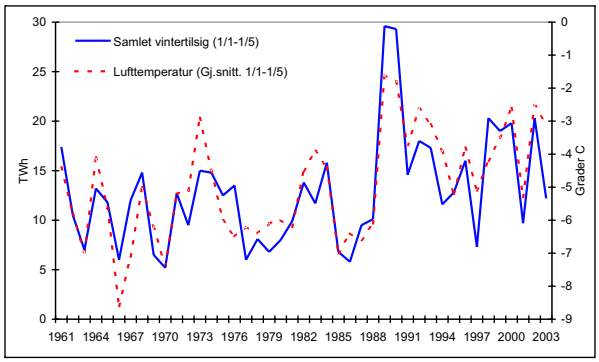
Kilde: NVE

Boks 3.1 Nærmere om variasjonene i tilsiget og forbruksbelastningen

I de siste femten årene har relativt mange år hatt nedbør og tilsig over det normale. Normalt energitilsig pr. år i Norge er 118 TWh, mens tilsiget i 2002 var 111 TWh. Året 2002 kan dermed ikke karakteriseres som spesielt tørt samlet sett. Det laveste kjente tilsiget i et år siden 1931, var i 1969 med 84,5 TWh. Dersom en definerer et tørrår som et år med tilsig som gjentas i gjennomsnitt hvert 10. år, er det til sammen 8 år som kan karakteriseres som tørrår siden 1931. Det er 1936, 1941, 1947, 1959, 1960, 1969, 1980 og 1996. I Sverige har det vært 6 tørrår siden 1931, mens bare tre år, 1947, 1969 og 1996, har vært tørrår samtidig i Norge og Sverige.

I Norge er det fra 1990 bare 4 perioder der nedbør har vært under normalt over en periode på ett år. I tillegg til 2002-2003 var dette 1991-1992, 1993-1994 og 1995-1996. Både i 1993-1994 og 1995-1996 var det svikt i tilsiget over en femmånedersperiode som var om lag så stor som i 2002, men til forskjellige tidspunkt på året. Magasinene ble også da tappet kraftig ned. I 1994 var magasinene tappet lavere enn i 2003. En kan derfor si at kraftsystemet de siste ti år har opplevd tre perioder med stor nedbørsvikt med påfølgende sterk nedtapping av magasinene.

Været påvirker både tilsiget og forbruket. Om vinteren vil det ofte være lite nedbør når det er kaldt og mye nedbør når det er mildt. Figur 3.5 viser vintertilsig i Norge for hvert år i perioden 1961-2003 sammenliknet med middeltemperatur for samme periode. Figuren viser at vintre med lave middeltemperaturer gjerne har lave tilsig og vintre med mildt vær har mye nedbør. For eksempel har de to ekstremt våte årene 1989 og 1990 også den høyeste middeltemperaturer gjennom vinteren. På den andre siden er det flere eksempler på kalde og tørre vintre med lave tilsig ned mot 20 prosent av nivået i 1989 og 1990.



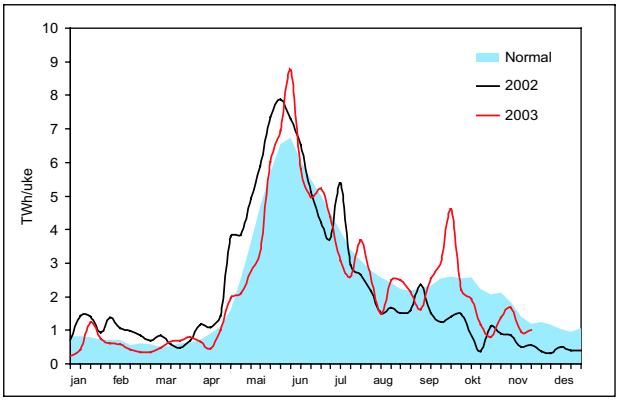
Figur 3.5 Vintertemperatur og vintertilsig for Norge, 1961-2003. TWh og °C

Kilde: NVE

3.1.2 Tilsiget til vannkraftmagasinene i Norge

Figur 3.6 viser tilsiget til vannkraftmagasinene i Norge. Som figuren viser, var tilsiget i Norge svært høyt våren 2002. Vårflommen kom i slutten av mai, om lag en måned tidligere enn vanlig. Vårflommen var betydelig større enn normalt. Vårflommen ble imidlertid også tidlig avsluttet og medførte at tilsiget i juli ble lavere enn vanlig.

Utover i andre halvår 2002 var det svært lite nedbør, og tilsigssvikten var relativt stor i hele perioden fra begynnelsen av august og til årsskiftet. Samlet for andre halvår var tilsigssvikten 19 TWh i forhold til et normalår. I første halvår 2003 var tilsiget om lag på normalnivå fra midten av januar til april. For mai og juni ble tilsiget i sum mindre enn normalt. Dette skyldes først og fremst ettervirkningene av den tørre høsten. Snømagasinene var mindre enn normalt, vannstanden i mange innsjøer lav og grunnvannsnivået lavt da våren kom. Samlet for første halvår 2003 ble dermed tilsiget 3 TWh lavere enn normalt i Norge.



Figur 3.6 Tilsig til vannmagasinene i Norge, 2002-2003. TWh/uke

Kilde: NVE

Boks 3.2 Klimaendringer og vannkraftproduksjon

På oppdrag fra Energibedriftenes Landsforening og med støtte fra Norges forskningsråd har NVE og Meteorologisk institutt utarbeidet tilsigsscenarier for Norge. Arbeidet ble startet sommeren 2001 og resultatene ble publisert vinteren 2003.

Beregninger av tilsig fram i tid er usikre. Scenariene gir en tilsigsøkning de fleste steder i Norge, og gir størst økning på deler av Vestlandet, noe mindre i deler av Nordland og minst økning på Østlandet for 20-årsperioden 2030-2049. Scenariene gir videre økt vinternedbør på Østlandet. En slik økning kan føre til vinterflommer i lavlandet. Scenariene gir videre som resultat at snømagasinene i fjellet vil øke. Dette vil i tilfelle kunne innebære økt uregulert vannkraftproduksjon, samt fare for større vårflommer. Svingningene i tilsigene fra år til år ser ut til å bli minst like store i scenarieperioden som i historiske tilsigsserier.

Selv om Norge generelt har hatt relativt mye nedbør i de siste ti årene, er det merkbare forskjeller fra region til region. Samtidig som en har hatt flommer på Østlandet, har en hatt tørke i Midt-Norge. Eventuelle endringer i klimaet med både mer nedbør og høyere temperatur ser ut til å føre til både økt tilsig og høyere vannkraftproduksjon. Samtidig kan det føre til utjevning i både produksjon og tilsig over året, med høyere vintertilsig og produksjon. I tillegg kan det bli hyppigere svingninger i både tilsig og produksjon.

Tilsigssvikten høsten 2002 artet seg noe ulikt i forskjellige deler av Norge. På Vestlandet ble tilsiget redusert allerede fra midten av juli. Reduksjonen i tilsiget kom fra august i Sørøst-Norge, mens nordligere deler av landet hadde tilnærmet normale tilsigsforhold helt fram til tidlig i oktober. Omslaget i temperaturene fra mildt til betydelig kjøligere bidro videre til at nedbøren relativt tidlig begynte å falle som snø høsten 2002. Vanligvis er det perioder med mildvær og regn utover høsten som gir et høyt tilsig til vannmagasinene. I 2002 ble imidlertid storparten av høstnedbøren liggende som snø.

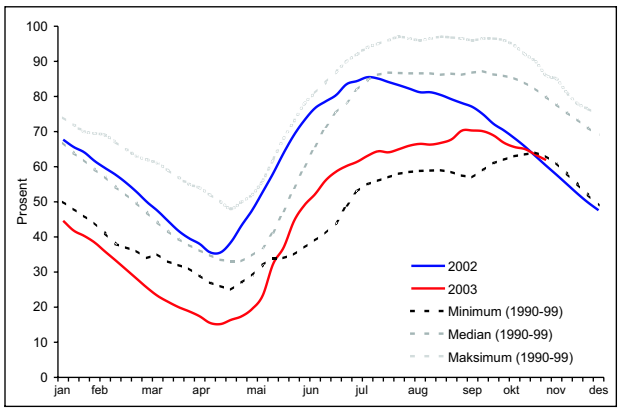
3.2 Vannkraftproduksjon og magasinfylling

3.2.1 Utviklingen i Norden

Produksjon av vannkraft avhenger av tilgangen på vann. En del vann lar seg ikke lagre til senere bruk. I rene elvekraftverk må kraftproduksjonen skje med en gang. I det nordiske kraftsystemet finnes et stort antall magasiner som kan benyttes til lagring av vann. Magasinene er viktige for å kunne utjevne forskjeller mellom tilsig av vann og produksjon av elektrisitet. Magasinene fylles opp gjennom vår og sommermånedene, når tilsiget er stort og forbruket av elektrisitet er lavt. Oppfyllingen av magasinene fortsetter vanligvis et godt stykke ut på høsten, når det kan komme store nedbørsmengder. Fram mot vinteren avtar tilsigene gradvis, samtidig som forbruket øker. I denne perioden, også kalt tappesesongen, må en trekke på det lagrede vannet i magasinene. Tappesesongen varer helt fram til snøsmeltingen setter inn på våren.

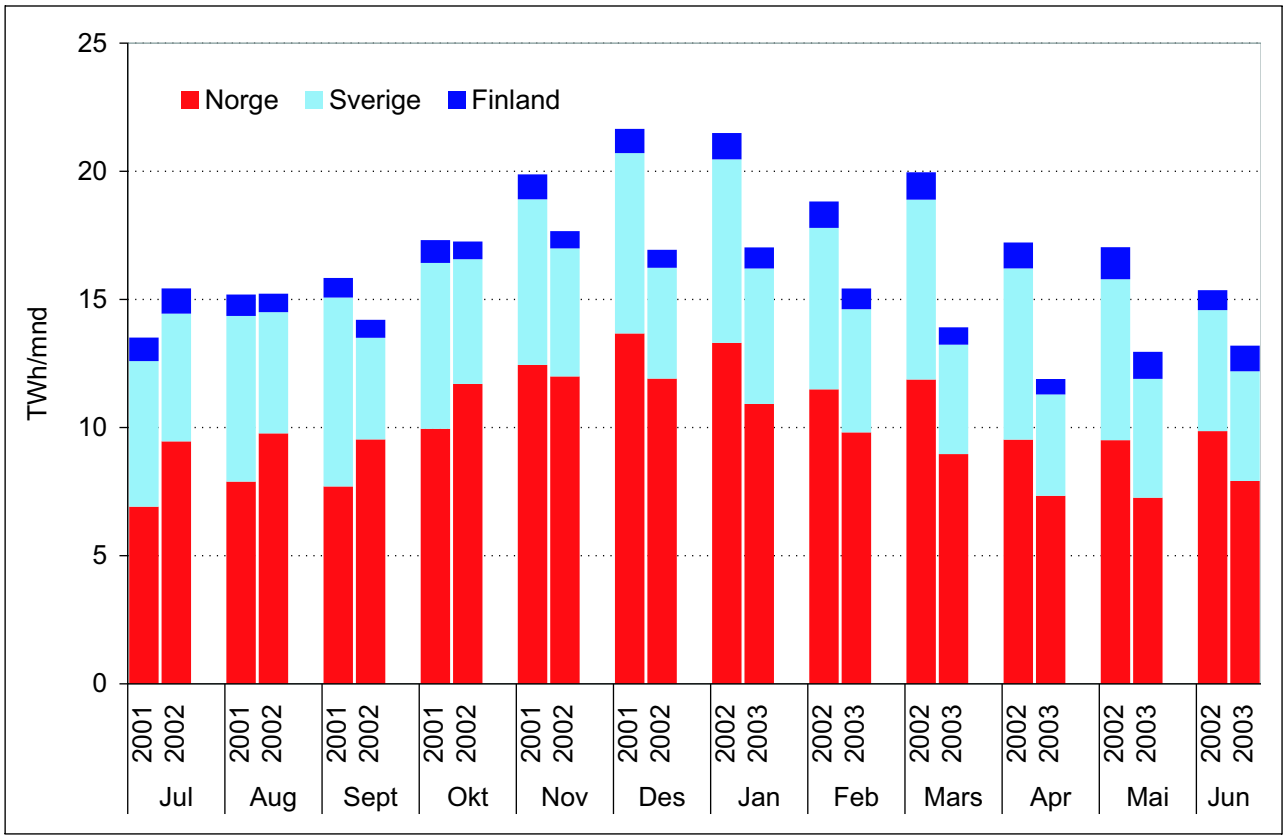
Lagring av vann om sommeren, for bruk om vinteren når kraftbehovet er størst, kalles sesonglagring. Flerårsmagasiner er dimensjonert for å lagre vann over flere sesonger, og kan ikke tappes helt ned i løpet av ett år. Slike magasiner kan lagre vann i nedbørrike år for bruk i nedbørfattige år. Magasinkapasiteten i Norge er over 84 TWh. Kapasiteten i Sverige er om lag 34 TWh og i Finland drøyt 5 TWh.

Utviklingen i magasinfyllingen over året avhenger av tilsigene til magasinene og hvor mye som tappes ut til produksjon av kraft. Kraftprodusentene må for eksempel vurdere hvor mye som skal produseres ut fra den aktuelle magasinfyllingen og forventninger om kraftpriser og kommende tilsig til vannmagasinene, jf. kapittel 4.



Figur 3.7 Magasinfyllingen i Norden i 2002-2003. Prosent

Kilde: Nord Pool



Figur 3.8 Månedsvis vannkraftproduksjon i nordiske land, juli 2001-juni 2003. TWh/mnd

Kilde: Energia, NVE, Svensk Energi

I løpet av første halvår 2002 var den nordiske vannkraftproduksjonen hele 110 TWh. Høyt tilsig bidro imidlertid til at magasinfyllingen lå på eller over normalt nivå hele første halvår, jf. figur 3.7.

Den relativt høye vannkraftproduksjonen fortsatte inn i andre halvår 2002, jf. figur 3.8. Produksjonsnivået holdt seg høyt både i Norge, Sverige og Finland i juli og inn i august. I siste del av august og i september ble etter hvert vannkraftproduksjonen i Sverige og Finland redusert, og var betydelig lavere enn i 2001. Magasinfyllingen falt også under normalnivået noe tidligere i Sverige og Finland enn i Norge. I Norge holdt produksjonen seg på et relativt høyt nivå til og med oktober. Sverige og Finland har langt lavere magasinkapasitet enn Norge og en langt større del av vannkraftproduksjonen er ren elvekraft. Dette bidrar til at vannkraftproduksjonen i disse landene får en raskere tilpasning til tilsigssituasjonen enn i Norge.

I november og desember 2002 var produksjonen betydelig lavere enn normalt i hele det nordiske vannkraftsystemet. Samlet for Norden ble vannkraftproduksjonen i andre halvår 2002 96 TWh eller rundt 7 TWh lavere enn året før. Dette skyldes lavere produksjon enn normalt i Sverige og Finland.

Vanligvis holder magasinfyllingen seg relativt stabil utover i august, september og oktober. I 2002 bidro imidlertid kombinasjonen av tiltakende svikt i tilsiget til vannmagasinene og relativ høy vannkraftproduksjon til at magasinfyllingen falt sterkt både i Norge, Sverige og Finland fra august. Omkring månedsskiftet november/desember gikk fyllingsgraden under minimumsnivåene i de ulike landene.

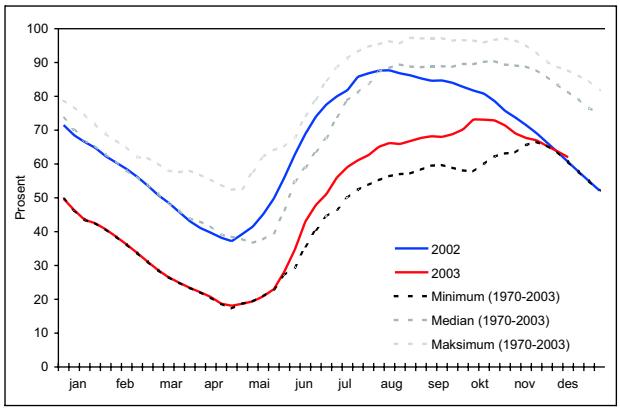
I første halvår 2003 var vannkraftproduksjonen i Norden svært lav med 84 TWh, jf. figur 3.8. Dette er mer enn 26 TWh lavere enn året før. Relativt sett var vannkraftproduksjonen særlig lav i månedene fra januar til april. I mai og juni 2003 var produksjonen nærmere normalt nivå.

Selv om vannkraftproduksjonen i Norden var relativt lav på ettervinteren 2003, var det fortsatt fall i fyllingsgraden i magasinene. Omslaget til et mildere vær med mer nedbør i januar ga økte snømagasiner, men i første omgang lite bidrag til vannmagasinene. Nedtappingen av de nordiske magasinene i 2003 stoppet opp omkring 20. april. Samlet magasinfylling i Norden var da 15 prosent.

Samlet for tolvmånedersperioden juli 2002-juni

2003 bidro tilsigssvikten til at vannkraftproduksjonen ble betydelig lavere enn normalt. I perioden juli 2002-juni 2003 var produksjonen i Norden 180 TWh, mot 213 TWh i 2001-2002.

Magasinfyllingen i Norden har også tidligere kommet ned på svært lave nivåer. I 1994 var for eksempel magasinfyllingen i Norge 17 prosent på sitt laveste, mens fyllingsgraden i 1970 var nede i 7 prosent. Magasinfyllingen i 1948 var bare vel 2 prosent. I Sverige var magasinfyllingen i år på 1950- og 1960-tallet nede i 6-7 prosent. Magasinnivåer relativt langt tilbake i tid er imidlertid mindre egnet som direkte sammenlikningsgrunnlag på grunn av de store endringene som har skjedd både i vannkraftanleggene og i sektorens rammebetingelser.



Figur 3.9 Magasinfyllingen i Norge i 2002-2003. Prosent

Kilde: NVE

3.2.2 Vannkraftproduksjon og magasinfylling i Norge

Vannkraftproduksjonen i Norge var høy i første halvår 2002 og fortsatte på et relativt høyt nivå utover i andre halvår fram til og med oktober. I november og desember var produksjonen lavere enn til samme tid de siste årene etter at tilsiget hadde vært relativt lavt siden august. Samlet for andre halvår 2002 var produksjonen 64 TWh. Dette var 6 TWh lavere enn året før. Utviklingen i vannkraftproduksjonen i andre halvår bidro til en relativ rask nedtapping av magasinene, jf. figur 3.9. I løpet av andre halvår 2002 falt magasinfyllingen fra om lag 90 prosent til omlag 50 prosent. Lav magasinfylling og lite tilsig om vinteren bidro til at produksjonen i første halvår var relativt lav fram mot forsommeren. Samlet i første halvår 2003 var vannkraftproduksjonen i Norge kun 52 TWh, eller om lag 14 TWh lavere enn samme periode året før. Fordi nedbøren i begynnelsen av 2003 i all hovedsak kom som snø, fortsatte nedtappingen relativt sterkt også i resten av tappesesongen fram til midten av april. Da var magasinfyllingen nede i 18 prosent.

Magasinutviklingen artet seg noe forskjellig i ulike deler av landet. Ved inngangen til andre halvår 2002 var den gjennomsnittlige magasinfyllingen i alle deler av landet over 80 prosent. I området med den største magasinkapasiteten i sørlige deler av Vestlandet og Sør- og Østlandet begynte nedtappingen av vannmagasinene allerede i juli. Den tidlige nedtappingen bidro til at disse områdene hadde den relativt laveste magasinfyllingen i landet fram mot årsskiftet. I nordlige deler av Rogaland og i Hordaland var nedtappingen av vannmagasinene relativt sterk allerede fra august. I denne delen av landet var magasinfyllingen i området mellom Sauda i Rogaland og Orkdal i Sør-Trøndelag svært lav i forhold til normalen utover i oktober og november. Utviklingen i fyllingsgraden i vannmagasinene på Nord-Vestlandet og i Trøndelag var noe mer moderat enn lenger sør. I Nord-Norge var magasinfyllingen relativt god.

I første halvår 2003 falt fyllingsgraden særlig sterkt på Nord-Vestlandet og i Trøndelag. I disse områdene stoppet nedtappingen omkring månedsskiftet april/mai med en fyllingsgrad på om lag 10 prosent. I Sør-Norge fortsatte nedtappingen utover i første halvår 2003 i samme takt som før nyttår, og nådde et minimum med en fyllingsgrad på om lag 14 prosent midt i april. I Nord-Norge var fyllingsgraden på sitt laveste med 30 prosent i begynnelsen av mai.

3.2.3 Forskjellene i magasinfyllingen mellom de nordiske landene

Vannmagasinene både i Norge, Sverige og Finland var ved begynnelsen av andre halvår 2002 om lag på nivå med normalnivåene for årstiden i de respektive landene. Det var likevel en relativt stor forskjell i den prosentvise fyllingsgraden mellom landene. Situasjonen var relativt sett dårligere i Finland og Sverige enn i Norge. Norge hadde den høyeste fyllingsgraden med nesten 90 prosent, mens fyllingsgraden i Sverige var om lag 80 prosent og i Finland om lag 70 prosent, jf. figur 3.10.

Magasinfyllingen i Sverige lå om lag 10 prosentpoeng under nivået i Norge gjennom hele andre halvår 2002. Magasinfyllingen falt noe tid-

ligere under median-nivå i Sverige enn i Norge. Nedgangen i fyllingsgraden i vannkraftmagasinene i Finland var mer moderat enn i Norge og Sverige.

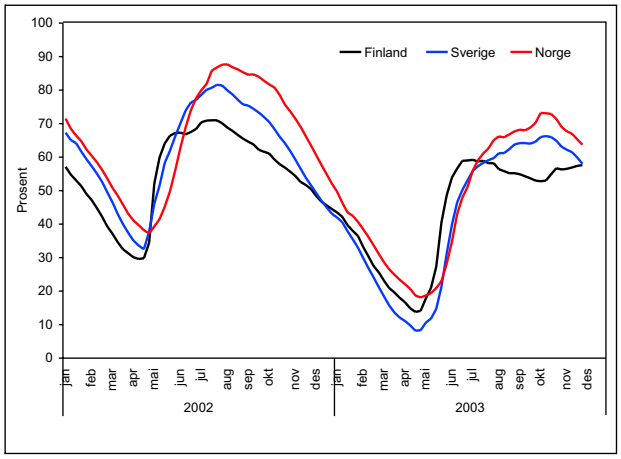
I første halvår 2003 var magasinfyllingen både i Norge og Sverige under tidligere minimumsnivåer fram til april. Nedtappingen av de svenske vannmagasinene var relativt sett noe sterkere enn i Norge. Differansen mellom fyllingsgraden i Norge og Sverige var større da nedtappingen stoppet våren 2003 enn den var tidlig på høsten 2002.

3.3 Annen kraftproduksjonen i de nordiske landene

Halvparten av produksjonskapasiteten i Norden består av vannkraft. I utgangspunktet vil denne kapasiteten i stor grad være i bruk fordi driftskostnadene er lave. Produksjon av vannkraft fra anlegg med magasiner vil imidlertid bli veid opp mot en alternativ verdi av produksjonen på et annet tidspunkt.

Lave tilsig til vannkraftverkene betyr at vannkraftproduksjonen reduseres i forhold til situasjoner med normal nedbør. Dette bidrar til at en større andel av den øvrige produksjonskapasiteten, for eksempel olje-, gass- og kullkraft, blir lønnsom på grunn av økte kraftpriser.

Tilsigssvikten i andre halvår 2002 tilsvarte en svikt i energitilgangen i Norden på om lag 35 TWh. Dette medførte redusert vannkraftproduksjon i både Norge, Sverige og Finland i vintersesongen 2002-2003. Dette produksjonsbortfallet ble i stor grad kompensert ved at den termiske kraftproduksjonen i Norden økte betydelig i 2002 og 2003, jf. figur 3.11.



Figur 3.10 Magasinfylling i nordiske land, 2002-2003. Prosent

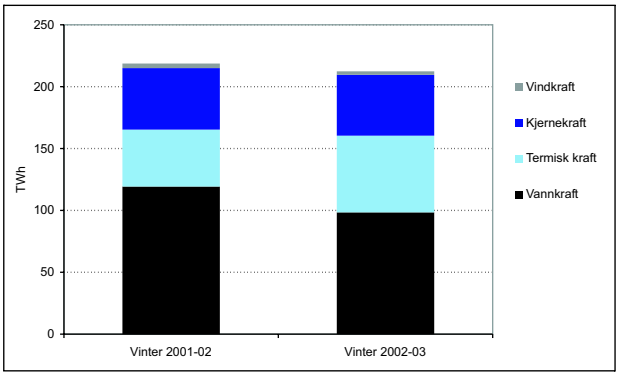
Kilde: Nord Pool

Produksjon av kraft basert på kull og olje økte måned for måned i Sverige, Danmark og Finland fra sommeren 2002. I Sverige lå termisk produksjon vinteren 2002-2003 40-70 prosent høyere enn vinteren 2001-2002. I andre halvår 2002 var olje-, gass-, og kullkraftproduksjon i Norden 45 TWh. Denne produksjonen økte dermed med om lag 9 TWh sammenliknet med samme periode året før, jf. figur 3.12. I første halvår 2003 sto olje-, gass- og kullkraft for om lag 57 TWh av den nordiske kraftproduksjonen. Dette var en økning på 18 TWh i forhold til første halvår i 2002.

Større svenske kraftprodusenter iverksatte etter hvert en rekke tiltak utover høsten og vinteren 2002-2003 for å få tatt i bruk reservekapasitet eller anlegg i møllpose. For eksempel ble avstengte varmekraftanlegg utnyttet i størst mulig grad innenfor gjeldende miljøkrav og ut fra tilgjengelig arbeidskraft. Tiltakene i den svenske kraftforsyningen bidro blant annet til at oljekondenssverk i Stenungsund på 230 MW og Västerås på 240 MW ble satt i produksjon. Videre økte bruken av produksjonskapasitet ved varmekraftverket i Karlshamn tilsvarende om lag 600 MW, og i tillegg ble gassturbiner i reserveberedskap tatt i bruk.

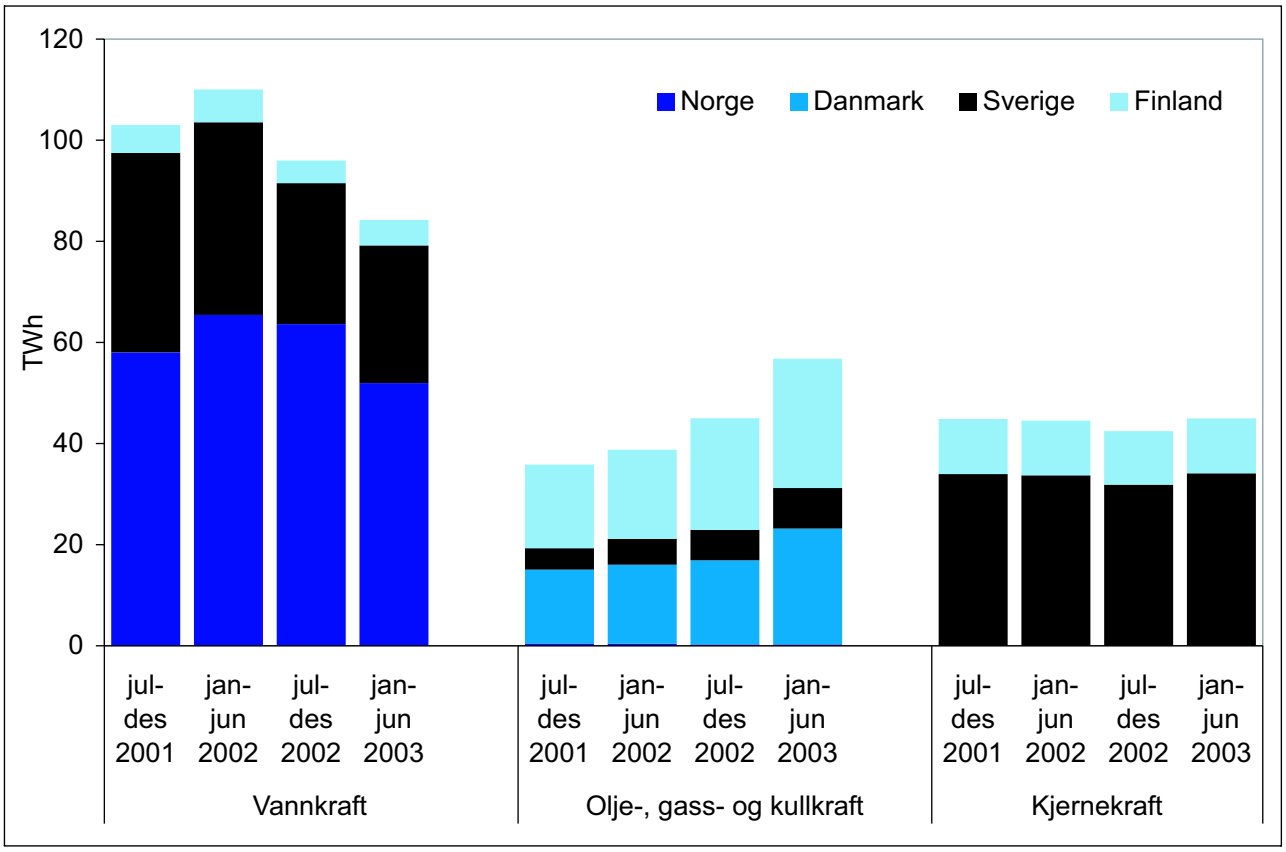
Også danske kraftprodusenter besluttet å starte opp nær all olje- og kullkraftproduksjon som normalt ikke er i produksjon. Økt kullkraftkapasitet på 270 MW ved Asnæsverket og 295 MW ved Nordjyllandsverket ble satt i drift. Også produksjonskapasitet basert på oljekondens ble tatt i bruk utover vinteren. Blant annet ble det eldre Stignæsverket startet opp etter å ha vært stengt i lang tid. Produksjonen av termisk kraft i Danmark var dermed 20-60 prosent høyere i vintermånedene 2002-2003 enn i 2001-2002.

Også i Finland økte den termiske produksjo-



Figur 3.11 Sammensetningen av kraftproduksjon i Norden, oktober-mars i 2001-2002 og 2002-2003. TWh

Kilde: Nord Pool



Figur 3.12 Produksjon av vannkraft og termisk kraft i Norden, andre halvår 2001-første halvår 2003. TWh

Kilde: Nordel

nen utover vinteren 2002-2003. Produksjonen av kullkraft og oljekondenskraft økte med over 45 prosent i første halvår 2003 sammenliknet med første halvår 2002. Den relative økningen i termisk kraftproduksjon var dermed like stor i Finland og Danmark fra første halvår 2002 til første halvår 2003.

Kjernekraftproduksjonen i Norden er vanligvis svært stabil fra år til år, jf. figur 3.12. Dette må ses i sammenheng med at kjernekraft er typisk grunnlastproduksjon med lave marginale produksjonskostnader. Produksjonen høsten og vinteren 2002-2003 var om lag på samme nivå som produksjonen den foregående vinteren. Kjernekraftproduksjonen i Sverige var imidlertid litt redusert i oktober og november 2002. Dette skyldtes revisjoner på kjernekraftverkene i Oscarshamn frem til midten av november og i Ringhals frem til slutten av oktober. I Finland var det også litt redusert produksjon i oktober da kraftverket i Loviisa var ute til revisjon. Samlet kjernekraftproduksjon i Norden i andre halvår 2002 var om lag 42 TWh. Mot slutten av andre halvår 2002 og i første halvår 2003 var det tilnærmet maksimal produksjon fra kjernekraftverk i Norden. I månedene januar-juni 2003 var kjernekraftproduksjonen 45 TWh i Norden.

3.4 Strømprisene

3.4.1 Utviklingen i spot- og terminprisen i 2002–2003

Det har gjennom mange år vært relativt lave priser på elektrisitet i det nordiske markedet. Fra tidlig på 1990-tallet har den gjennomsnittlige el-spotprisen gjennomgående ligget rundt 10-15 øre/kWh. I 2002 var gjennomsnittlig el-spotpris 20,1 øre/kWh, jf. figur 3.13. Forskjellene i el-spotprisene i 2002 var store over året.

I første halvår 2002 var kraftprisene lave. Den gradvis mer anstrengte situasjonen utover i andre halvår 2002 ga etter hvert betydelige økninger i prisen på elektrisitet. I oktober var el-spotprisen i gjennomsnitt 23 øre/kWh. Dette vil si høyere enn gjennomsnittet for tilsvarende måned de senere årene, men for eksempel lavere enn i oktober 1996. Prisøkningen tiltok imidlertid utover i november og desember 2002. I de tre siste ukene av november holdt gjennomsnittlig pris seg over 30 øre/kWh.

Boks 3.3 Nord Pools organisering og virksomhet

Nord Pool er organisert som et konsern, hvor morselskapet Nord Pool ASA er eid av Statnett SF og Svenska Kraftnät med 50 prosent hver, jf. St.meld. nr. 11 (1995-96) Om organisering av krafthandelen med Sverige. Den finansielle handelen er organisert direkte i morselskapet. Blant annet for å ivareta børslovens krav om at børs- og clearingvirksomhet ikke kan drives i samme selskap, er Nord Pool Clearing ASA etablert som et heleid datterselskap av morselskapet Nord Pool ASA. Fra januar 2002 ble Nord Pool Spot AS (det fysiske elspotmarkedet) skilt ut i et eget datterselskap. Nord Pool Spot eies av Nord Pool ASA (20 prosent), Svenska Kraftnät (20 prosent), Fingrid (20 prosent), Statnett (20 prosent), Eltra (10 prosent) og Elkraft System (10 prosent), jf. St.prp. nr. 1 (2000-2001) fra Olje- og energidepartementet.

Nord Pool Spot reguleres etter energiloven, og har konsesjon for organisert markedsplass og konsesjon for tilrettelegging for kraftutveksling med utlandet. NVE fører tilsyn med selskapets virksomhet.

Nord Pool ASAs organisering av børsen for kraftderivater reguleres av børsloven, og har konsesjon som børs for kraftderivater. Virksomheten til Nord Pool Clearing ASA reguleres av verdipapirhandelloven og selskapet har fått konsesjon som oppgjørssentral for kraftderivater (clearinghus). Kredittilsynet fører tilsyn med selskapenes virksomhet.

Nord Pool Spot AS (NPS) organiserer markedsplassen for fysisk handel av elektrisitet i Norden (elspot og elbas).

I elspotmarkedet fastsettes områdeprisene for kommende dag time for time innenfor børsområdet i Norden. NPS setter også systemprisen som er referanseprisen til de finansielle produktene omsatt over Nord Pool ASA eller bilateralt mellom aktørene (OTC-markedet). Prisene gjenspeiler markedsprisen til enhver tid. Systemprisen gjenspeiler produksjons- og forbruksforholdene i Norden, men områdeprisen tar i tillegg hensyn til eventuelle flaskehalser i overføringsnettet i Norden. Det er normalt 6 prisområder i Norden. Norge deles ved flaskehalser normalt opp i to prisområder, mens Finland, Sverige, Vest-Danmark (Jylland/Fyn) og Øst-Danmark ikke deles inn i prisområder internt. Dersom forholdet mellom tilbud og etterspørsel etter kraft ikke fører til at kapasiteten i det nordiske overføringsnettet overskrides, gjelder systemprisen i hele det nordiske kraftmarkedet. Det forekommer imidlertid at det i et område blir tilbudt for lite strøm til systemprisen, og at flaskehalser i nettet gjør det umulig å føre tilstrekkelig strøm inn til dette området. I slike tilfeller vil prisen i dette prisområdet bli høyere enn systemprisen. Dette bidrar til økt produksjon og lavere forbruk i området for å sikre balanse mellom tilgang og forbruk. Tilsvarende kan det forekomme at det i et område er tilbudt for mye strøm til systemprisen, og at overføringsforbindelsene ikke kan transportere den nødvendige mengden strøm ut av området. I slike tilfeller vil prisen i prisområdet være lavere enn systemprisen. Omsetningen i elspotmarkedet utgjør omlag 1/3 av det totale forbruket i markedsområdet, som for 2002 utgjorde 382 TWh.

Elbas er et fysisk marked for balansejustering, det vil si handel med kraft nærmere opp mot driftstimen enn elspot. Elbas benyttes kun av svenske og finske aktører. Omsetningen i elbas er svært liten, og var i 2002 0,8 Wh.

Tilliten til prissettingen på markedsplassen er av avgjørende betydning for det nordiske kraftmarkedets funksjonsdyktighet. Tilliten avhenger av at:

- prisen gjenspeiler den reelle balanse mellom forbruk og produksjon
- NPS er en nøytral motpart som garanterer for oppgjør både ovenfor kjøper og selger
- prisene er transparente og at alle opplysninger som kan påvirke prisdannelsen er tilgjengelig for markedet
- handelskapasitetene mellom landene og områdene utnyttes best mulig

Nord Pool ASA noterer standardiserte finansielle kontrakter. Eltermin er et finansielt terminmarked for prissikring av handel med kraftkontrakter. Spekulasjon og trading er også en viktig del av eltermin. Eltermin består av future- og forwardkontrakter med inntil tre års tidshorisont. Elopsjoner er et finansielt instrument for risikostyring og budsjettering av fremtidige inntekter og kostnader knyttet til handel med elkontrakter.

Slike kraftderivatkontrakter omsettes også ved bruk av mellommenn eller bilateralt direkte mellom kjøper og selger, såkalte OTC-kontrak-

Boks 3.3 (forts.)

ter. Alle finansielle kontrakter som omsettes på Nord Pool cleares av Nord Pool Clearing, som også tilbyr clearing av kontrakter handlet utenfor børsen. Forutsetningen er at kontraktene har samme standard som de noterte. Aktører som handler fysiske kontrakter hos NPS må stille sikkerhet for sine handler. Ved innføringen av nytt avregningssystem 12.01.2004 kan bankgarantier eller kontanter stilles som sikkerhet. Slike kontrakter cleares ikke hos Nord Pool Clearing.

Det er i dag i underkant av 350 aktører på Nord Pool. I 2002 omsatte den finansielle handelen i Nord Pool ASA om lag 1 000 TWh med en samlet verdi av 180 mrd. kroner. Antall transaksjoner var i underkant av 150 000. Verdien av omsatt volum gjennom Nord Pool ASA og Nord Pool Clearing ASA har økt betydelig fra år til år. Hittil i 2003 har imidlertid omsetningen vært betydelig lavere enn i 2002. Høy risikoeksponering på grunn av den høye kraftprisen og de raske prisendringer vinteren 2002-2003 antas å være én årsak til nedgangen.

Nord Pool Clearing ASA (NPC) er clearing- og oppgjørssentralen til børsen Nord Pool ASA. Aktørene i kraftderivatmarkedet må gjøre opp handlede kontrakter på Nord Pool gjennom NPC. Aktørene kan også gjøre opp derivatkontrakter handlet i det bilaterale markedet gjennom NPC. Oppgjørsverdien gjennom NPC er dermed betydelig høyere enn verdien som handles gjennom Nord Pool. Nord Pool Clearing ASA clearet i 2002 om lag 3 000 TWh med en samlet verdi av 434 mrd. kroner. Antall transaksjoner var i underkant av 250 000.

NPC garanterer at aktørene som foretar oppgjør gjennom NPC får det oppgjøret de skal ha. Siden aktører kan få betalingsproblemer eller gå konkurs, krever NPC at alle aktørene skal stille sikkerhet for sine forventede framtidige betalingsforpliktelser. Sikkerhetsstillelsen vil dermed øke i takt med aktørens betalingsforpliktelser. Den stilte sikkerheten kan enten være i form av bankinnskudd eller bankgarantier. Dersom sikkerhetsstillelsen er for lav i forhold til aktørens betalingsforpliktelse og aktøren ikke kan gjøre opp for seg, må NPC selv dekke tapet. En slik situasjon kan for eksempel oppstå hvis prisene i kraftderivatmarkedet endrer seg mer enn NPCs sikkerhetsberegninger tar høyde for. NPC har dermed en oppgjørsrisiko. Fordi NPC gjør opp kontraktene som er handlet gjennom Nord Pool, vil Nord Pool i liten grad ha behov for ekstra tiltak ved økte priser i kraftderivatmarkedet.

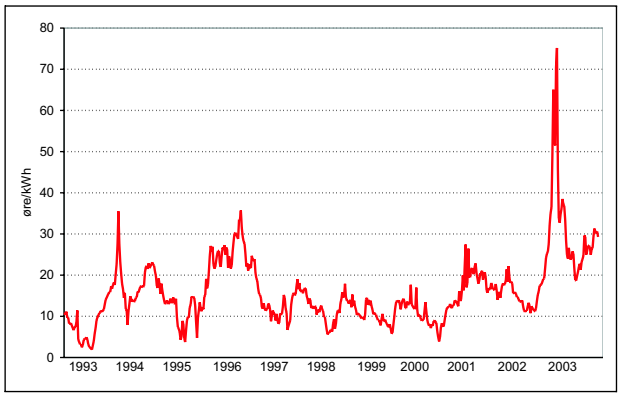
Kravet til sikkerhetsstillelse fra aktørene i kraftderivatmarkedet vil generelt øke dersom usikkerheten knyttet til framtidige priser øker. En økning i prisene vil for mange markedsaktører gi en høyere verdi på kraftderivatkontraktene. Betalingsforpliktelsen, og krav til sikkerhetsstillelse fra disse aktørene, vil øke tilsvarende.

Mot slutten av året steg prisene kraftig i løpet av meget kort tid. Fra slutten av november 2002 og fram til slutten av januar 2003 var det nordiske kraftmarkedet preget av høye og svingende kraftpriser. Gjennomsnittlig el-spotpris per dag varierte i denne perioden fra rundt 50 øre/kWh til om lag 80 øre/kWh, jf. figur 3.14. Det var betydelig uro i markedet. Den gjennomsnittlige systemprisen for desember 2002 økte til rekordhøye 54,4 øre/kWh.

Kraftprisene nådde en absolutt topp i begynnelsen av januar 2003. På det høyeste var gjennomsnittlig dagspris oppe i 83,1 øre/kWh. Prisen holdt seg høy også utover i januar 2003 da el-spotprisen som et gjennomsnitt var 52,4 øre/kWh. Også resten av vinteren og våren 2003 hadde priser på elektrisitet langt over det nivået som har vært vanlig de senere årene. Kraftprisene lå gjennomgående i området 25-30 øre/kWh. Dette er eksempelvis omtrent dobbelt så høyt som det som er vært vanlig om våren og sommeren i de senere årene.

Gjennomsnittsprisen for første halvår 2003 var 31,7 øre/kWh. Tilstrammingen i kraftmarkedet reflekteres også i gjennomsnittsprisen pr. halvår. I første halvår 2002 var den gjennomsnittlige el-spotprisen 14,5 øre/kWh, mens prisen i andre halvår var 25,7 øre/kWh. Prisøkningen kom gradvis.

Vanligvis vil priser for terminkontrakter nærme seg de faktiske prisene for en leveringsperiode. Helt fram til midten desember var det små forskjeller mellom spot- og terminprisene i 2002. Rundt årsskiftet var imidlertid usikkerheten stor i det nordiske kraftmarkedet. Dette gjorde



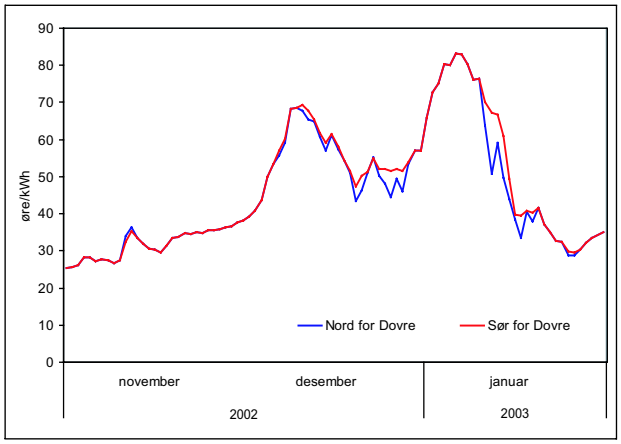
Figur 3.13 Utviklingen i el-spotprisen i Norden, 1993-2003. Ukentlig gjennomsnitt. Øre/kWh

Kilde: Nord Pool

seg utslag i både svært høye og svingende elspot- og terminpriser.

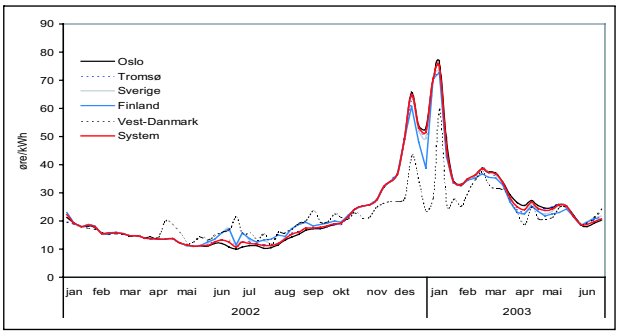
3.4.2 Regionale prisforskjeller i Norge og Norden

I det nordiske kraftmarkedet kan en ha flere områder med ulike el-spotpriser som følge av flaskehalser i det nordiske overføringssystemet, jf. boks 3.3. Norge kan deles opp i flere prisområder, mens Finland, Sverige, Vest-Danmark og Øst-Danmark ikke deles inn i prisområder internt. Vinteren 2002-2003 var det få flaskehalser i kraftflyten internt i Norden, og el-spotprisene var tilnærmet like i de ulike områdene. Vest-Danmark hadde imidlertid prisnivåer betydelig under øvrige områder fordi områdeprisen i stor grad har blitt liggende mellom kraftprisen på kontinentet (Tyskland og Nederland) og nordisk pris, jf. figur 3.15.



Figur 3.14 El-spotpriser per dag i Norge, november 2002- januar 2003. Øre/kWh

Kilde: Nord Pool



Figur 3.15 System- og områdepriser i Norden i 2002-2003. Øre/kWh

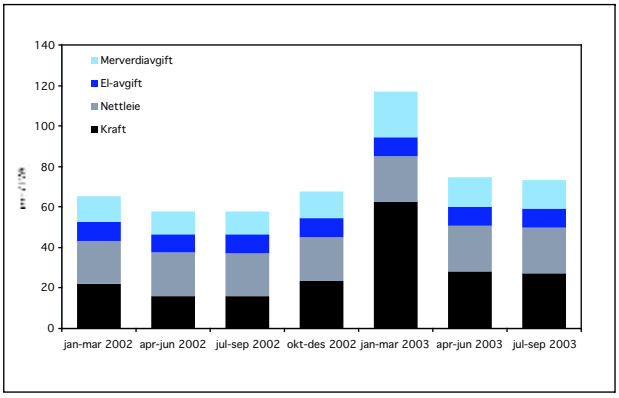
Kilde: Nord Pool

3.4.3 Strømpriser for husholdninger, næringsliv og industri

Gjennomsnittlig strømpris for husholdninger i 2002 var omlag 62 øre/kWh. Gjennomsnittsprisen over året var dermed omtrent som i 2001. Strømprisene i første halvår 2002 var lavere enn i 2001. Dette oppveide omlag de høyere prisene siste halvår. For en husholdning med et årsforbruk av elektrisitet på 20 000 kWh, utgjorde strømprisene vel 12 000 kroner i 2002, eller drøyt 1 000 kroner pr. måned.

De høye el-spotprisene utover høsten 2002 og vinteren og våren 2003 slo etter hvert ut i husholdningenes strømpriser. I perioden januar-mars 2003 var for eksempel gjennomsnittlig strømpris for husholdningene 114,9 øre/kWh. I perioden april-juni var samlet strømpris fortsatt relativt høy med 73,3 øre/kWh. Figur 3.16 viser utviklingen i husholdningenes strømpriser i 2002 og 2003.

Figur 3.17 viser utviklingen i kraftprisen eksklusive avgifter og nettleie for næringsliv og



Figur 3.16 Kraftpris, nettleie og avgifter for husholdninger. Øre/kWh

Kilde: Statistisk sentralbyrå

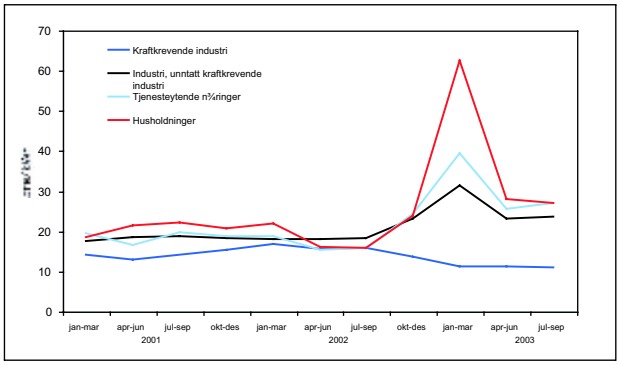
Boks 3.4 Nærmere om sammensetningen av sluttbrukernes strømutgift

Alle som kjøper kraft til eget forbruk er sluttbrukere. Den totale strømutgiften en sluttbruker blir stilt overfor er satt sammen av flere deler: Kraftpris, nettleie, elavgift og merverdiavgift. Til nettleien inngår også et påslag som er øremerket energifondet. Med kraftpriser som i de senere årene, står kraftpris, nettleie og avgifter for grovt sett en tredel hver av den totale strømregningen for en gjennomsnittlig husholdningskunde.

Elavgiften var 9,3 øre/kWh i 2002, mens den er 9,5 øre/kWh i 2003. I 2004 vil elavgiften bli 9,67 øre/kWh. Påslaget på nettleien er for 2002 og 2003 på 0,3 øre/kWh, og vil bli økt til 0,8 øre/kWh i 2004. Merverdiavgiften er 24 prosent. Elavgiften pålegges all elektrisk kraft som forbrukes i Norge, enten den er produsert innenlands eller den er importert. Elavgiften er inkludert i grunnlaget for merverdiavgift. Industri, bergverk, og veksthusnæringen har imidlertid fullt fritak for elavgift. Husholdninger i Finnmark og i enkelte kommuner i Nord-Troms har også fritak for el-avgift. Husholdninger i Nordland, Troms og Finnmark har fritak for merverdiavgift på elektrisitet. Merverdiavgiftspliktige får refundert merverdien på innsatsvarer, det vil si at de ikke betaler merverdiavgift på strøm.

industri i 2002-2003. Også for tjenesteytende næringer, kraftintensiv industri og annen industri holdt kraftprisen seg relativt stabil utover i første halvår 2002. Kraftprisen lå i størrelsesorden 15-20 øre/kWh. I andre halvår steg etter hvert kraftprisene i ulik grad for de forskjellige sektorene. Dette må blant annet ses i sammenheng med valg av ulike typer kontrakter for kraftlevering i de forskjellige sektorene.

De ulike brukergrupper står overfor forskjellige priser, delvis på grunn av at noen har langsiktige forsyningskontrakter, delvis på grunn av avgiftsfritak, delvis på grunn av ulike utgifter knyttet til nettleie, og delvis fordi andelen av fastpriskontrakter varierer mellom brukergruppene. Den vanligste kraftforsyningskontrakten blant husholdninger er kontrakt med variabel pris. Dette innebærer at leverandøren kan endre prisen etter ett varsel. Fra andre kvartal 2002 til andre kvartal 2003 var det imidlertid en betydelig overgang fra kontrakter med variabel pris til kontrakter basert på elspotpris eller fastpriskontrakter, jf. kapittel 4.1.



Figur 3.17 Utviklingen i gjennomsnittlige kraftpriser, eksklusive avgifter og nettleie. Øre/kWh

Kilde: Statistisk sentralbyrå

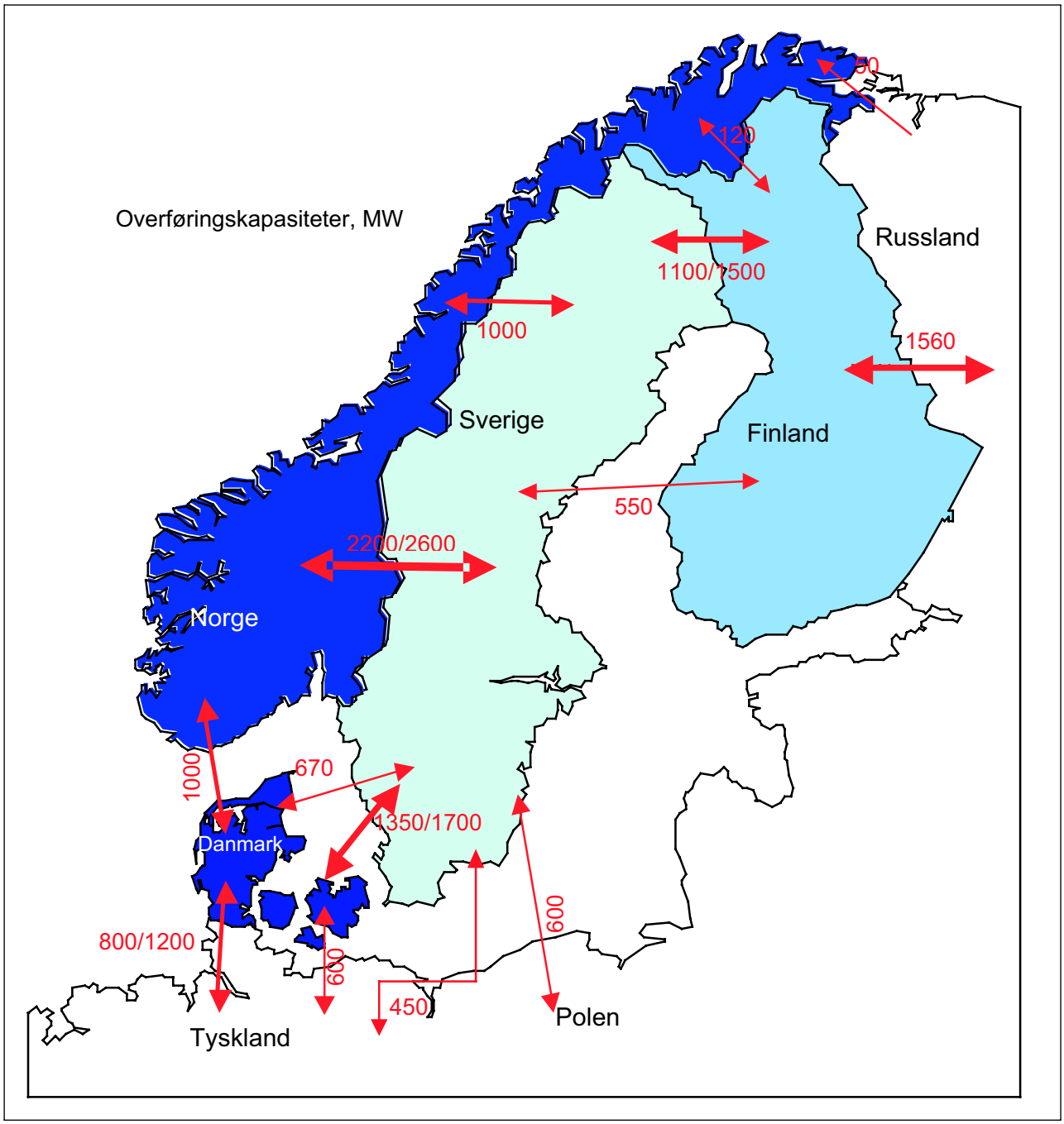
3.5 Kraftutvekslingen i Norden og Norge

3.5.1 Innledning

Det nordiske kraftsystemet er knyttet sammen med Tyskland, Russland og Polen. Innenfor Norden er landene bundet sammen gjennom et omfattende overføringsnett, jf. figur 3.18. Norge har overføringsforbindelser til Danmark, Sverige, Finland og Russland. Overføringsforbindelsene til Finland og Russland er små.

Handelen med kraft mellom land bestemmes av produksjons- og forbruksforholdene i de ulike land og overføringsforbindelsene mellom landene. Et utgangspunkt for kraftutvekslingen er muligheten til å dra gjensidig nytte av forskjellene i produksjonssystemene og forbruksforholdene mellom landene.

Ved maksimal utnyttelse av kapasiteten i overføringsforbindelsene mellom Norge og nabolandene er det anslått at det kan importeres 15-20 TWh kraft til Norge i løpet av et år. Drifts- og markedsmessige forhold, herunder interne overføringsbegrensninger i andre nordiske land, vil imidlertid påvirke de løpende overføringsmulighetene.



Figur 3.18 Overføringsforbindelser for kraft til og i det nordiske kraftmarkedet

3.5.2 Kraftflyten mellom Norden og nabolandene

Nettoimporten til Norden økte gradvis fra sommeren 2002 og fram til årsskiftet 2002-2003. Nettoimporten lå deretter på et høyt og stabilt nivå fram til mai 2003. Fra begynnelsen av november til slutten av mai var det nettoimport av elektrisitet inn til Norden i størrelsesorden 0,3-0,5 TWh pr. uke. For andre halvår 2002 ga dette en nettoimport på 4,6 TWh. For første halvår 2003 var nettoimporten 10,2 TWh. Til sammenlikning var nettoimporten 0,8 TWh i første halvår 2002.

Importen til Norden kom særlig fra Russland. Samlet nettoimport fra Russland fra juli 2002 til juni 2003 var nesten 10 TWh. Importen økte i første halvår 2003 på grunn av at overføringskapasiteten mellom Finland og Russland ble økt med i underkant av 40 prosent.

Blant annet på grunn av variasjonene i kraftprisene mellom Norden og nabolandene, varierte

Boks 3.5 Nærmere om egenskapene ved forskjellige kraftsystemer

Norges kraftsystem er dominert av vannkraftproduksjonen. Våre nærmeste handelspartnere har kraftsystemer som i mye større grad er basert på varmekraft, det vil si gass-, kull- og kjernekraft etc. Energikildene som brukes i varmekraftproduksjon kan stort sett anskaffes i de mengder det er behov for, og utgjør normalt ingen begrensninger for kraftproduksjonen. Energikildene til vannkraftproduksjon, det vil si det årlige tilsiget, er det derimot knyttet usikkerhet til. Tilsiget bestemmer hvor mye som kan produseres.

Et effektdimensjonert system kjennetegnes ved at installert kapasitet (MW) i kraftverkene setter rammer for hvor mye kraft som kan produseres. Dette vil være tilfelle for land som benytter seg av varmekraft.

Et energidimensjonert system kjennetegnes ved at energimengden (for eksempel tilsiget) setter rammer for hvor mye kraft som kan produseres. Dette vil være tilfelle for land som er basert på vannkraft.

Et viktig utgangspunkt for kraftutveksling mellom land er muligheten til å dra gjensidig nytte av forskjellene i produksjonssystemene mellom landene, slik det er for en rekke andre varer som handles mellom land. I tillegg er forskjeller i forbruksmønsteret mellom landene viktig. Som følge av forskjellene mellom landene, vil kraftutveksling mellom et varmekraftsystem og et vannkraftsystem gjøre at begge systemene kan drives mer effektivt. Kraftutvekslingen bestemmes av overføringskapasiteten og vilkårene for bruken av denne, samt produksjons- og forbruksforholdene i de enkelte landene. For Norges del kan kraftutveksling avhjelpe en eventuell tilsigssvikt gjennom muligheter for økt import. Tilsvarende vil kraftutveksling gjøre det mulig å eksportere kraft i år med høy produksjon som følge av stort tilsig.

Kraftforbruket varierer fra time til time i løpet av et døgn. Vannkraftverkene har den egenskapen at de relativt raskt og rimelig kan regulere produksjonen gjennom døgnet for å tilpasse seg endringer i forbruket. Dette fører til relativt små prisendringer i løpet av et døgn i et rent vannkraftsystem.

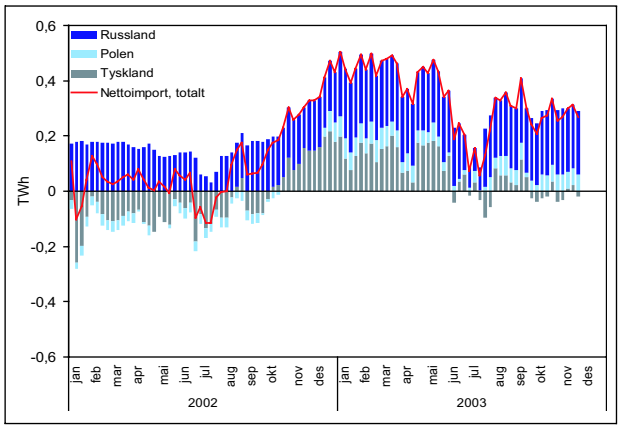
Varmekraftverk drives mest effektivt når de har en jevn produksjon, fordi raske reguleringer for å tilpasse seg endringer i forbruket ofte er forbundet med en høy kostnad. Det er kostbart å bygge varmekraftverk, eksempelvis gassturbiner, som skal dekke kortvarige forbrukstopper. Slike verk kan også ha høye variable produksjonskostnader. Prisene i et varmekraftsystem vil derfor variere relativt mye i løpet av et døgn. Om natten, når etterspørselen er minst, er kostnaden for å framskaffe kraft og dermed prisene i et varmekraftsystem relativ lav. På dagen og særlig i perioder med topplast, kan prisen derimot bli relativ høy fordi mer kostbar kraftproduksjon må settes i drift.

Vannkraftens reguleringsevne kan utnyttes for å møte forbrukstoppene i varmekraftsystemet. På den måten kan varmekraftverkene kjøres mer effektivt, samt jevnere over døgnet. Tilsvarende kan varmekraft levere relativt billig kraft utenom forbrukstoppene, det vil si om natten og helgen. Typiske kjennetegn for utveksling mellom vann- og varmekraftsystem er at vannkraftsystemet eksporterer når forbruket er høyt, dvs. på dagtid, og importerer utenom forbrukstoppene, dvs. om natten og i helgene. Dette kjennetegner også kraftutvekslingen mellom Norge og utlandet. Videre eksporterer vannkraftsystemet når det er rikelig med tilsig og importerer når tilsiget er lite. Dette reduserer behovet for flerårsmagasiner eller alternative tiltak for å håndtere tørrårssituasjoner. Tilsvarende vil kraftutveksling for varmekraftsystemer bidra til å minske behovet for varmekraftverk for oppregulering (gassturbiner), samtidig som produksjonen blir jevnere og mer effektiv.

kraftutvekslingen mellom Norden og Tyskland og Polen betydelig i perioden juli 2002-juni 2003. Fra oktober 2002 var det gjennomgående nettoimport fra Tyskland. Både Vest-Danmark, Øst-Danmark og Sverige har overføringsforbindelser til Tyskland. Fra midten av desember 2002 var det også betydelig nettoimport fra Polen.

3.5.3 Kraftflyten mellom de nordiske landene

Fram til et stykke ut på høsten 2002 gikk det gjennomgående kraft fra de vannkraftdominerte områdene til områder med hovedsakelig varmekraft. Fra oktober 2002 til sommeren 2003 importerte vannkraftområdene relativt mye varmekraft fra Danmark og Finland. Særlig var nettoimpor-



Figur 3.19 Nettoimport til Norden, 2002-2003. TWh/uke

Kilde: Nord Pool

ten stor til Sverige.

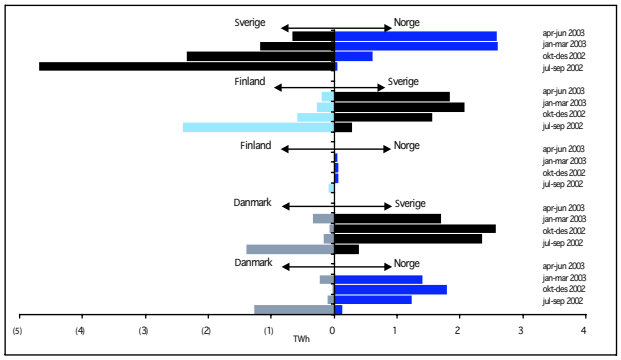
3.5.4 Kraftflyt mellom Norge og andre land

Det var stor nettoeksport fra Norge fram til begynnelsen av oktober 2002. Da avtok nettoeksporten gradvis, men vedvarte fram til begynnelsen av desember. Samlet sett var det en høy nettoeksport fra Norge i andre halvår 2002 på over 6 TWh, jf. tabell 3.1. Gjennom vinteren og

Tabell 3.1 Nettoimport fra andre nordiske land (import (+)/eksport (-)). TWh

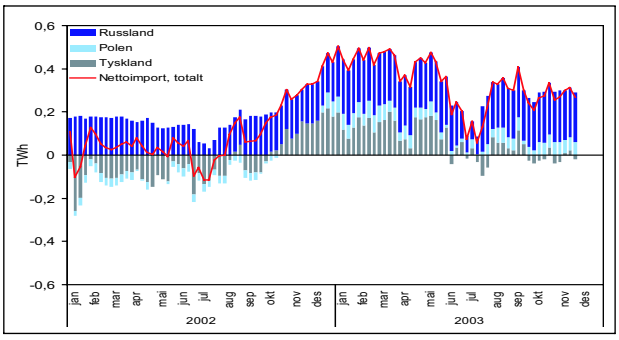
TWh	jul–des 2002	jan–jun 2003	Totalt
Norge	-6,4	6,4	0
Sverige	6,2	4,0	10,2
Danmark	-1	-6,9	-7,9
Finland	1,1	-3,5	-2,4

Kilde: Nord Pool



Figur 3.20 Brutto kraftutveksling i Norden, 3. kvartal 2002-2. kvartal 2003. TWh

Kilde: Nordel



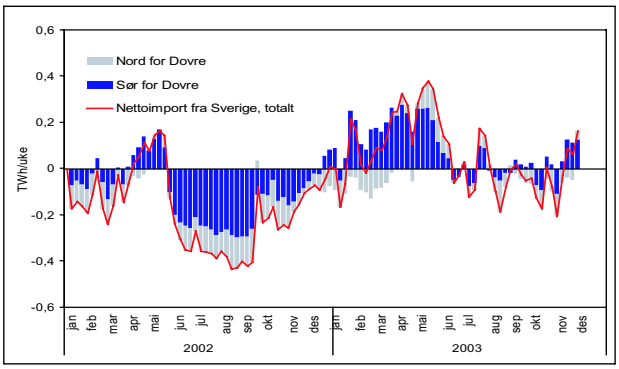
Figur 3.21 Nettoimport av kraft til Norge i 2002-2003. TWh/uke

Kilde: Nord Pool

våren 2003 var det gjennomgående betydelig nettoimport til Norge. Særlig var importen høy fra midten av mars til begynnelsen av mai. Utover sommeren 2003 varierte kraftutvekslingen mellom nettoimport og nettoeksport. I første halvår 2003 var nettoimport til Norge 6,5 TWh.

I andre halvår av 2002 gikk i hovedsak all nettoeksport av kraft fra Norge til Sverige. Kraftutvekslingen med Danmark snudde i begynnelsen av oktober og Norge ble netto importør fra Danmark ut året. Samlet for andre halvår var utvekslingen med Danmark og Finland om lag i balanse. I første halvdel av 2003 var situasjonen betraktelig annerledes enn i 2002. Utvekslingen med Sverige snudde i januar 2003 og ble endret til en betydelig nettoimport på 3,3 TWh i første halvår. Nettoimporten fortsatte fra Danmark, og var samlet for første halvår 2003 om lag 3,0 TWh.

Importen fra Sverige utover i første halvår 2003 gikk i hovedsak til Sør-Norge (det vil si Norge sør for Dovre), jf. figur 3.22. I Nord-Norge (det vil si Norge nord for Dovre) var ressurssituasjonen noe annerledes enn i Sør-Norge, og det ble

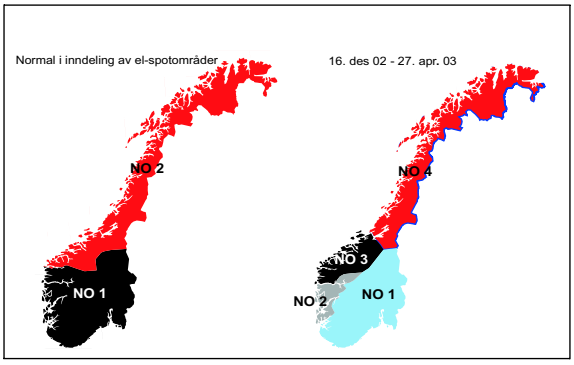


Figur 3.22 Nettoimport av kraft til Norge fra Sverige i 2002-2003. TWh/uke

Kilde: Nord Pool

Boks 3.6 Nærmere om dannelsen av 4 elspotområder

Norge er normalt inndelt i to områder ved flaskehalser i det interne overføringsnettet. Skillet går om lag ved Dovre. Den 16. desember 2002 innførte Statnett to nye el-spotområder på Vestlandet og Nord-Vestlandet, jf. figur 3.23. Opprettelsen av de to nye el-spotområdene var begrunnet i ressurssituasjonen i områdene. Man ønsket å gi signaler om at situasjonen kunne forventes å bli vanskelig, samtidig som man ønsket å benytte markedsmekanismen og prissignalene for å løse situasjonen som man opplevde høsten og vinteren 2002-2003. Det ble også gitt signaler om at prisområdene kom til å vedvare utover våren, noe som signaliserte at prisene i områdene kunne forventes å bli høye utover i perioden, og gav således insentiver til å tilpasse produksjonen og forbruket i områdene deretter.



Figur 3.23 Elspot-områder i Norge

Kilde: NVE

eksportert kraft fra Nord-Norge i en lengre periode enn fra Sør-Norge. Som figur 3.22 viser, var det ikke nettoimport til Nord-Norge fra Sverige før i månedsskiftet mars/april 2003. Fra starten av desember 2002 var det netto import til Sør-Norge fra Sverige.

Norge har relativt sett liten overføringskapasitet fra Nord-Norge til Sør-Norge. Dette betyr at Nord-Norge og Sør-Norge ofte er atskilte prisområder. Vinteren 2002-2003 var Nord-Norge ofte et lavprisområde i forhold til Sør-Norge. Nord-Norge og Sør-Norge har imidlertid relativt sterke overføringsforbindelser til Sverige, samtidig som Sverige har et relativt sterkt nett nord–syd. Nettet i Sverige er bygget med tanke på å transportere vannkraft fra Nord-Sverige til de mer befolkningsrike områdene i Sør-Sverige. Kraftutvekslingen vil ofte være kjennetegnet ved at Nord-Norge eksporterer til Sverige, samtidig som Sør-Norge importerer fra Sverige. I slike situasjoner vil Sverige ofte være et transittland.

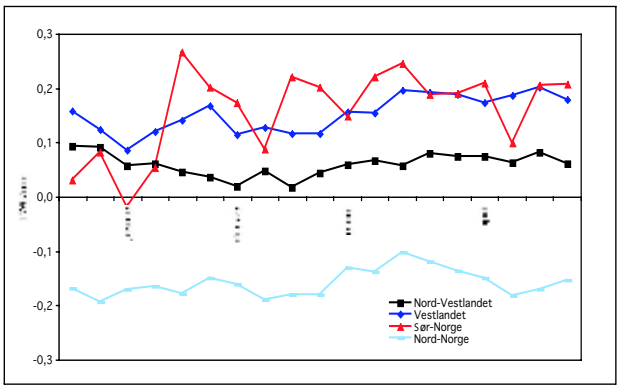
3.5.5 Kraftflyt mellom områder i Norge

Figur 3.24 viser netto utveksling mellom de fire el-spotområdene i Norge i perioden 16.desember 2002-27. april 2003. I denne perioden kom netto krafttilførsel til Sør-Norge (NO1) fra Sverige, Danmark og Nord-Vestlandet (NO3). Sør-Norge hadde netto kraftoverføring til Vestlandet (NO2). Nord-Vestlandet fikk nettotilførsel av kraft fra Vestlandet og Nord-Norge (NO4). Nord-Norge hadde nettoeksport av kraft til Nord-Vestlandet og Sverige, mens det var kraftflyt fra Russland til Nord-Norge.

I figur 3.25 vises gjennomsnittlige el-spotpriser pr. dag i Norge i perioden 16. desember 2002 til 27. april 2003. I denne perioden var det som følge av ressurssituasjonen i hovedsak flest dager med høyere gjennomsnittlig elspotpriser i Sør-Norge og på Vestlandet, enn på Nord-Vestlandet og i Nord-Norge. De gjennomsnittlige dagprisene differensierte imidlertid mellom alle områdene i slutten av perioden. Det var da perioder med fire ulike priser i Norge. Det var større eller mindre forskjeller i prisene time for time mellom områdene enn det de gjennomsnittlige dagprisene viser.

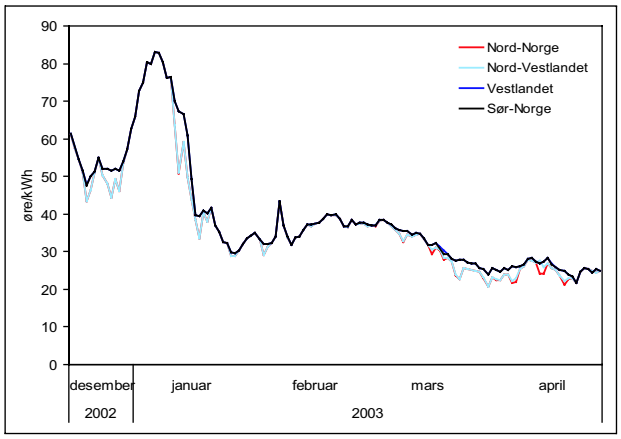
3.5.6 Håndtering av flaskehalser i det nordiske overføringsnettet

Situasjonen i det norske overføringsnettet vinte-



Figur 3.24 Netto kraftflyt til elspotområdene i Norge 16. des. 2002-27. apr. 2003. TWh/uke

Kilde: NVE



Figur 3.25 Gjennomsnittlige el-spotpriser pr. dag i el-spotområdene i Norge 16. des 2002-27. apr 2003. Øre/kWh

Kilde: Nord Pool

ren 2002-2003 er illustrert i kapittelet over. Vinteren 2002-2003 var det også noen overføringsbegrensninger inn til Norge, spesielt til Sør-Norge. Prisene for Sør-Norge, Sverige og Vest-Danmark illustrerer dette.

Figur 3.26 viser gjennomsnittlige el-spotspriser i Sør-Norge, Sverige og Vest-Danmark i perioden oktober 2002 til april 2003. Figuren illustrerer at det var mest overføringsbegrensninger mellom Sør-Norge og Vest-Danmark. Figuren viser også at det var en del flaskehalser mellom Sør-Norge og Sverige. Gjennomsnittlig prisforskjell mellom Sør-Norge og Sverige var 1,4 øre/kWh i perioden 2. desember 2002 til 4. mai 2003. I den samme perioden var gjennomsnittlig prisforskjell mellom Sør-Norge og Vest-Danmark 10,8 øre/kWh. I denne perioden var det prisforskjell mellom Sør-Norge og Vest-Danmark i 68 prosent av tiden, og mellom Sør-Norge og Sverige i 31 prosent av tiden. Overføringskapasiteten til Sør-Norge fra Vest-Danmark og Sverige er henholdsvis 1 000 MW og 2 050 MW.

Den faktiske overføringsevnen til nabolandene vil variere, spesielt fra Sverige, blant annet på grunn av interne flaskehalser i landene og fordi en på svensk side til en viss grad håndterer flaskehalser i det interne overføringsnettet ved å redusere overføringskapasiteten til og fra de øvrige nordiske landene.

Eksempelvis var en flaskehals i det svenske overføringsnettet sør for Gøteborg (Vestkyst-snittet) svært belastet som følge av stor import til Sør-Norge fra Sverige. De systemansvarlige nettselskapene iverksatte en rekke tiltak som bedret overføringsevnen i det nordiske kraftsystemet i løpet av vinteren, blant annet for å avhjelpe denne flaskehalsen og bidra til økt overføringskapasitet mellom Sverige og Sør-Norge. Videre foretok Nord Pool Spot gjennom prissettingen en tilpasning som økte importen til Norge med snaut 600 GWh i perioden 23. januar 2003-5. mai 2003.

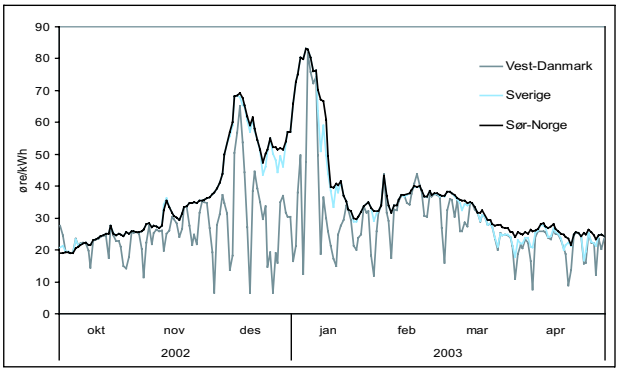
Det ser imidlertid ikke ut til at importen til Sør-Norge fra Sverige og Vest-Danmark vinteren 2002-2003 hadde vært vesentlig større dersom overføringskapasiteten mellom landene hadde vært større, blant annet fordi interne flaskehalser i Danmark og Sverige legger begrensninger på importmulighetene til Norge.

Prinsipper for håndtering av flaskehalser i overføringsnettet er til diskusjon innenfor samarbeidet om det nordiske kraftmarkedet. Det er i dag noe ulik praksis blant annet når det gjelder håndtering av flaskehalser internt i landene. En felles effektiv håndtering av flaskehalser i det nordiske overføringssystemet, vil være et viktig bidrag for å styrke forsyningssikkerheten i det nordiske kraftmarkedet i tiden framover.

3.6 Forbruket av elektrisitet i Norge og Norden

3.6.1 Forbruk av strøm i Norden

Det vil normalt være en sammenheng mellom et lands energibruk og de generelle økonomiske forholdene. Energibruken stiger erfaringsmessig med den økonomiske veksten, fordi økt produksjon av varer og tjenester øker behovet for energi. Virkningen av den økonomiske veksten på energibruken vil avhenge av hvilke sektorer i økonomien som vokser. Det er stor forskjell mellom ulike næringer, både i sammensetningen av ener-



Figur 3.26 Gjennomsnittlige el-spotpriser pr. dag i Sør-Norge, Sverige og Vest-Danmark oktober 2002-april 2003. Øre/kWh

Kilde: Nord Pool

Boks 3.7 Om ulike kategorier av forbruk

I energistatistikken skilles det mellom brutto- og nettoforbruk av elektrisk energi. Det vesentligste av forskjellen kan tilskrives tap i kraftnettet, mens forbruk i kraftstasjoner og pumpekraftforbruk utgjør det resterende.

Forbruk av elektrisitet kan grupperes i mange kategorier. I dette kapitlet har en benyttet en inndeling i alminnelig forsyning, kraftintensiv industri og elektrokjeler. Alminnelig forsyning består i hovedsak av husholdninger, jordbruk, tjenesteytende næringer og industri utenom kraftintensiv industri.

Bruken av elektrisitet påvirkes av en rekke faktorer. Forbruket varierer for eksempel fra år til år avhengig av klimatiske variasjoner, konjunkturer og prisutviklingen på ulike energibærere. Med høyt forbruk av elektrisitet til oppvarming er utetemperaturen av stor betydning for elektrisitetsforbruket. For å kunne sammenligne forbruksutviklingen fra år til år, uavhengig av utetemperaturen, benyttes en modell som beregner det temperaturkorrigerte forbruket i alminnelig forsyning. Denne type beregninger er imidlertid beheftet med betydelig usikkerhet, blant annet fordi det ikke tas hensyn til at prisforholdene kan variere fra år til år. På lengre sikt vil økonomisk vekst, næringsutvikling og demografiske forhold som befolkningsvekst og boforhold påvirke utviklingen i forbruket av elektrisitet.

I de andre nordiske landene er oppvarming av bygg i stor grad basert på andre energikilder enn elektrisitet. Derfor vil også temperatursvingninger og endringer i strømprisen slå ut forskjellig på forbruket i de ulike nordiske landene. Også ulikheter i bruken av ulike kontraktstyper for strøm til forbrukere og landenes skattlegging av elektrisitet bidrar til forskjeller i hvordan forbrukere reagerer på endrede priser.

gibruken og i energiintensiteten i produksjonen. Både størrelsen på og sammensetningen av veksten vil variere betydelig over tid avhengig av konjunkturutviklingen i økonomien. Dette er en viktig årsak til at en fra år til år ser betydelige variasjoner i vekstratene i energibruken.

Utviklingen i forbruket av energi i Norden over året, og fra et år til det neste er dessuten svært avhengig av temperaturforholdene. I de nordiske landene går mye av energiforbruket til oppvarmingsformål både i næringslivet og hos husholdningene. Dette gir høyere energibruk om vinteren. Det fører også til at energibruken varierer mye fra måned til måned og mellom vintre avhengig av temperaturforholdene. I Norge brukes elektrisitet til oppvarmingsformål i vesentlig større grad enn i de andre nordiske landene. Dette gir større variasjoner i elektrisitetsforbruket i Norge enn i andre land.

Energibruken vil også avhenge av energiprisene. Høyere energipriser gir høyere produksjonskostnader for næringslivet, og bruk av elektrisitet og andre energibærere i husholdningene blir dyrere. Økte priser på en energibærer vil både bidra til å redusere det samlede energiforbruket og til å vri sammensetningen av energibruket over mot andre energibærere.

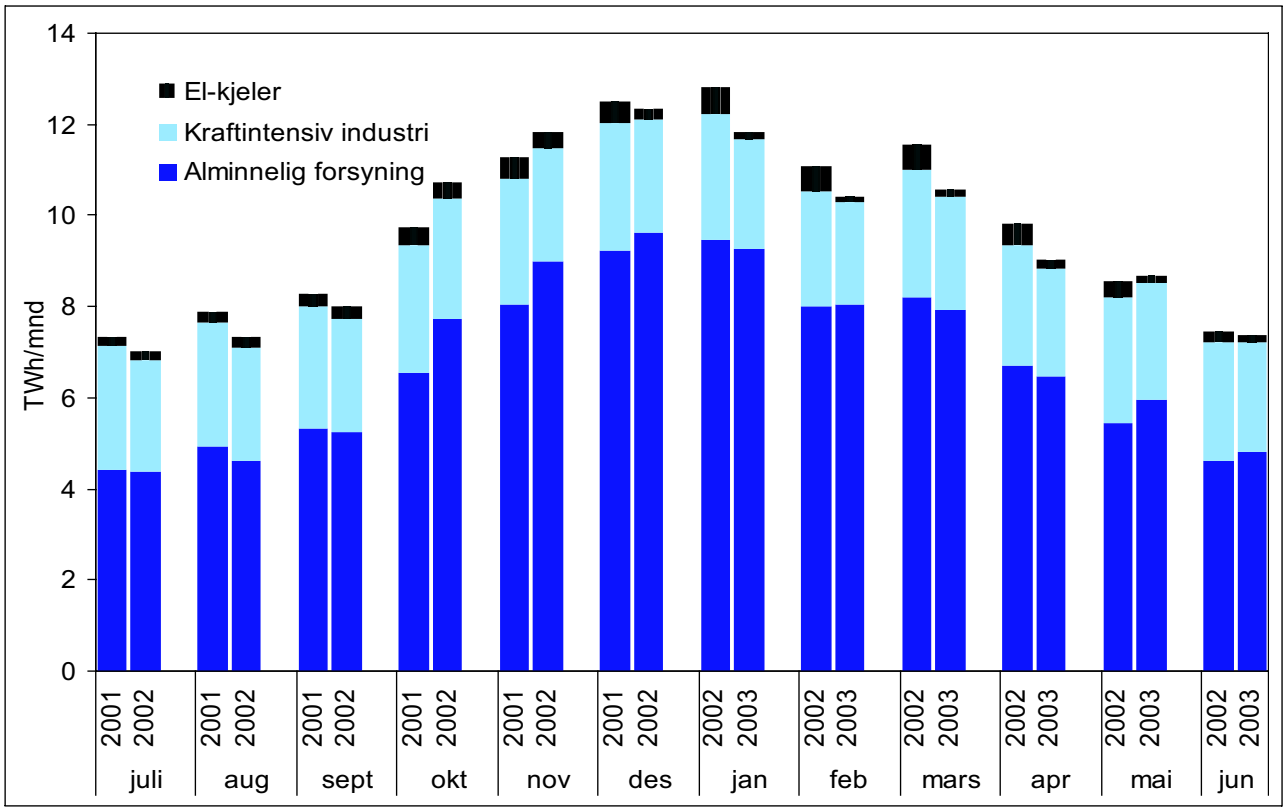
Totalt sett kan dette gi betydelige svingninger fra år til år i bruken av elektrisitet. For eksempel ble elektrisitetsforbruket i Norden redusert med 3 TWh fra 2001 til 2002 mens det steg med 8 TWh fra 2000 til 2001.

3.6.2 Nærmere om elektrisitetsforbruket i Norden

I andre halvår 2002 var forbruket av elektrisitet 2 prosent høyere enn i samme periode 2001, jf. figur 3.27. I første halvår 2003 var bruttoforbruket av elektrisitet i Norden 0,5 prosent lavere enn i tilsvarende periode året før. Fra juli 2002 til juni 2003 var det samlede forbruket i Norden 388 TWh. Dette er en økning på 0,7 prosent sammenliknet med foregående 12-månedersperiode. Veksten i forbruket var størst i Finland. Sverige og Danmark hadde en moderat økning i forbruket, mens forbruket gikk ned i Norge.

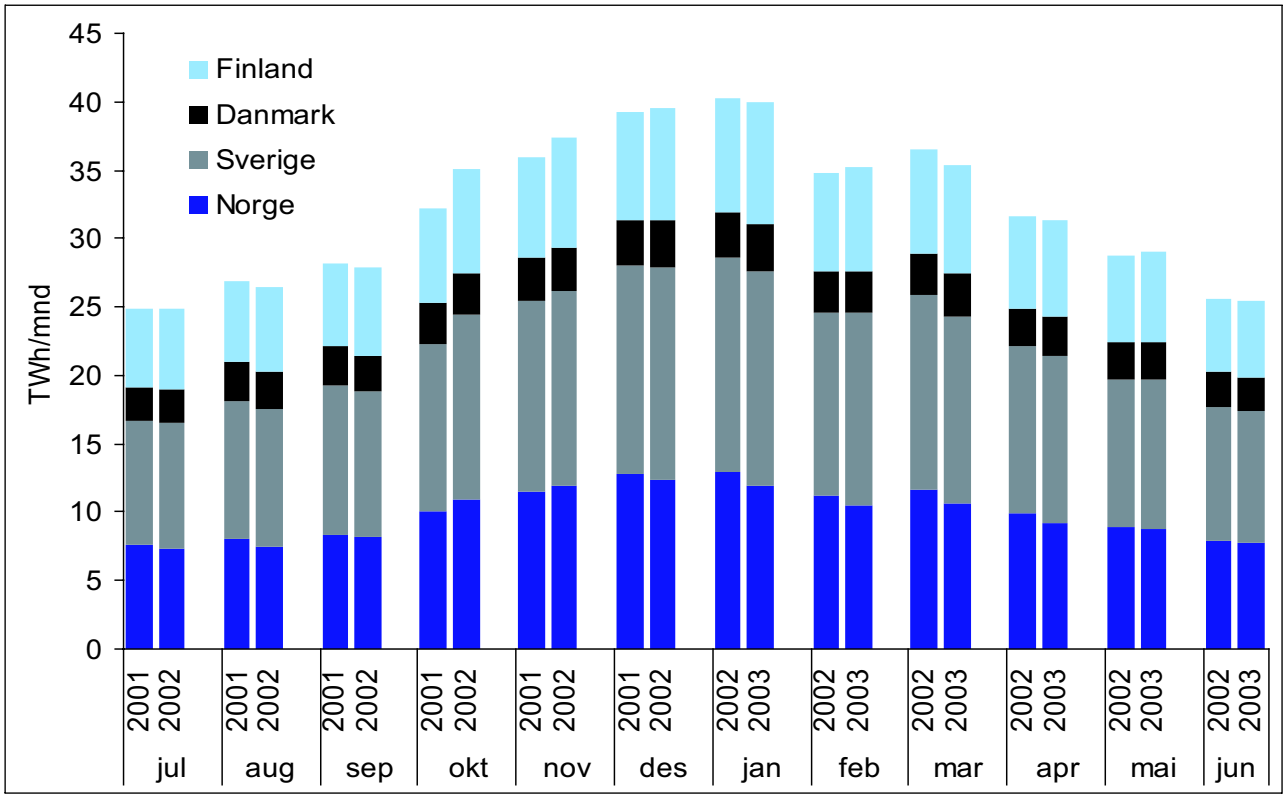
I Sverige var forbruket fra juli 2002 til juni 2003 149 TWh. Sammenlignet med året før er det en økning på 1,5 TWh. Økningen var størst det første halvåret. Fleksibiliteten i elektrisitetsforbruket i Sverige kan være mindre enn i Norge blant annet på grunn av lavere andel elektrisitet til oppvarming.

I Danmark var forbruket av elektrisitet i 12-månedersperioden fra juli 2002 til juni 2003 35,5



Figur 3.27 Brutto elektrisitetsforbruk fordelt på sektor i Norge. TWh/mnd

Kilde: NVE



Figur 3.28 Månedlig bruttoforbruk av elektrisitet i nordiske land. TWh/mnd

Kilde: NVE, Energistyrelsen, Statistiska centralbyrån, Energia

TWh. Sammenliknet med foregående periode på tolv måneder er dette en økning på 0,3 TWh. I Danmark er forbruket av elektrisitet lavt sammenliknet med de andre nordiske landene.

I Finland var forbruket av elektrisitet i 12-månedersperioden fra juli 2002 til juni 2003 86 TWh. Sammenliknet med foregående periode på tolv måneder er dette en økning på nærmere 4 TWh. I Finland står den kraftintensive industrien for halvparten av forbruket av elektrisk kraft. Denne industrien er også eiere av en betydelig andel av produksjonskapasiteten.

3.6.3 Nærmere om elektrisitetsforbruket i Norge

Det har vært en betydelig vekst i forbruket av elektrisitet i Norge de siste ti årene. Utviklingen har imidlertid variert fra år til år, blant annet på grunn av forskjeller i temperaturer, konjunkturvariasjoner og varierende priser på elektrisitet. Figur 3.28 viser utviklingen i bruttoforbruket av elektrisitet i Norge fra juli 2001 til og med juni 2003.

Samlet for andre halvår 2002 var forbruket om lag like høyt som i samme periode året før. I første halvår 2003 var kraftforbruket lavere enn i samme periode året før. Særlig var forbruket lavere fra januar til april 2003 enn i tilsvarende måneder i 2002. Samlet for første halvår 2003 var forbruket om lag 4 TWh lavere enn i samme periode i 2002. Spesielt var forbruket lavere i kraftintensiv industri og i elektrokjeler.

Det samlede innenlandske bruttoforbruket av elektrisitet i tolvmånedersperioden fra juli 2002 til juni 2003 var 117 TWh. Dette er en nedgang på 3,8 TWh eller om lag 3 prosent fra foregående tolvmånedersperiode.

Forbruket i *alminnelig forsyning* var i tolvmånedersperioden fra juli 2002 til juni 2003 om lag 2 TWh høyere enn den foregående tolvmånedersperioden. Særlig i andre halvår 2002 var forbruket høyere enn i samme periode året før. I første halvår 2003 var forbruket om lag på samme nivå som i samme periode i 2002.

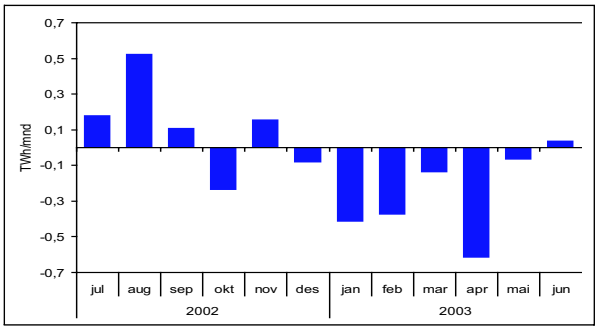
Temperaturene var gjennomgående lavere vinteren 2002-2003 enn foregående vinter. Temperaturkorrigert forbruk i alminnelig forsyning i tolvmånedersperioden fra juli 2002 til juni 2003 er anslått å ha blitt redusert med om lag 1 TWh i forhold til foregående tolvmånedersperiode, jf. boks 3.8.

Forbruket i kraftintensiv industri kan variere betydelig fra år til år blant annet på grunn av konjunktursvingninger og valutakurssvingninger. Forbruket i 12-månedersperioden fra juli 2002-juni 2003 ble 29,5 TWh. Dette er en nedgang på 3 TWh sammenlignet med året før.

Nedgangen i forbruket i kraftintensiv industri må ses i sammenheng med at store deler av sektoren var inne i en lavkonjunkturperiode. Dette ga et lavere aktivitetsnivå. Videre bidro de høye prisene til noe lavere forbruk utover vinteren 2002-2003. Noen av bedriftene reduserte forbruket,

Boks 3.8 Temperaturkorrigert forbruk vinteren 2002-2003

Mye av elektrisitetsforbruket i alminnelig forsyning går til oppvarming. Det utarbeides temperaturkorrigerte anslag for forbruket i alminnelig forsyning for å få et bedre bilde av den underliggende utviklingen. Figur 3.29 gir anslag for endring i temperaturkorrigert forbruk i alminnelig forsyning fra juli 2002 til juni 2003 sammenlignet med tilsvarende periode året før. Med unntak av november 2002 ble det i vintermånedene anslått en viss nedgang i det temperaturkorrigerte forbruket i alminnelig forsyning. Av figuren framgår det at det blant annet var store endringer i temperaturkorrigert forbruk i perioden januar til april 2003. Metoden som benyttes for å utarbeide temperaturkorrigerte tall, gjør at den er best egnet til å se på utviklingen over noe tid. Månedstall for temperaturkorrigert forbruk må tolkes med forsiktighet.



Figur 3.29 Beregnet endring i temperaturkorrigert forbruk pr. måned i alminnelig forsyning i 2002-2003 sammenlignet med 2001-2002. TWh/mnd

Kilde: NVE

Boks 3.9 Kjelmarkedet

Kjelmarkedet utgjør en vesentlig del av den infrastrukturen som skal ivareta en viss fleksibilitet i elektrisitetssystemet. Elektrokjeler kan fyre både med olje og elektrisitet, og normalt velger man å bruke den energibæreren som til enhver tid er billigst. Elektrokjeler er installert både i industri, i tjenesteytende sektor og i husholdninger. Små husholdningskjeler inngår imidlertid ikke i statistikkgrunnlaget.

Vanligvis er kjelforbruket høyest på vinteren og lavest på sommeren. Dette gjenspeiler at deler av kjelmarkedet er knyttet til veksthussektoren og andre sektorer som bruker dette til oppvarming. En stor del av forbruket er imidlertid i treforedlingsindustrien som er uavhengig av sesong. Prisforholdet mellom strøm og olje er av stor betydning for elektrisitetsforbruket i slike kjeler. De siste 10 årene har forbruket av elektrisitet i kjelmarkedet variert mellom 4,5 og 8,3 TWh pr. år.

mens andre valgte å stoppe anlegg for å gjennomføre revisjon og vedlikehold, og dermed flytte produksjonen i tid. I tillegg utsatte enkelte bedrifter oppstart av nye produksjonslinjer.

Nedgangen i forbruket var størst i desember og januar, jf. figur 3.30. I disse månedene var forbruket redusert med mer enn 0,3 TWh pr. måned sammenliknet med året før.

Figur 3.31 viser forbruksreduksjon i elektrokjeler fra juli 2002-juni 2003 sammenlignet med året før, jf. også boks 3.9. Forbruk av elektrisitet i kjelmarkedet var langt lavere vinteren 2002-2003 enn foregående vinter. Samlet forbruk for 12-månedersperioden juli 2002 til juni 2003 var mer enn 2 TWh lavere enn tilsvarende periode året før. Dette var nær en halvering av forbruket.

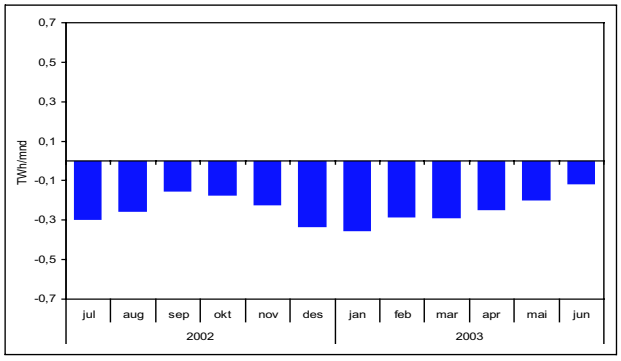
Forbruket var særlig lavere fra november og gjennom vintersesongen. Den største reduksjonen i forbruket fant sted i januar–mars, jf. figur 3.31. I denne perioden viste forbruket i elektrokjeler en nedgang på 0,4 TWh pr. måned sammenliknet med året før. For andre halvår 2002 var forbruket om lag 0,4 TWh lavere enn i tilsvarende periode året før, mens det i første halvår 2003 var 1,9 TWh lavere.

Det finnes ikke velegnet statistisk grunnlag for å vurdere regionale forskjeller i tilpasningene i kraftmarkedet vinteren 2002-2003. I boks 3.10 diskuteres imidlertid utviklingen i noen utvalgte kommuner basert på en undersøkelse gjennomført av NVE.

3.6.4 Forbruk av andre energibærere

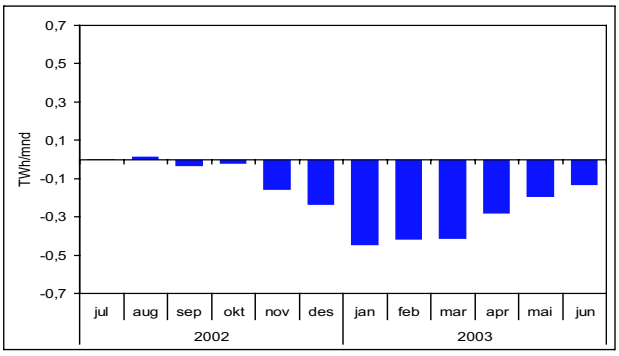
På kort sikt vil alternativer til bruk av elektrisitet i første rekke finnes innen oppvarming av vann og bygninger. De viktigste alternativene vil være ved og ulike petroleumsprodukter, jf. figur 3.33 som viser utviklingen i stasjonært energibruk de siste ti årene.

Det er relativt stor usikkerhet knyttet til forbruket av olje og ved vinteren 2002-2003. For olje har en god statistikk for salg av fyringsoljer. Det er imidlertid usikkerhet om utviklingen i lagerholdet og dermed forbruket. For ved er det blant annet



Figur 3.30 Forbruksendring i kraftintensiv industri pr. måned i 2002-2003 sammenlignet med 2001-2002. TWh/mnd

Kilde: NVE



Figur 3.31 Forbruksendring i el-kjeler pr. måned i 2002-2003 sammenlignet med 2001-2002. TWh/mnd

Kilde: NVE

Boks 3.10 Nærmere om forbruksreduksjonen i utvalgte områder

NVE har gjennomført en undersøkelse av forbruksutviklingen i noen utvalgte kommuner for å få mer innsikt i hvordan ulike forbrukergrupper reagerte på de høye kraftprisene. I utvalget er kommunene Saltdal, Bergen, Kristiansand, Engerdal og kommunene Seljord, Nissedal, Kvitseid, Tokke og Vinje i Vest- Telemark. Utvalget omfatter kommuner med ulike boforhold, klima, tilgang på alternative oppvarmingskilder og kraftpriser.

I utvalget er både kommuner med kystklima, innenlandsklima, spredt bosetting, tett bosetting og andre ulike karakteristika representert, jf. tabell 3.2.

Forbrukstallene ble sammenlignet med lokale temperaturobservasjoner og kraftprisen hos den dominerende kraftleverandøren i område. Funn i undersøkelsen bekrefter registreringene på nasjonalt nivå. Frem til årsskiftet 2002-2003 var forbruket omtrent på samme nivå som tidligere når en tar hensyn til temperaturvariasjoner. I første del av 2003 var imidlertid forbruket noe lavere enn NVE forventet, tross lave temperaturer.

Husholdningene i undersøkelsen viser lavest respons på prisendringer. De større aktørene ser ut til å følge prisutviklingen mer bevisst, og særlig forbruk i elkjeler. Som figur 3.32 viser, er det betydelige forskjeller i prisene for kraft fra den dominerende aktøren i den aktuelle kommune i perioden september 2002 til august 2003. Tokke og Vinje kommune i Vest-Telemark mottat konsesjonskraft til en fast pris og ligger lavt hele året. Prisene varierer fra litt over 20 øre/kWh til helt opp til 120 øre/kWh i utvalget.

Det ble ikke funnet forskjeller i tilpasning i områder med stort innslag av vedfyring i forhold til områder der det var forventet mer begrenset bruk av ved. Her er imidlertid datagrunnlaget relativt usikkert. For å undersøke om pris på elektrisitet ga utslag på hvordan tjenesteytende sektor tilpasset seg, ble forbruket i seks kommuner i Telemark undersøkt. To kommuner med tilgang til konsesjonskraft ble sammenlignet med fire kommuner uten konsesjonskraft. I kommunene med markedspris var det en økning i forbruket på 2 prosent fra vintersesongen 2001-2002 til 2002-2003. I kommunene med konsesjonskraft var det en økning på 4 prosent.

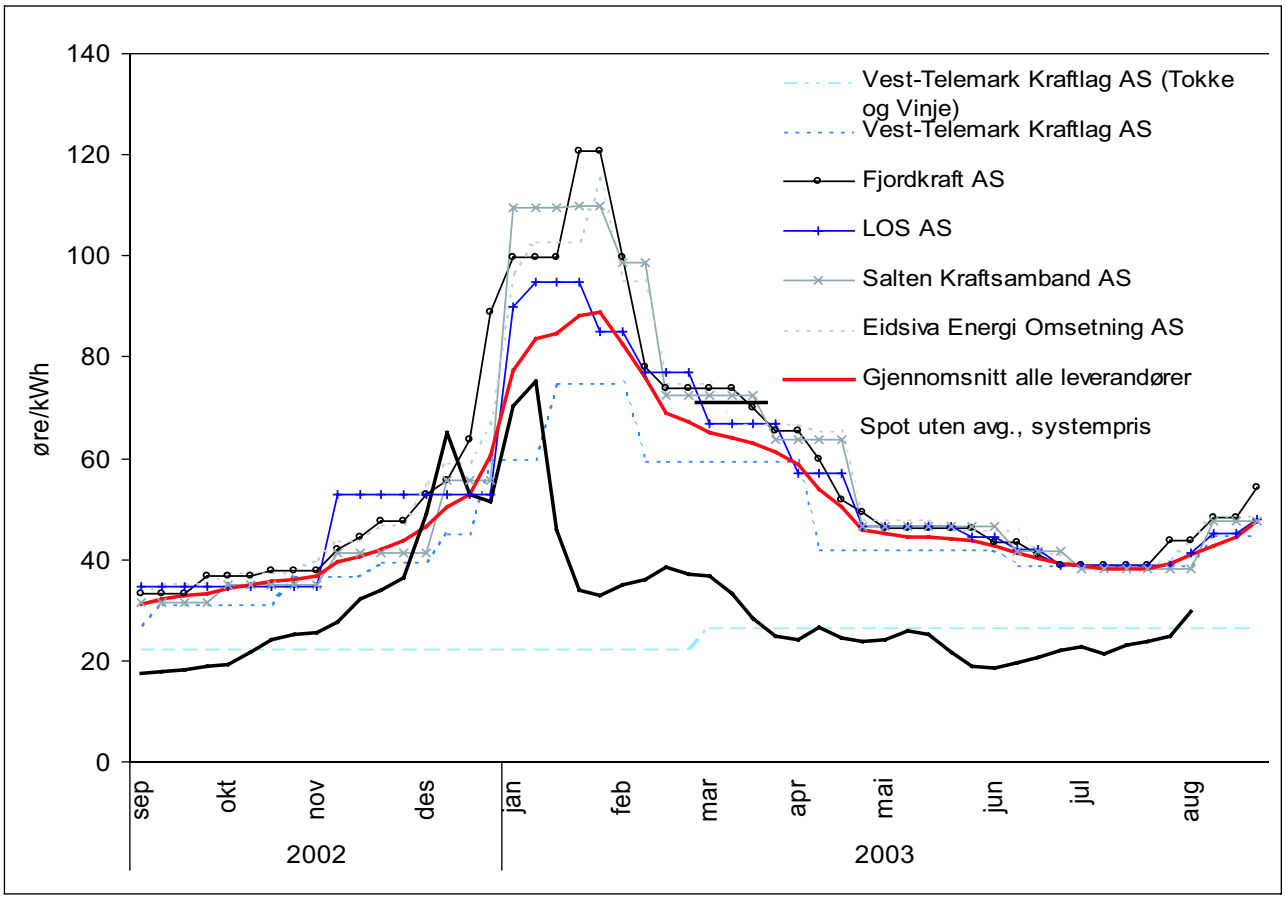
Tabell 3.2 Karakteristika for kommunene i forbruksundersøkelse for kommuner

	Bebyggelse	Klima	Skogområde/ Ved som substitutt	Konsesjonskraft	Årsvolum i utvalget, GWh
Saltdal	Forholdsvis spredt	Nordland, innland	Ja	Nei	60
Bergen	By og tett-bygd	Vestkyst	Lite	Nei	75
Kristiansand	Tett og spredt	Kystklima	Noe	Nei	6
Engerdal	Tett og spredt	innlandsklima, kaldt	Ja	Nei	30
Vest Telemark	Svært spredt	innlandsklima	Ja	Ja, to av de seks kommunene	40

Kilde: NVE

usikkerhet om størrelsen av produksjonen i Norge. For å bedre grunnlaget for å vurdere forbruket gjennom vintermånedene 2002-2003 gjennomførte NVE våren 2003 noen intervju-undersøkelser, jf. boks 3.12.

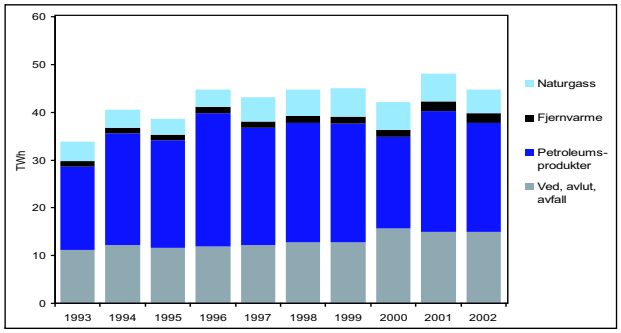
Det var en betydelig økning i salget av oljeprodukter i perioden oktober 2002 til april 2003, sammenlignet med året før. Samlet økte for eksempel salget av oljeprodukter i denne perioden med om lag 20 prosent. Selv med usikkerhet knyttet til utviklingen i lagerhold, peker dette i retning av en betydelig vekst i bruken av olje vinteren og våren 2003. Det økte salget tilsvarer en økning i brutto tilført energi på anslagsvis 3,5 TWh. Gitt en virkningsgrad på 70 prosent, tilsvarer dette en netto energitilførsel på om lag 2,5 TWh, jf. figur 3.35.



Figur 3.32 Kraftpriser hos dominerende aktør i en utvalgt kommune. NVEs forbruksundersøkelse. Øre/kWh

Kilde: NVE

I volum er veksten størst innenfor gruppene boliger, forretningsbygg, kontorer mv. Økningen i salget av olje må ses i sammenheng med reduksjon i bruken av elektrisitet i elkjeler som har brenselsfyrt reserve.



Figur 3.33 Sammensetningen av energibruken i Norge i ulike år. TWh

Kilde: Statistisk sentralbyrå

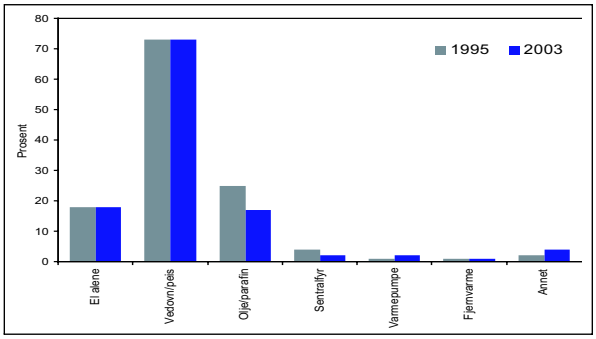
Det synes også å ha vært en betydelig økning i bruken av ved, jf. boks 3.12. Omfanget av bruken av ved i husholdningene er imidlertid svært usikker. Tall fra SSB bygger på anslag både for vedomsetning og bruk av ved som ikke omsettes. Vedmarkedet er preget av svært mange og uensartede aktører. En stor del av forbruket er basert på egen hogst av ved eller tilgang på ved som ikke går via omsetningsledd. På forbrukssiden utgjør, ifølge SSB, andelen «kjøpt ved» bare 30 prosent, og omfatter både vedforhandlere og direkte salg fra skogeiere. De resterende 70 prosent er ved som anskaffes på andre måter, først og fremst selvhogst.

Boks 3.11 Nærmere om oppvarming i husholdningene

Den siste undersøkelsen av hvilke typer oppvarmingsutstyr som finnes i husholdningene ble gjennomført av SSB i 1995 i forbindelse med kartleggingen av energiforbruket i husholdningene. I forbindelse med kraftsituasjonen 2002-2003 ble det utført en undersøkelse av NVE for å kartlegge fleksibiliteten i husholdningenes energiforbruk knyttet til oppvarming. Undersøkelsen ble gjennomført ved telefonintervjuer av et landsrepresentativt utvalg av husstander (1000 stk).

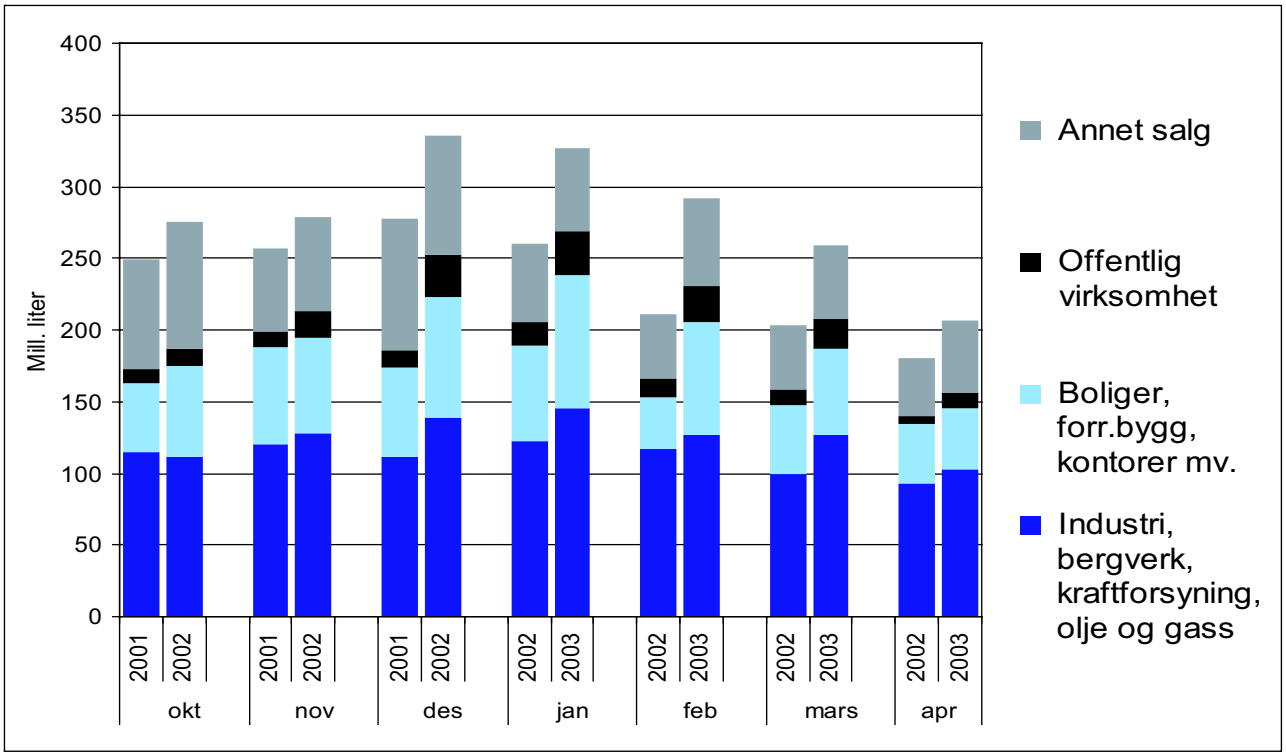
Husholdningene ble spurt om hva slags oppvarmingsutstyr boligen har, og kun 18 prosent svarte at de ikke har annet enn elektrisitet til oppvarming. I SSBs kartlegging[1] ble denne andelen i 1995 også anslått til 18 prosent. Andelen av husholdninger som har mulighet for å benytte olje eller parafin er i NVEs undersøkelse anslått til 17 prosent, jf. figur 3.34. I SSBs kartlegging ble denne andelen i 1995 anslått til 25 prosent. Dette peker i retning av at fleksibiliteten gjennom overgang fra elektrisitet til fyringsoljeprodukter er redusert.

[1] SSB-rapport 99/22, «Energibruk til stasjonære og mobile formål per husholdning 1993, 1994 og 1995», Ann Christin Bøeng og Runa Nesbakken



Figur 3.34 Husholdningenes oppvarmingsutstyr fordelt på teknologi. Prosent

Kilde: Statistisk sentralbyrå



Figur 3.35 Salg av petroleumsprodukter til stasjonære formål. Mill. liter

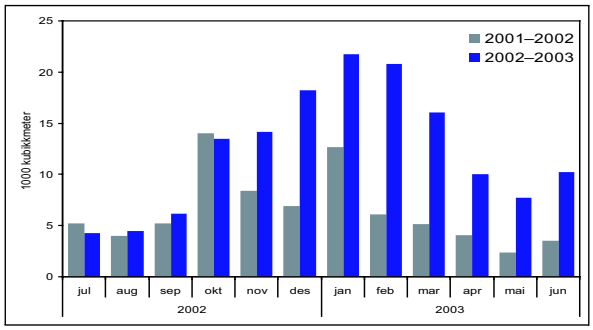
Kilde: Statistisk sentralbyrå

Boks 3.12 Forbruk av ved, lut og avfall

Netto innenlands forbruk av «ved, avlut, avfall» i tjenesteyting, husholdning, mv. er av SSB beregnet til å være 7,2 TWh i 2002. Dette er i all hovedsak vedforbruk i husholdningene. SSB har foreløpig ikke publisert tall for vedsalget i 2003. Det foreligger imidlertid tall for import av ved. I tillegg har NVE foretatt en undersøkelse knyttet til noen sentrale leverandører av ved. Både importtallene og NVEs undersøkelse tyder på en sterk økning i vedsalget vinteren 2002-2003, jf. figur 3.36.

Vedimporten økte med 116 GWh i perioden oktober til april 2002-2003 sammenlignet med samme periode året før. I NVEs undersøkelse rapporteres det om 20 prosent økning i salget, med 10 prosent som laveste og 75 prosent som høyeste salgsøkning. En økning i forbruket på 20-30 prosent vil tilsvare en netto tilført energi i underkant av 1 TWh.

I følge NVEs undersøkelse var mange vedforhandlere utsolgt for ved allerede rundt årsskiftet, og noen hadde knapt ved igjen å selge på slutten av fyringssesongen. Dette skjedde selv om importen var rekordhøy. De fleste leverandører oppga at de kunne ha solgt betydelig mer, dersom de hadde hatt mer ved å selge. Dette tyder på at veksten i forbruket ble begrenset av tilgangen. Trolig kunne ikke den økte etterspørselen i enda større grad bli dekket ved import fordi det tar tid både å etablere kontakter og å få gjennomført importen fysisk. Mange av de spurte sier også at kundegrunnlaget økte siste fyringssesong. Det er registrert en stor økning i antallet vedleverandører landet rundt i løpet av vinteren og salget av utstyr beregnet for vedproduksjon har økt betydelig det siste året.



Figur 3.36 Nettoimport av ved til Norge. 1000 kubikkmeter

Kilde: Statistisk sentralbyrå

4 Vurdering av kraftsituasjonen 2002–2003

4.1 Innledning

Tilsigene til kraftmagasinene i de nordiske landene ble det laveste som er registrert siden målingene startet i 1931. Samlet tilsvarte svikten et produksjonsbortfall på om lag 35 TWh i forhold til et normalår. Energitapet tilsvarer til sammenligning rundt en tredjedel av forbruket av strøm i Norge i løpet av et år. Perioden med lavt tilsig høsten 2002 var imidlertid for kortvarig til at den førte til rekordlave tilsig på årsbasis.

Det spesielle for 2002 var at tilsigssvikten var svært kraftig over et relativt kort tidsrom, og at den største svikten i tilsiget inntraff like i forkant av tappesesongen. På dette tidspunktet skal magasinene vanligvis være fylt opp for å muliggjøre produksjon frem til vårsmeltingen, jf. kapittel 3.7. Det nordiske kraftsystemet hadde dermed meget kort tid på å tilpasse seg en situasjon med et betydelig bortfall av elektrisk energi.

Kraftprisene vinteren 2002-2003 ble svært høye. Dette fikk konsekvenser for mange forbrukere. Kombinasjonen av den tilpasningen som fant sted i markedet og en gunstig værutvikling i 2003, bidro til at magasinfyllingen ikke kom ned på et kritisk nivå denne vinteren.

Erfaringen med tilsigsvariasjonene fra år til år viser at det er sannsynlig at liknende situasjoner med stor tilsigssvikt vil oppstå igjen. Erfaringene viser også at konsekvensene kan være langvarige. For eksempel har forholdene i kraftmarkedet utover sommeren og høsten 2003 vært preget av ettervirkningene av forrige vinter.

En vurdering av vinterens situasjon må nødvendigvis skje i etterkant når de fleste viktige størrelser er blitt kjent. I en slik gjennomgang må en ta hensyn til at produsentene og forbrukernes løpende disponeringer skjedde i en situasjon hvor det var stor usikkerhet knyttet til utviklingen i kraftmarkedet.

Som bakgrunn for vurderingen av kraftsituasjonen 2002-2003 ble det satt i gang en rekke utredninger på oppdrag av Olje- og energidepartementet. En oversikt over rapportene er gitt i vedlegg.

De sentrale overføringsnettene i Norden er knyttet sammen og legger grunnlaget for det nordiske kraftmarkedet. Vurderingen av utviklingen av produksjon, overføring og forbruk av kraft i Norge må ses i sammenheng med utviklingen i Norden. I gjennomgangen av utviklingen i Norge er det lagt vekt på om magasindisponeringen burde vært annerledes. Det gjøres også en vurdering av forbrukernes tilpasninger til kraftsituasjonen. I kapittel 4.5 er det gitt en gjennomgang av de velferdsmessige konsekvensene av vinterens kraftsituasjon.

4.2 Forløpet i kraftsituasjonen vinteren 2002–2003

4.2.1 Den løpende utviklingen i kraftsituasjonen

Mer nedbør enn normalt gjennom vinteren og våren 2002 og en tidlig vårflom ga en rask oppfylling av magasinene i løpet av sommeren. Frem til ca 1. august var fyllingsgraden over det normale, jf. figur 3.9. På sensommeren sviktet imidlertid nedbøren. Nedbørsvikten, som vedvarte utover høsten, førte til raskt synkende tilsig og forverret magasinutvikling. Samtidig opplevde både Sverige og Norge et brått omslag til kaldt vær med lavere temperaturer enn normalt for årstiden, jf figur 3.4. Dette ga en sterk økning i forbruket av elektrisitet, og førte til at produksjonen av vannkraft ble opprettholdt på et relativt høyt nivå til tross for tilsigssvikten. I begynnelsen av høsten var det stor usikkerhet om den videre utviklingen i tilsig og temperaturer. Samtidig var også kjernekraftproduksjonen i Sverige på et lavt nivå på grunn av revisjoner i enkelte kjernekraftverk. Det var også begrensinger i importen inn til Norden. En av kablene mellom Tyskland og Danmark og en av Skagerakkablene mellom Norge og Danmark var ute av drift. Polen-kabelen hadde eksport fra Sverige helt frem til den falt ut i midten av oktober.

I begynnelsen av november startet NVE å publisere ukentlige situasjonsrapporter for utviklingen i kraftmarkedet. Situasjonsrapportene dokumenterte og kommenterte utviklingen i mar-

kedet i foregående uke og refererte de meteorologiske og hydrologiske utsiktene fremover.

Magasinfyllingene i Norge fortsatte å synke raskt gjennom november til tross for at importen var økende, både til Norge og Norden, jf. figur 3.19 og 3.21. Tilstramningen av kraftsituasjonen ga utslag i økende priser. Fra september til november økte spotprisen på kraft fra 17 til 35 øre/kWh. Endringer i spotprisen fikk gradvis utslag i sluttbrukerprisene til husholdninger og næringsliv.

I slutten av november kom den norske magasinfyllingen under minimumsverdien som var registrert for dette tidspunktet i det statistiske materiale. I sin ukentlige oppdatering av magasinfyllingen meldte NVE 27. november at:

> «Fyllingsgraden for norske og svenske vannmagasiner er svært lave for årstiden. NVE er bekymret for utviklingen, og for områder med fare for lokal knapphet kan det bli aktuelt med egne prisområder. NVE følger markedssituasjonen nøye og vurderer situasjonen fortløpende».

Desember ble preget av fortsatt lave tilsig kombinert med høy og økende forbruksbelastning på grunn av kaldt vær. Den 4. desember kom nye magasintall som viste en fortsatt sterk nedgang i magasinene og en fyllingsgrad på i overkant av 60 prosent. Dette representerte et avvik i magasinene på mer enn 17 TWh i forhold til normalt og var også under minimumsverdiene for magasinfyllingen som er registrert for denne uken. I NVEs vurdering av kraftsituasjonen ble det uttrykt ytterligere grunn til bekymring. Denne dagen var det også lave temperaturer og en høy forbruksbelastning i det nordiske markedet. Markedssituasjonen ga seg utslag i en sterk økning i prisene på den nordiske kraftbørsen for kraft levert de nærmeste ukene.

Med hjemmel i systemansvarsforskriften meldte Statnett den 5. desember at Norge ville bli delt inn i 4 prisområder mot normalt 2 områder med virkning fra 16. desember. Begrunnelsen var en vurdering av at forsyningssituasjonen kunne bli særlig anstrengt på Vestlandet. Samtidig var det et signal blant annet til produsentene om å spare på vannet i disse områdene.

Den 11. desember ble det avholdt et møte mellom den svenske Näringsministeren og den norske Olje- og energiministeren for å drøfte den anstrengte kraftsituasjonen i det nordiske kraftmarkedet. I en felles pressemelding ble det blant annet understreket at det nordiske markedet sto ovenfor en stor utfordring som krevde at alle aktørene i markedet viste ansvar og at all tilgjengelig overførings- og produksjonskapasitet ble tatt i bruk.

Den 12. desember ble det sendt brev fra NVE til alle enheter i Kraftforsyningens beredskapsorganisasjon (KBO) med tanke på å gjennomgå og oppdatere planer for håndtering av en eventuell rasjoneringssituasjon.

Gjennom desember var det fortsatt synkende fyllingsgrad i magasinene, kaldt vær og tilhørende høyt forbruk. Spotprisen på kraft i uke 51 nådde en foreløpig rekord med et gjennomsnitt på 65 øre/kWh. Etter en periode med redusert kapasitet over enkelte kabelforbindelser, gikk det imidlertid nær full import inn til Norge og Norden. En økende andel av den termiske reservekapasiteten i Norden ble tatt i bruk.

Den 17. desember redegjorde Olje- og energiministeren for kraftsituasjonen i Stortinget. I redegjørelsen ble det lagt vekt på at kraftmarkedet var i en anstrengt situasjon, og at tiltak ble vurdert i forhold til den videre utviklingen i situasjonen.

I NVEs vurdering av kraftsituasjonen 18. desember 2002 ble det uttrykt fortsatt bekymring, særlig knyttet til at magasinene i Sør-Norge ble tappet ned raskt.

Den 20. desember varslet Olje- og energiministeren at Regjeringen snarest mulig ville sette i gang en rekke informasjonstiltak om energisparing for å avlaste den bekymringsfulle kraftsituasjonen. NVE ville som ansvarlig energimyndighet få ansvaret for å gjennomføre informasjonstiltakene.

Året 2002 gikk ut med temperaturer godt under det normale både i Norge og Sverige, samtidig som magasinene var tappet ned til rekordlavt nivå i begge land. Tilsiget var fortsatt svært lavt. Ved slutten av året ble det klart at Norge hadde hatt en tilsigssvikt på nærmere 19 TWh i løpet av høsten, mens Sverige hadde hatt en tilsigssvikt på nærmere 15 TWh.

Året 2003 ble innledet med til dels meget kaldt vær og en ytterligere økning i forbruksbelastningen. På dette tidspunktet gikk det nær full import til Norge og Norden, samtidig som en stor del av reservekapasiteten i det nordiske kraftsystemet var tatt i bruk. Vannkraftmagasinene i uke 2 ble registrert med en fyllingsgrad på 46,4 prosent, et avvik på 20 TWh i forhold til normalt nivå. I løpet av første del av januar ble det igangsatt tiltak for å spare på strømforbruket gjennom informasjonskampanjer i media og innføring av støttetiltak for varmepumper, jf. boks 4.7. Produsentene ble videre oppfordret til å begrense nedtappingen av

Boks 4.1 Om tiltak som ble gjennomført vinteren 2002-2003

I Norge ble det fra 16. desember opprettet to nye elspot-områder på Vestlandet og Nord-Vestlandet, jf. boks 3.6. Opprettelsen av de to nye elspot-områdene var begrunnet i ressurssituasjonen i områdene.

For å informere om situasjonen opprettet NVE egne internettsider om kraftsituasjonen, hvordan kraftmarkedet virket, og svar på de spørsmålene som forekom hyppigst. Da det ble kjent at enkelte kraftleverandører trakk seg fra markedet, gikk NVE ut med informasjon til alle omsetningskonsesjonærer om at kunder som havnet på leveringsplikt måtte behandles slik at ulempene ble minst mulig. NVE gav også nettselskapene mulighet til å fakturere oftere hvis kundene ønsket det, uten å kreve avlesning av målerstand.

Det ble foreslått å åpne for tapping under laveste regulerte vannstand (LRV) dersom magasinsituasjonen satte forsyningssikkerheten i fare. NVE vurderte mulighetene og fant at dette praktisk lot seg gjøre i en rekke magasiner, men med potensielt negative konsekvenser. Et slikt tiltak ville også hatt konsekvenser for den påfølgende vinter. Ut fra denne vurderingen ble det ikke gått videre med tiltaket fra myndighetenes side.

Før jul ble NVE kontaktet av aktører som ønsket informasjon om konsesjonsbehandling av midlertidige mobile kraftverk. NVE utredet konsesjonsforholdene og tok i tillegg kontakt med SFT for å avklare eventuell behandling for nødvendige tillatelser etter forurensningsloven. NVE mottok 13. januar en søknad fra Statnett med flere om bygging og drift av et midlertidig 150 MW gasskraftverk på Kollsnes i Hordaland. Konsesjonssaken ble etter forberedelser i forkant, behandlet i løpet av 2 dager, møter med SFT inkludert. Terminprisene på kraft utover våren begynte å synke og søker valgte å ikke realisere prosjektet.

Regjeringen la i St. prp. nr. 42 (2002-2003) den 17. januar 2003 frem et forslag om å sette i gang en landsomfattende informasjonskampanje på bakgrunn av den anstrengte energisituasjonen vinteren 2002-2003, jf. nærmere omtale i boks 4.6.

I samme proposisjon la Regjeringen frem et forslag om tilskuddsordning for elektrisitetssparing i husholdningene, jf. nærmere omtale i boks 4.7.

Departementet hadde vinteren 2002-2003 kontakt med kraftbransjen blant annet knyttet til fakturering. Departementet oppfordret kraftselskapene til å ha fornuftige faktureringsrutiner. Departementet anmodet kraftselskapene om å tilby sine strømkunder en fornuftig oppdeling av strømregningen eller andre fleksible løsninger for kunder som fikk problemer med betalingen.

I løpet av vinteren ble det også satt i gang en rekke tiltak rettet mot forbrukere som hadde vanskeligheter med å betale de økte strømutgiftene, blant annet utvidelse av bostøtteordingen.

magasinene idet det var en reell frykt for at det kunne bli leveringsproblemer frem mot våren 2003.

Utsiktene til fortsatt kaldt vær og lave tilsig førte til sterkt økende priser i spotmarkedet. Prisene nådde et nivå på 77 øre/kWh i det nordiske markedet i første uke av januar. I forbindelse med vurdering av kraftsituasjonen 8. januar ble det uttalt fra NVE at:

> «De siste ukers utvikling i energisituasjonen er meget bekymringsfull, spesielt i Sør-Norge. Høyt forbruk på grunn av kaldt vær, lite tilsig til magasinene og høy produksjon i kraftverkene har medført at situasjonen er forverret.»

I siste halvdel av januar kom et omslag i værforholdene. For første gang siden juli 2002 kom det mer nedbør enn normalt og det ble mildere. De siste 3 månedene i 2002 hadde temperaturer omkring 2-3 grader under normalt i Norge og Sverige, men i siste del av januar 2003 steg temperaturene opp til mer normale nivå i begge land. Resultatet var en klar økning i tilsiget og reduksjon i forbruket. Dette førte til at prisene i spotmarkedet ble mer enn halvert i løpet av to uker. Norsk vannkraftproduksjon sank til et relativt lavt nivå i forhold til det normale for årstiden.

NVE opprettholdt sin vurdering av at situasjonen var meget bekymringsfull gjennom vintermånedene. Ressurssituasjonen var fortsatt anstrengt og usikkerheten om fremtidige tilsig og temperaturer var stor. På bakgrunn av dette ble det opp-

fordret til fortsatt sparing og understreket at det var behov for at importen holdt seg høy.

Resten av vinteren hadde en mer normal værutvikling. Februar og mars ble mildere enn normalt, noe som også bidro til en demping av forbruket. Vinterperioden etter årsskiftet 2002-2003 viste seg dermed å bli svært ulik begynnelsen av vinteren. Utviklingen i værsituasjonen og tilpasningen i markedet førte til en gradvis forbedring av kraftsituasjonen. I forbindelse med offentliggjøringen av magasinfyllingsgraden 19. mars vurderte NVE at kraftsituasjonen var bedret og at markedsutviklingen tydet på at sannsynligheten for en alvorlig knapphetssituasjon denne våren var betydelig redusert.

På slutten av tappesesongen endte den norske magasinfyllingen på omkring 18 prosent eller 15 TWh i Norge og 8 prosent eller 2,7 TWh i Sverige. Med en forsinket vårsmelting ville magasinfyllingen blitt lavere og kunne i verste fall blitt kritisk. I tillegg var kraftforsyningen forskånet for situasjoner med alvorlig teknisk svikt.

4.2.2 Var det grunn til bekymring for vårknipa 2003?

I ettertid kan en stille spørsmålet om vurderingen av kraftsituasjonen gjennom vinteren var tilfredsstillende fordi det viste seg å være nok vann i magasinene til å unngå en kritisk situasjon.

Flere usikkerhetsmomenter var til stede i vurderingene av kraftsituasjonen i løpet av vinteren, jf. også boks 4.2 om prognosene. Usikkerheten var blant annet knyttet til

- Nedre grense for magasinnivå
- Tilsigsutvikling
- Tidspunkt for vårsmeltingen
- Faktisk forbruksutvikling med hensyn på temperaturer, virkning av høye priser, sparekampanjen og stor mediaoppmerksomhet
- Uforutsette hendelser, som for eksempel utfall av kabler mv

Sammenlignet med tidligere laveste magasinnivåer, kan det synes som om nedtappingen i 2003 stoppet på et akseptabelt nivå med en fyllingsgrad på 18 prosent eller om lag 15 TWh. Det vil imidlertid kunne oppstå alvorlige problemer i kraftoppdekningen betydelig tidligere enn når en nærmer seg helt nedtappede magasiner. Den nedre grensen for en forsvarlig magasinfylling vil blant annet avhenge av hvor store forskjeller det er i magasinfyllingen mellom ulike områder i landet. Videre vil det for mange magasiner kunne være fysiske begrensninger som gjør at hele eller deler av magasinet ikke kan tappes ut så raskt som ønskelig. Restriksjoner i manøvreringsreglementet eller selvpålagte restriksjoner kan også begrense nedtappingen. NVE antok sist vinter at en magasinfylling for hele landet under 10 prosent eller 8 TWh ville kunne gi alvorlige problemer med kraftoppdekningen i deler av landet. På dette grunnlag kan marginen ved slutten av nedtappingen 2003 anslås til om lag 7 TWh.

Den gjennomsnittlige fyllingsgraden i magasinene på landsbasis gjenspeiler ikke nødvendigvis at enkelte områder kan ha en god magasinsituasjon sett i forhold til andre områder. Vurderingen av hva som er et kritisk nivå på magasinfyllingen på landsbasis må ses på bakgrunn av situasjonen i ulike områder. Vinteren 2002-2003 ble situasjonen i Sør-Norge vurdert som spesielt anstrengt, mens de øvrige områdene hadde en noe bedre magasinsituasjon. Korrigert for utviklingen i Sør-Norge kan den reelle marginen i magasinene ved slutten av nedtappingen vurderes å ha vært 4-5 TWh.

Det som ga en bedret utvikling i kraftsituasjonen utover ettervinteren og våren 2003 var blant annet en kombinasjon av mildt vintervær fra midten av januar, mer normalt tilsig gjennom ettervinteren og en tidlig start på snøsmeltingen. Importen til Norden var etter hvert blitt stor og mye reservekapasitet i de andre nordiske landene var tatt i bruk. Tilsiget til magasinene økte sterkt allerede rundt 20. april. Tidspunktet for starten av snøsmeltingen varier erfaringsmessig fra tidlig i april til midten av mai. En mer ugunstig værutvikling gjennom vinteren og våren kunne ha ført til et vesentlig kraftigere press på magasiner og priser, jf. boks 4.3 om ulike utfallsrom for tilsigene. I tillegg gikk forbruket noe ned ut over vinteren. Det var vanskelig å vurdere på forhånd hvor mye forbruket ville bli redusert. Vurdert i etterkant synes det derfor å ha vært reelle grunner for å opprettholde en sterk oppmerksomhet rundt utviklingen i kraftsituasjonen frem mot midten av mars. Selv på dette tidspunkt var balansen svært stram, og det var små marginer for eventuelle uforutsette hendelser som kunne redusert produksjonen eller kraftimporten.

I Sverige ble magasinfyllingen også svært lav. Med en fyllingsgrad på 8 prosent i uke 15 tilsvarte restmagasinet mindre enn en ukes forbruk i Sverige. Stor importmulighet, samt tilgang på kjernekraft og termisk kraft gjorde imidlertid at det reelt sett aldri var noen fare for en kritisk situasjon i Sverige.

Boks 4.2 Om prognosene

Den kritiske vurderingen gjennom tappesesongen gjaldt hvorvidt det samlet sett var tilstrekkelig magasinfylling og import til å dekke den fysiske etterspørselen gjennom vinteren. I forbindelse med vurdering av kraftsituasjonen 2002-2003 ble det utarbeidet prognoser av Statnett og NVE for magasinutviklingen frem til snøsmeltingen. Prognosene ble offentliggjort gjennom Nord Pools hjemmesider.

Prognosene ble foretatt for landet som helhet og for hvert delområde i Norge jf. inndelingen i figur 3.23. De ulike delene av landet var i svært forskjellige situasjoner i forhold til magasinfyllingen. Områdene har også ulik grad av fleksibilitet gjennom overføringskapasitet til og fra andre områder.

De første prognosene ble offentliggjort i februar. For alternative tilsigsscenarier viste prognosene tidlig på vinteren at det norske magasinnivået kunne komme ned på et kritisk nivå mot slutten av vinteren.

Analyser som krever at det gjøres forutsetninger om produksjon, forbruk og import frem i tid, er usikre. Likevel vil bruk av modeller kunne gi en indikasjon på utviklingen i kraftsituasjonen under ulike forutsetninger. Usikkerheten rundt prognosene som ble utført tidlig på vinteren var særlig knyttet til utviklingen i temperaturer. Temperaturforholdene har stor betydning for utviklingen i tilsig og forbruksbelastning. På forbrukssiden var det også usikkerhet rundt hvordan forbrukerne ville respondere på priser og mediaoppmerksomheten om kraftsituasjonen. Dessuten var det usikkerhet knyttet til blant annet kraftflyten over Polen-kabelen og igangsetting av reservekraftverk i våre naboland.

Ut fra prognosene[1] tidligere på vinteren var det særlig situasjonen i områdene sør for Dovre som ga grunn til bekymring for utviklingen frem til vårsmeltingen.

Vestlandet (NO2) ble tidlig definert som et område der risikoen for en anstrengt situasjon var stor. Dette skyldes at området har liten importkapasitet og at fyllingen i dette området kom lavt på et tidlig tidspunkt. Området har forholdsvis mye kraftintensiv industri, noe som førte til at forbruket innenfor området tilpasset seg bedre enn fryktet. I tillegg ble også produksjonen etter hvert betraktelig redusert i forhold til Statnetts prognoser. Prognosene viste at sannsynlig minimumsnivå ville nås i uke 17 med en magasinfylling på 7 prosent. Den faktiske utviklingen ga et minimumsnivå i uke 17 på 14 prosent.

Utover vinteren ble også Sør-Norge (NO1) definert som et utsatt område. Dette hadde spesielt sammenheng med stadig lavere fyllingsgrad for området. Utover vinteren bedret situasjonen seg, noe som hadde sammenheng med redusert forbruk og at produksjonen etter hvert ble mindre enn Statnetts prognoser indikerte. Prognosene viste at sannsynlig minimumsnivå ville nås i uke 16 med en magasinfylling på 8 prosent. Den faktiske utviklingen ga et minimumsnivå i uke 16 på 13,5 prosent.

Sent på vinteren ble det også ut fra prognosene satt fokus på situasjonen på Nord-Vestlandet (NO3). Magasinfyllingen i området var imidlertid lenge på et akseptabelt nivå, men produksjonen mot slutten av vinteren var stor. Statnetts prognoser viste at sannsynlig minimumsnivå ville nås i uke 16 med en magasinfylling på 15 prosent. Den faktiske utviklingen ga et minimumsnivå i uke 16 med en magasinfylling på 11 prosent.

[1] Kilde: Evaluering av vinteren 2002/2003, Nordel 2003.

4.3 Tilpasningen i Norden til svikten i tilsiget

Det var flere faktorer som bidro til den spesielle utviklingen i kraftmarkedet 2002-2003:

- Tørreste halvår registrert i tilsigserien 1931-2000, tilsigssvikt for Norden siste halvår i 2002 på 35 TWh
- Kaldt vær og dermed relativt høyt forbruk i Norden
- Redusert kjernekraftproduksjon
- Redusert utvekslingskapasitet over kablene Kontek, SwePol, Skagerrak 1

Det viktigste forholdet bak den spesielle utviklingen vinteren 2002-2003 var den omfattende tilsigssvikten en opplevde i hele Norden. Svikten i tilsiget gikk over 34 uker. Det kritiske med en tilsigssvikt på sensommeren og høsten er at kraftsystemet får en svært kort periode til å tilpasse seg en endret ressurssituasjon.

Boks 4.3 Utfallsrom for tilsigene vinteren 2003

Usikkerheten omkring tilsigs- og temperaturutvikling og mulige forløp for utviklingen av kraftsituasjonen ved begynnelsen av vinteren 2002-2003 var stor. Vurderingen av om kraftsituasjonen kunne ha utviklet seg til en situasjon der det ble nødvendig med ekstraordinære tiltak må derfor ses i sammenheng med det statistiske materiale som foreligger for ulike tilsigsscenarier i denne perioden.

Sannsynligheten for å få lavere tilsig enn det som faktisk ble realisert ettervinteren 2002-2003 kan illustreres ved å se på samlet tilsig for januar – april og sammenligne tilsiget sist vinter med observerte tilsig i tidligere år. I denne vurderingen er det benyttet simulert energitilsig frem til 1995 og observert energitilsig fra og med 1996 både for Norge og Sverige. Figur 4.1 viser energitilsig til vannkraftmagasinene i Norge i perioden januar-april for hvert år siden 1931, sammen med normalverdi beregnet for perioden 1970-99 og verdi i 2003.

Tilsigene i perioden januar- april i 2003 ble 12 TWh. Dette er litt under normalt tilsigsnivå som er på 13 TWh for disse månedene, jf. stiplet linje i figuren. En rekke år har imidlertid hatt betydelig lavere tilsig. Laveste tilsig i denne perioden i løpet av de siste 70 årene er beregnet til i overkant av 5 TWh.

I en vurdering av hvordan ulike utfall for tilsigene ville ha påvirket kraftsituasjonen er det viktig å ta hensyn til at tilsiget ofte vil samvariere med forbruket av kraft. I vintre med lave temperaturer vil tilsiget bli lavt fordi nedbøren faller som snø. Samtidig trekker lave temperaturer i retning av et høyere forbruk enn normalt. Korrelasjonen mellom tilsig og forbruk kan få stor betydning fordi de ekstremt kalde og tørre årene også vil ha høyest forbruk. Dette kan bidra til å forsterke problemene i en situasjon med svært lave tilsig.

Tabell 4.1 viser antall år i tilsigsserien som har lavere energitilsig enn normalt.

Ut fra tallmaterialet over, og sammenhengen mellom tilsig, temperaturer og forbruk, kan det gis en vurdering av sannsynligheten for å få en mer alvorlig magasinsituasjon enn det som ble realisert. Beregninger utført av NVE viser at det i januar 2003 var relativt høy sannsynlighet for en utvikling i tilsiget som kunne gi en magasinutvikling ned mot det kritiske nivå på 10 prosent på landsbasis. Også i februar var det fortsatt stor usikkerhet om utviklingen i tilsig og temperaturer. Beregningene viser at det på dette tidspunktet fortsatt var en sannsynlighet for at utviklingen i tilsig og temperaturer til sammen kunne ha ført magasinfyllingen ned mot et kritisk nivå. I mars var det imidlertid svært liten sannsynlighet for en slik forverring av kraftsituasjonen.

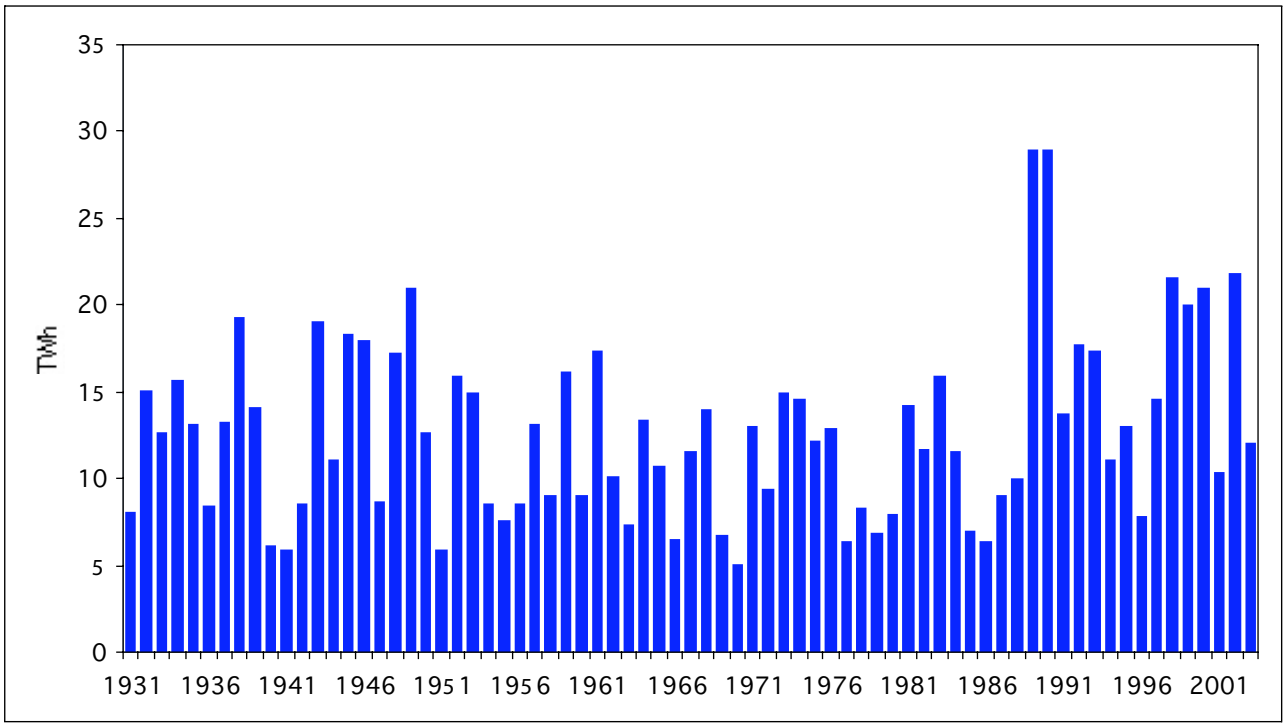
NVE bemerker at disse beregningene ikke fullt ut forutsier hvordan magasinfyllingen virkelig ville ha blitt under ulike temperatur og tilsigsforhold. En værutvikling med streng kulde, lave tilsig og høyere forbruk ville også påvirket forholdene gjennom for eksempel økt import og/eller redusert forbruk på grunn av høyere priser. Beregningene gir imidlertid en indikasjon på hvordan andre utviklingsalternativer for temperaturer og tilsig kunne ha bidratt til en forverring av situasjonen.

Virkningene av tilsigssvikten høsten 2002 ble forsterket av lengre perioder med kaldt vær, og av at flere av kabelforbindelsene mellom det nordiske kraftsystemet og kontinentet i perioder var ute av drift eller hadde redusert kapasitet. Dette medførte at utvekslingskapasiteten mot Norden over en periode på to måneder var redusert med 1000 MW.

Ettervinteren ble imidlertid mild. Samtidig kom våren 2003 tidlig slik at magasinfyllingen begynte å øke igjen allerede fra rundt 20. april. Slik sett var ikke perioden med tilsigsvikt langvarig.

For å illustrere karakteren av tilpasningene i kraftmarkedet sist vinter kan produksjon forbruk og handel med andre land ses i forhold til tilpasningen i tilsvarende periode 2001-2002, jf. tabell 4.2. Vinteren 2001-2002 var relativ normal både i forhold til produksjon, forbruk, tilsig og magasinfylling ved starten av perioden.

Tabell 4.2 viser at det skjedde store tilpasninger i det nordiske markedet vinteren 2002-2003, noe som bidro til å redusere konsekvensene av nedbørssvikten. Denne tilpasningen skjedde uten inngrep fra myndighetene rettet mot den aktuelle situasjonen. De nordiske nett- og systemselskapene



Figur 4.1 Energitilsig til vannkraftmagasinene i Norge summert for månedene januar – april.

Kilde: NVE

var imidlertid aktive i tilretteleggingen av den tilpasningen som fant sted.

Det er særlig fire forhold som hadde betydning:

- Vannkraftmagasinene var svært viktig som buffer mellom produksjon og forbruk
- Ledig termisk produksjonskapasitet i andre nordiske land ble tatt i bruk
- Det ble etter hvert stor import fra land utenfor Norden
- Forbruket av elektrisitet ble dempet, særlig ved overgang til andre energibærere

De markedsmessige tilpasningene må ses i lys av at knappheten i det nordiske markedet ble gjenspeilet i høyere priser. Gjennomsnittlig spotpris på strøm vinteren 2001-2002 var 16,8 øre/kWh. Prisene i tilsvarende periode 2002-2003 ble 38,2 øre/kWh.

Tabell 4.1 Prosent av alle år i tilsigsserien med energitilsig under normalen for perioden frem til vårflommens start. Tilsigsserien 1931-2002. Normaltilsig beregnet for tilsigsperioden 1970-1999.

Tilsig mindre enn normalt	Fra 1. januar	Fra 1. februar	Fra 1. mars	Fra 1. april
1 TWh	47	46	33	37
2 TWh	40	43	24	21
3 TWh	36	31	8	1.4
4 TWh	31	21	1.4	0
5 TWh	21	6	0	
6 TWh	14	1.4		
7 TWh	4	0		
Normalt tilsig (TWh)	13.1	9.7	7.2	4,7
Maks tilsig (TWh)	29,5	25,7	18,3	10,6
Min tilsig (TWh)	5,2	3,6	2,5	1,4

Kilde: NVE rapport 12/2003 Nedbør, tilsig og temperaturer

Tabell 4.2 Produksjon, forbruk og handel i Norden 1. oktober – 1. april, TWh

	Vinteren 2002-03	Vinteren 2001-02	Endring i TWh
Forbruk	225,5	218,8	3,7
Produksjon	212,4	218,7	-6,3
Vannkraft	98,4	119,3	-20,9
Kjernekraft	49,2	49,7	-0,5
Termisk kraft	62,0	46,0	16,0
Vindkraft	2,8	3,7	-0,9
Nettoimport	10,1	0,1	10

Kilde: Nordel

Den samlede produksjonen i det nordiske kraftsystemet gikk ned med om lag 6 TWh vinteren 2002-2003. Vannkraftproduksjonen gikk ned med om lag 21 TWh sammenlignet med vinteren året før. Gjennom nedtappingen av magasinene var det mulig å opprettholde noe større produksjon gjennom vinteren enn tilsigssvikten på 35 TWh tilsa.

Reduksjonen i den nordiske vannkraftproduksjonen ble i hovedsak kompensert med større termisk produksjon og økt nettoimport til Norden.

Vinteren 2002-2003 økte den termiske produksjon av elektrisitet i Norden med 16 prosent sammenlignet med året før. Produksjonsøkningen kom dels fra større produksjon i kraftverk som allerede var i drift, men også i stor grad fra produksjonsanlegg som enten hadde vært ute av produksjon i relativt lang tid eller som inngår i landenes reservekapasitet. Norge har ikke slike reserver. Gamle anlegg eller anlegg som ikke har vært i produksjon på lang tid trenger en prisoppgang over en lengre periode for at det skal lønne seg å igangsette driften. Det tar i tillegg tid å starte kraftverk som i lengre tid har stått uvirksomme. De ulike kraftverkene kom derfor gradvis i drift utover vinteren 2002-2003.

Den økte termiske produksjonen kom fra anlegg både i Danmark, Finland og Sverige. I Finland og Danmark ble det startet opp kullkraftverk som tidligere hadde vært ute av drift. I Sverige ble det i begynnelsen av januar åpnet for produksjon i gassturbiner som ellers fungerer som reservekapasitet for Svenska Kraftnät. I Sverige ble det også tatt i bruk en del oljekondensverk som vanligvis ikke benyttes.

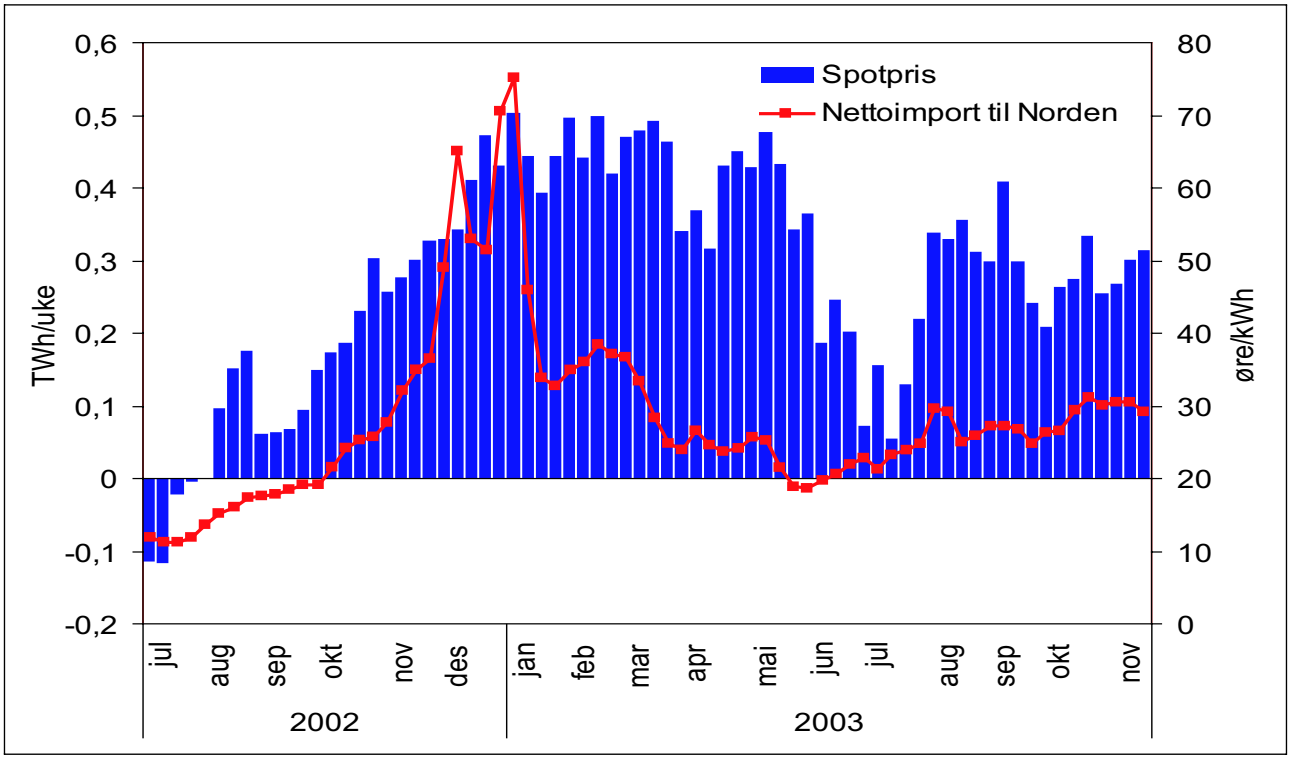
Det er blitt anslått at den tilgjengelige fossile produksjonskapasiteten i Norden økte med om lag 4000 MW vinteren 2002-2003, hvorav 2700 MW i utgangspunktet ikke var klargjort for ordinær drift. Dette viser at det er en relativt stor termisk kapasitet som kan erstatte en del av vannkraftproduksjonen ved lite tilsig til vannkraftmagasinene.

Importen fra land utenfor Norden var viktig for å redusere konsekvensene av nedbørssvikten. Til sammen ble det importert om lag 10 TWh fra 1. oktober 2002 til 1. april 2003. I samme periode foregående vinter var handelen med disse landene om lag i balanse. Forbindelsen Russland-Finland bidro med en nettoimport på 5,5 TWh i løpet av vintermånedene oktober – april. Kapasiteten på denne forbindelsen ble også økt i løpet av januar 2003. Dette bidro til at det var mulig å importere ytterligere 1 TWh frem til 1. april sammenliknet med tidligere år. Importen fra Tyskland kom i gang noe senere på høsten og bidro med totalt 3,4 TWh. Det var også betydelig import fra Polen. Importen kom i gang først i midten av desember etter en periode med revisjoner. Tidligere har det kun vært eksport til Polen på denne kabelen.

Som figur 4.2 viser har utvekslingen med landene utenfor Norden i stor grad fulgt prisendringene i det nordiske spotmarkedet. Handelen snudde til import mot Norden allerede om sommeren når svikten i svenske magasiner ble tydelig og prisene gradvis økte. Med økende kraftpris i de nordiske landene utover høsten steg importen frem mot årskiftet. Kapasiteten mot Norden var imidlertid redusert i en periode frem til jul grunnet utfall eller redusert overføringskapasitet over enkelte kabelforbindelser, i hovedsak tilknyttet handelen med Polen og Tyskland. Mot slutten av året var også disse forbindelsene i full drift. Importen pr uke var nær maksimalt nivå på over 400 GWh /uke i tiden like før og etter årsskiftet.

I en anstrengt situasjon har prisene en viktig rolle for å trekke inn tilstrekkelig import fra landene utenfor Norden, mobilisere reservekraftverk med høye produksjonskostnader/oppstartkostnader og å gi signaler til forbrukere om at det er lønnsomt å spare på strøm og eller benytte andre energibærere. Prisutviklingen belastet imidlertid forbrukerne med en sterk økning i strømutgiftene.

Det totale kraftforbruket i de nordiske landene i perioden oktober – april økte med 3,7 TWh sammenliknet med året før. Økningen i elektrisitetsforbruket var særlig stor tidlig på vinteren når temperaturene i Norden i lange perioder var lavere enn normalt. Det er særlig forbruket i Norge og Sverige som er følsomt for temperaturendringer. Dette skyldes særlig bruken av elektrisitet til oppvarming.



Figur 4.2 Netto kraftflyt til Norden og spotpris på Nord Pool. TWh og øre/kWh.

Kilde: Nord Pool

Fordi det samlede forbruket er så påvirket av temperaturutviklingen er det vanskelig å vurdere hvilke tilpasninger som har skjedd hos de nordiske forbrukerne som følge av prisendringer og fokus på kraftsituasjonen.

Det må likevel kunne fastslås at tilpasningene i forbruket av elektrisitet i Norden samlet sett var relativt beskjedne jf. figur 3.27.

Også overgangen fra elektrisitet til andre energibærere synes å ha vært relativ moderat for Norden som helhet. I de andre nordiske landene er elektrisitetsforbruket i stor grad knyttet til bruk av elektriske redskaper og apparater og i noe mindre grad til oppvarming. Dette gir begrensede muligheter for overgang til andre energibærer når elektrisitetsprisene øker. Samtidig vil økningen i kraftprisen også få mindre utslag i sluttbrukeres energiutgifter.

Det er videre klart at utviklingen var relativt ulik i de nordiske landene. Det må blant annet ses på bakgrunn av at den økonomiske situasjonen var noe ulik. Den økonomiske aktiviteten i Norge var relativt lav vinteren 2003. Sverige var på vei ut av en lavkonjunktur. Næringsstrukturen i Finland og Danmark er mindre avhengig av elektrisitet enn i Norge og Sverige. Videre slo de høye spotprisene i ulik grad gjennom i sluttbrukerprisene i de enkelte landene, og det var ulik oppmerksomhet rundt kraftsituasjonen. Prisøkningen slo først igjennom til de norske forbrukerne. Forbrukerne i de andre nordiske landene hadde i vesentlig større grad kontrakter med faste priser og unngikk derfor å bli rammet umiddelbart. Dette har trolig også hatt virkninger for graden av tilpasninger i forbruket i disse landene.

På sitt møte 30. september 2003 var de nordiske energiministerne enige om at det er behov for å utvikle tekniske, organisatoriske og markedsmessige systemer som kan få forbruket til å reagere hurtigere på prissignaler.

Nord Pools virksomhet

Nord Pool ASA er en felles nordisk kraftbørs og organiserer i dag fysiske og finansielle markeder for kraft samt clearingvirksomhet, jf. kapittel 3.4.1. Nord Pools virksomhet ble satt på prøve som følge av de store og raske prisendringene vinteren 2002-2003.

Den raske prisøkningen i desember 2002 førte til at mange av aktørene måtte stille betydelig høyere sikkerhet hos *Nord Pool Clearing* (NPC) for sin handel i kraftderivatmarkedet enn noen gang tidligere. Mange aktører måtte på kort varsel

utvide sine bankgarantier betydelig. Alle aktørene stilte imidlertid den sikkerheten som ble krevd, og ingen av aktørene misligholdt sine betalingsforpliktelser.

Som et resultat av erfaringene fra vinteren 2002-2003 arbeider NPC med å redusere foretakets risiko. En skissert løsning er en kredittforsikring hvor forsikringsselskapet vil dekke deler av et eventuelt tap, dersom en eller flere av aktørene ikke kan gjøre opp sine forpliktelser. NPC vil dermed ha muligheten til å gjennomføre oppgjøret, uansett om en eller flere av de store kraftmarkedsaktørene skulle gå konkurs. Andre tiltak vurderes, men vil ta lenger tid å etablere.

På grunn av oppgjørsmetoden hos *Nord Pool Spot* (NPS), som organiserer det fysiske elspotmarkedet, var sikkerhetskravet sett med aktørenes øyne uforholdsmessig høyt i perioder vinteren 2002-2003. En aktør ble i denne perioden suspendert fra Nord Pool fordi denne aktøren ikke greide å stille de nødvendige bankgarantier. Som en midlertidig løsning ga derfor NPS aktørene muligheten til å redusere sikkerhetsinnbetalingen under forutsetning av at aktørene betalte før forfallsdag. NPS unngår en gjentagelse av denne situasjon ved å innføre et nytt automatisert avregningssystem fra og med 12.01.2004. Dette vil redusere sikkerhetskravet betydelig. Utover dette hadde også NPS utfordringer knyttet til begrensninger i overføringskapasiteten mellom elspotområdene, blant annet mellom Sverige og Sør-Norge, jf. nærmere omtale i kapittel 3.5.

I pressemeldingen etter møte mellom Sveriges näringsminister Leif Pagrotsky og Olje- og energiminister Einar Steensnæs 11. desember 2002 ble det blant annet sagt:

> «I den nåværende situasjonen omsettes kraft på Nord Pool til betydelig høyere priser enn vi har vært vant til. Det er i seg selv en belastning på det finansielle markedet. Vi kommer til å sikre oss om at Nord Pool, som eies av Statnett og Svenska Kraftnät, har mulighet for å håndtere denne situasjonen på en god måte.»

Den nordiske kraftbørsen Nord Pool klarte å håndtere situasjonen vinteren 2002 – 2003 på en tilfredsstillende måte. Departementet mener derfor at dette viser at kraftbørsen har den styrke og tillit blant aktørene som er nødvendig for å legge til rette for en effektiv prissetting i det nordiske kraftmarkedet.

4.4 Tilpasningen i Norge til svikten i tilsiget

4.4.1 Samlet tilpasning vinteren 2002–2003

I løpet av høsten og vinteren 2002-2003 ble det økende oppmerksomhet om magasinsituasjonen. Det ble reist spørsmål om de norske vannkraftprodusentene produserte for mye første del av høsten 2002. Eksporten av kraft ble av mange tatt som en klar indikasjon på at dette var tilfelle.

Bruken av vannet i magasinene og kraftutvekslingen henger nøye sammen og bestemmes av mange forhold i Norge og de andre nordiske landene. En vurdering av utviklingen i produksjon, forbruk og kraftutveksling må derfor ses i sammenheng med utviklingen i Norden for øvrig, jf. kapittel 3.

Tabell 4.3 viser tilpasningen i Norge vinteren 2002-2003 sammenliknet med situasjonen vinteren 2001-2002, som hadde mer normale nedbørs- og temperaturforhold. Forbrukstallene i denne tabellen er nettotall, jf boks 3.7.

Tabell 4.3 viser at tilsigssvikten ble kompensert gjennom nedtapping av magasiner, økt import og reduksjoner i elforbruket. Tilsiget til vannkraftmagasinene i Norge ble samlet sett 19 TWh lavere enn normalt høsten 2002. Ved hjelp av nedtapping av magasiner var det mulig å utjevne en del av tilsigssvikten. Produksjonsnedgangen ble dermed langt lavere enn det tilsigssvikten skulle tilsi. Det ble likevel en produksjonsnedgang på vel 7 TWh i forhold til vinterhalvåret 2002-2003.

Nettoimporten fra våre naboland ble til sammen 2,8 TWh. Det var særlig nettoimport fra Danmark som bidro til dette, sammen med mindre mengder kraft fra Russland og Finland. Etter årsskiftet bidro også import fra Sverige til å bedre situasjonen vesentlig.

Tabell 4.3 Produksjon, forbruk og import til Norge 1. oktober – 1. april, TWh.

	Vinteren 2002-03	Vinteren 2001-02	Endring
Forbruk	68,1	69,7	-1,6
Alminnelig forsyning	52,0	50,2	1,8
Kraftintensiv industri	14,0	15,2	-1,2
El-kjeler mv	2,1	4,3	-2,2
Produksjon	65,3	72,6	-7,3
Nettoimport	2,8	-2,9	5,7

Kilde: Nord Pool

Den var en nedgang i forbruket av elektrisitet på 1,6 TWh i forholdet til vinterhalvåret 2001-2002. Det var nedgang i forbruket i kraftintensiv industri og elektrokjeler. Elektrokjeler kan varmes opp med elektrisitet eller olje og andre energikilder. I alminnelig forsyning var det en økning i forbruket. Dette må imidlertid ses på bakgrunn av temperaturforholdene og at det vanligvis er en viss økning fra år til år. Korrigerer en for dette, er det grunn til å tro at svikten i tilsiget også ble møtt med reduksjoner også i denne delen av forbruket.

En nærmere vurdering av tilpasningen i kraftproduksjon, kraftutveksling med utlandet og forbruk i denne perioden er gitt i kapitlene 4.4.2, 4.4.3 og 4.4.5.

4.4.2 Kraftproduksjon og magasindisponering 2002–2003

Produsenter som har magasinregulerte kraftverk har mulighet til å regulere produksjonen ved å lagre vann i magasiner over tid. For en mest mulig fornuftig bruk av ressursene i magasinene vil kraftprodusenten ønske å bruke opp mye av vannet som er tilgjengelig i løpet av sesongen – før en ny sesong med oppfylling av magasinene starter. Mot slutten av en tappesesong vil produsentene planlegge for neste tappesesong, og blant annet vurdere hvor mye tilsig som kan forventes i forbindelse med snøsmeltingen. Innenfor sesongen vil kraftprodusenten ønske å lagre vann i perioder hvor kraftprisen er lav og bruke vann til kraftproduksjon i perioder hvor prisen er høy.

Magasinkapasiteten setter imidlertid grenser for hvor mye vann som er mulig å lagre innenfor hver sesong. Flere av magasinene er ikke store nok til å romme hele årets tilsig. Samtidig foreligger det konsesjonsbetingelser som skal overholdes for hvert enkelt vassdrag og hvert enkelt magasin jf. boks 4.4. Disse betingelsene binder opp en del av produksjonen uavhengig av produsentenes vurdering av fremtidige inntektsmuligheter.

Den løpende beslutningen som produsentene må ta er hvor mye vann som skal brukes nå og

Boks 4.4 Reguleringer av magasinene

Forskjellen mellom høyeste (HRV) og laveste (LRV) tillatte regulerte vannstand i magasinene er fastsatt i en reguleringskonsesjon. I konsesjonen settes det som oftest også vilkår om tidspunktet for når magasinet skal være fylt opp til bestemte nivåer. Bakgrunnen for slike krav er både estetiske og miljømessige hensyn. Reguleringsmagasiner har en ytterligere positiv effekt ved at de kan fungere som buffer i flomsituasjoner.

Restriksjoner i disponeringen av vannet ut fra magasinet er gitt i form av et manøvreringsreglement. Dette, sammen med reguleringsgrensene, er selve ryggraden i konsesjonen og angir rammebetingelsene for driften av det konsederte anlegget.

En standardbestemmelse som tas inn i de fleste manøvreringsreglementer, og som er overordnet andre bestemmelser i reglementet, er følgende:

> «Ved manøvreringen skal det has for øyet at vassdragets naturlige flomvannføring nedenfor magasinene og overføringsstedene så vidt mulig ikke skal forøkes».

Dette er en klar understrekning av at flomhensyn er viktig ved vurderingen av vassdragsreguleringer. Det settes også ofte krav om minstevannføringer ut i fra hensynet til miljøet i vassdraget, blant annet ut fra miljømessige forhold. Hensynet til blant annet å sikre gode levevilkår for fisk og annet liv i vassdraget står her sentralt. Regulantene står fritt til å regulere magasinene innenfor de rammer som er satt i konsesjonen og konsesjonsvilkårene. Regulanten er imidlertid selv ansvarlig for å sørge for å holde igjen nok vann slik at LRV ikke underskrides og at eventuelle minstevannføringspålegg kan overholdes. Underskridelse av LRV kan anses som miljøkriminalitet, og har tidligere vært påtalt av Økokrim. Regulantene er også ansvarlige for ikke å holde igjen så mye vann at det oppstår fare for flommer eller at HRV overskrides. Dersom regulanten manøvrerer slik at magasinet f. eks. oversvømmer arealer som ikke har vært en del av det erstatningsrettslige skjønn, kan han komme i privatrettslig erstatningsansvar.

Innenfor de rammer som er beskrevet ovenfor, står regulantene fritt til å disponere vannet på en best mulig måte i forhold til å maksimere kraftproduksjonen både i volum og i tid over året. De største utfordringene knytter seg til flomperioder og tørkeperioder. Regulantene har derfor produksjonsstrategier for å sikre at man husholderer med vannet på en måte som gjør at man oppfyller sine forpliktelser.

hvor mye vann som skal spares til senere. I denne vurderingen må produsentene ta hensyn til produksjonsevne, lagringskapasitet, forventninger om meteorologiske forhold, konsesjonskrav om minstevannføring og magasinfylling, samt forventninger om fremtidig kraftpris.

Avveiningen knyttet til hvordan magasinene skal disponeres avhenger i første rekke av vurderingen av utviklingen i tilsig og kraftpriser. Fordi den fremtidige utviklingen i disse størrelsene er ukjente, vil kraftprodusentene til enhver tid ta beslutninger under usikkerhet.

Forholdet mellom prisen i dag og prisen i fremtiden er viktig for å vurdere verdien av å produsere nå eller senere. Prisene frem i tid er ukjente. Terminprisene på den nordiske kraftbørsen kan imidlertid sies å angi markedets forventninger om hva prisene vil bli på ulike tidspunkt i fremtiden. Forholdet mellom dagens spotpriser på kraft og terminprisene er derfor en viktig indikasjon på om det lønner seg å produsere nå eller spare vann til senere produksjon. Terminprisen er imidlertid forventninger basert på den informasjon som er kjent for aktørene i dag. Terminprisene for et bestemt tidspunkt kan derfor endre seg fra dag til dag.

Den andre viktige størrelsen for produsentene er tilsiget, og hvor mye vann som vil være tilgjengelig til produksjon. Kunnskapen som produsenten har om tilsiget de kommende ukene og månedene varierer over året. Mengden snø i fjellet er relativt godt kjent og tilsiget gjennom snøsmeltingen utover våren er derfor forholdsvis forutsigbart. Usikkerheten i denne perioden er i første rekke knyttet til *når* snøsmeltingen begynner, hvor brått den kommer og hvor mye nedbør det faller i snøsmeltingsperioden. Tilsigene fra snøsmeltingen avtar utpå sommeren og frem mot høsten. Når snøsmeltingen er slutt, vil den videre oppfyllingen av magasinene frem mot vinteren avhenge av nedbøren som kommer i løpet av høsten.

I løpet av høsten er det ofte perioder med store nedbørsmengder. Spennvidden er imidlertid stor både når det gjelder hvor store tilsigene blir og når vinteren setter inn. Når vinteren kommer faller nedbøren som snø, og tilsigene blir vesentlig redusert. Usikkerheten knyttet til tilsiget om høsten gjør derfor at produsentene i disponeringen av magasinene også må vurdere faren for å gå tom før snøen smelter om våren mot faren for at tilsiget blir så stort at vann renner forbi turbinene om høsten.

Produseres det for lite om sommeren og tidlig på høsten, kan magasinene bli fylt opp på et tidlig tidspunkt. Ved normal eller mer enn normal nedbør risikerer en dermed at det ikke er plass til alt vannet som kommer utover høsten. I en slik situasjon kan faren for flom være større enn vanlig. Flom forbi driftsklare maskiner kan føre til skader på dammer eller terrenget omkring dammen, på elveleiet eller i selve kraftverket. Kraftverkseiere har plikt til å minimere risikoen for flom, jf. boks 4.4. Produsentene mister også ressurser som kunne ha vært benyttet til senere produksjon og vannkraftsystemets samlede produksjonsevne går ned. Tilsig som renner forbi turbinene kan derfor innebære et samfunnsøkonomisk tap av ressurser ved at mulig produksjon og inntekter går tapt.

Dersom det produseres mye eller nedbøren utover høsten svikter, kan det på den annen side oppstå problemer med for lite vann i magasinene. Med for lite lager av vann er det en fare for at magasinet kommer ned på laveste regulerte vann-

Boks 4.5 Flom og tørke

En flom er forårsaket av mye nedbør ofte kombinert med snøsmelting. På bakgrunn av en forutgående nedbørhendelse er det derfor viktig å modellere størrelsen og kulminasjonstidspunktet for en flom. Slik er det ikke med tørke. Mangel på nedbør kan indikere at en tørke har startet, men en kan ikke si noe om hvor lenge tørken vil vare eller hvor stor utbredelse den vil få. Flom kan i løpet av kort tid gi store skader, men ofte rammes ikke store arealer. Tørke utvikler seg derimot over tid. Mens en flom har en varighet fra timer til noen uker, kan en tørrværsperiode vare i flere måneder. En flomhendelse begrenser seg ofte til ett eller noen få nedbørfelt, mens en tørke ofte dekker et større område.

I Norge vil det være naturlig å skille mellom sommertørke og vintertørke. Sommertørke som skyldes mangel på nedbør og høy fordampning, er beskrevet ovenfor. Nedbørsvikt over lengre perioder skyldes vedvarende høytrykk. Mens sommertørke kommer av fravær av nedbør skyldes vintertørkene vanligvis at nedbøren kommer som snø og dermed ikke bidrar til tilsiget. Denne situasjonen oppstår normalt hvert år, og tilsiget er derfor lavt hver vinter.

I Norge oppstår de mest alvorlige tørkeepisodene dersom høstnedbøren uteblir etter en tørr sommer.

stand i løpet av vinteren. Hvis produsenten på den måten har produsert for mye når prisen er lav, innebærer dette også et tap av inntekter. Videre kan svikt i tilsiget medføre problemer med å holde minstevannføring hvis det på forhånd er lagret lite vann.

I avveiningen mellom å produsere nå eller spare vann må produsentene balansere risiko og tap ved for liten og for stor produksjon. Produsentene vil ofte treffe beslutninger som i ettertid kunne ha vært gjort bedre. Flere produsenter og konsulentselskaper har modeller som skal gi anslag på tilsiget fremover ut fra det som er kjent om snø og vannmengder. Disse anslagene vil gjerne basere seg på normale værforhold fremover, supplert med statistiske analyser av sannsynligheten for å få avvik fra normale forhold. Slike beregninger sammen med forventninger om den fremtidige kraftprisen er det viktigste grunnlaget for produsentene i den løpende disponeringen av magasinene.

Kraftverkets kapasitet vil også sette grenser for hvor stor produksjonen kan være i de periodene produsenten ønsker å bruke vann til produksjon. Avhengig av forventet tilsig og magasin- og produksjonskapasitet, vil en produsent ikke bare måtte ta stilling til om å produsere nå eller senere, men også hvor mye som skal produseres i de ulike periodene fremover.

Fordi både vurderingene av priser, tilsig og vannmagasinenes størrelse endres kontinuerlig, må planene for disponeringen av magasinene oppdateres hyppig.

En vurdering av magasindisponeringen og kraftproduksjonen 2002-2003 må ses i forhold til den informasjon produsentene hadde i den daglige driften og de prissignaler som produsentene fikk gjennom prisingen av kraft for levering frem i tid, for eksempel gjennom utviklingen i terminprisene.

Det store tilsiget av vann til kraftmagasinene i første halvår 2002 er en viktig bakgrunn for å vurdere produksjonstilpasningen til kraftprodusentene utover sensommeren og høsten 2002. På ettersommeren var det ingen indikasjoner på at en sto foran en vanskelig høst. Magasinfyllingen var god og tilsiget hadde holdt seg på et høyt nivå i Norge. I begynnelsen av august var den aktuelle fyllingsgraden på 87,6 prosent eller 73,7 TWh. Med tilsig og produksjon som i de senere årene, kunne magasinbeholdningen ha oversteget 90 prosent ved inngangen til september og 97 prosent i begynnelsen av oktober. Ved store mengder nedbør fram mot vinteren ville det vært en stor fare for overløp, jf. figur 4.4 som viser at kulimineringen av tilsigene kan skje svært sent på høsten.

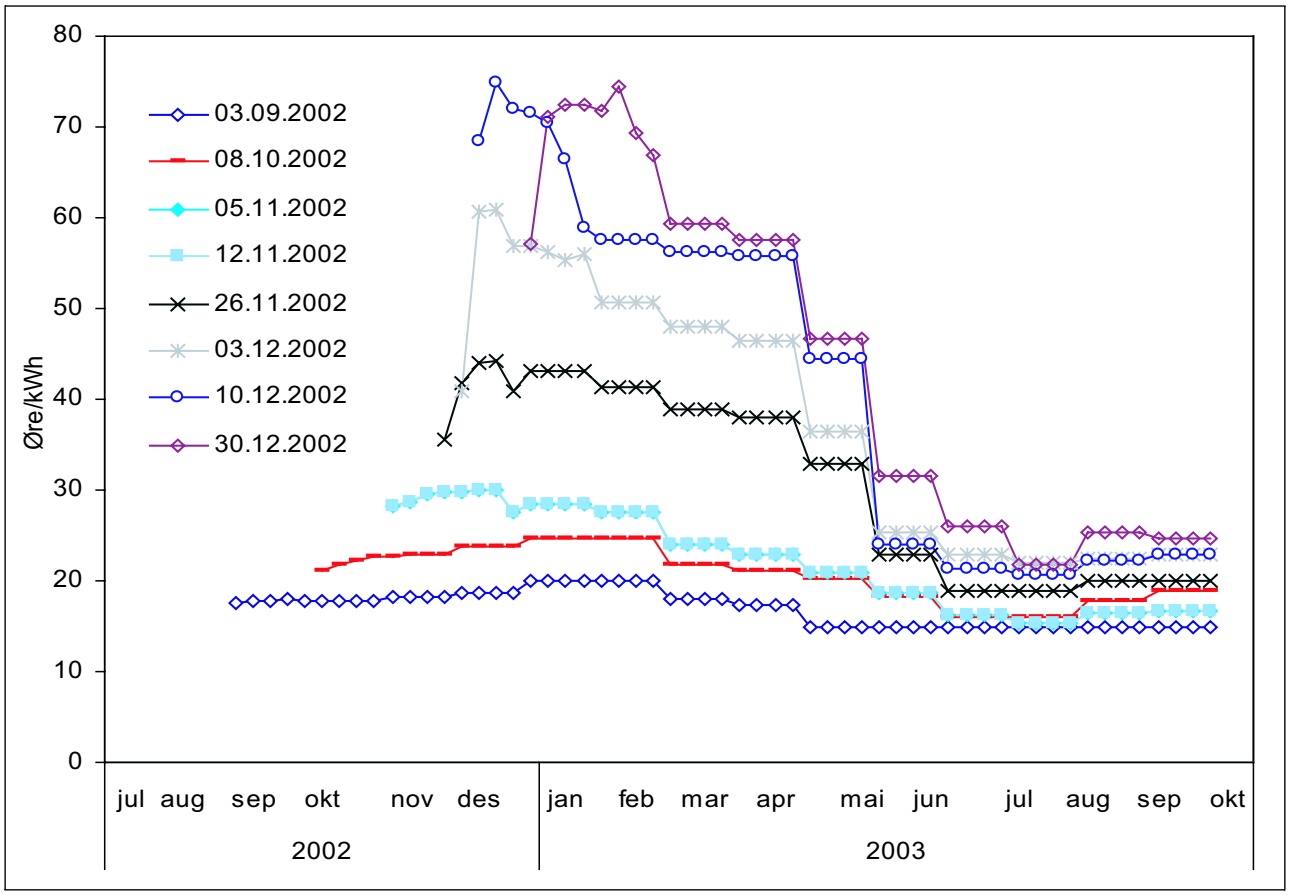
Med normale tilsig ville produsentene være tjent med å produsere mer enn normalt de første månedene av høsten for å forsøke å hindre et slikt utfall, på tross av at prisene da ville falle noe. Alternativet ville være en risiko for tap og at vann eventuelt ville flomme over. Tidlig på høsten ga også terminprisene signaler om at det var lønnsomt å produsere nå fremfor å spare til senere produksjon, jf. figur 4.3. Normale forventninger trakk dermed i retning av stor produksjon høsten 2002.

Tilsiget viste en svikt i en lengre periode uten at det fant sted en stor prisøkning eller nedgang i produksjonen. Det kan således synes som om markedsaktørene regnet med at situasjonen ville rettes opp igjen før vinteren. Dette kan ses i sammenheng med at magasinnivået fortsatt var på nivå med nivået i 2001 helt frem til begynnelsen av oktober, og at tilsigsstatistikken viser at det ikke er uvanlig med kortere perioder med svikt i nedbøren. Det kan også ha spilt inn at årene før 2002 hadde mye vått og mildt høstvær. Dette kan ha påvirket produsentenes vurderinger av tilsiget.

I oktober endret situasjonen seg. Fra midten av september til slutten av oktober kommer det ofte mye nedbør. I løpet av denne tiden sviktet isteden tilsigene med hele 9 TWh i forhold til et normalår. Kaldt vær fra begynnelsen av oktober førte til høyt forbruk av kraft i Norden. Fra oktober til midten av desember var forbruksbelastningen i Norden over 5 TWh høyere enn samme tidsrom i foregående år. Vannkraftproduksjonen fra midten av oktober og ut året var lavere enn i tidligere år. Samtidig viste terminprisene høye priser på kort sikt, men fallende priser mot slutten av vinteren, jf. figur 4.3. Dette tilsa større produksjon fremfor å lagre vann frem mot vårsmeltingen. Ut fra det nivå som var på forbruket i Norden, og de gjeldende terminprisene kan den brå tilsigssvikten ha medført en mer forsiktig disponering av vannet enn det markedsforholdene skulle tilsi.

Det er mange kraftprodusenter i Norge. Disse vil i betydelig grad ha tilgang på samme informasjon som beslutningsgrunnlag. Likevel kan produsentene disponere forskjellig ut fra ulike kontraktssammensetninger og ulike holdninger til økonomisk risiko. De vil også stå ovenfor ulike reguleringskrav. Usikkerhet knyttet til de hydrologiske forholdene kan ha gitt forskjeller i produksjonsstrategi mellom ulike selskaper høsten 2002.

Usikkerheten omkring magasinfyllingen kan illustreres ved å sammenlikne utviklingen høsten



Figur 4.3 Utviklingen i terminpriser høsten 2002. Øre/kWh.

Kilde: SKM Energy Consulting

2002 med utviklingen høsten 1999. I begge årene var det en høy magasinfylling i begynnelsen av august. I 1999 bidro imidlertid mye nedbør og tilsig til at magasinfyllingen holdt seg på over 90 prosent frem til i begynnelsen av november. Året gikk ut med en magasinfylling som var nesten 30 prosent eller 25 TWh høyere enn i 2002. En vesentlig tilbakeholding av produksjonen på begynnelsen av høsten ville gitt en betydelig risiko for flom eller vanntap. Hadde man i stedet fått en våt høst, kunne det også gitt produsentene lave priser på vann som ble holdt tilbake. I ettertid viste imidlertid utviklingen i 2002 et helt annet forløp enn utviklingen i 1999.

Departementets vurdering er at produsentene i hovedsak synes å ha agert rasjonelt og som forventet i forhold til den helt spesielle værsituasjonen høsten 2002. Et så stort bortfall av tilsig vil uunngåelig komme som en overraskelse på produsentene. Å basere produksjonen om høsten på så lite tilsig vil i nesten alle år gi for liten produksjon og tap av inntekter for samfunnet.

Ut fra terminprisene utover høsten var det heller ikke på noe tidspunkt signaler om at markedet forventet en alvorlig knapphet på vann på slutten av vinteren.

Dagens lovgiving gir produsentene anledning til å disponere magasin og produksjon innenfor det gitte konsesjons- og manøvreringsreglement. I kapittel 9 gis det en gjennomgang av produsentenes rammebetingelser for magasindisponeringen og en vurdering av forslaget om endringer i disse. Uansett hvordan produksjonsplanleggingen blir organisert, kommer en ikke utenom den naturbestemte usikkerheten som er knyttet til tilsigene. De analysene som er laget til denne meldingen tyder ikke på at det var noen alvorlig svikt i kraftmarkedet og magasindisponeringen sist vinter. De mer prinsipielle vurderingene gir ikke grunnlag for å peke på noen svakheter for den samfunnsøkonomiske utnyttelsen av vannmagasinene ved at det enkelte kraftselskap legger opp produksjonsplanene ut fra hensynet til sin egen verdiskaping.

Når det gjelder forhold knyttet til kontrakter, regelverk og forbrukernes stilling i kraftmarkedet vises det til omtalen i kapittel 6.6 og 6.7.

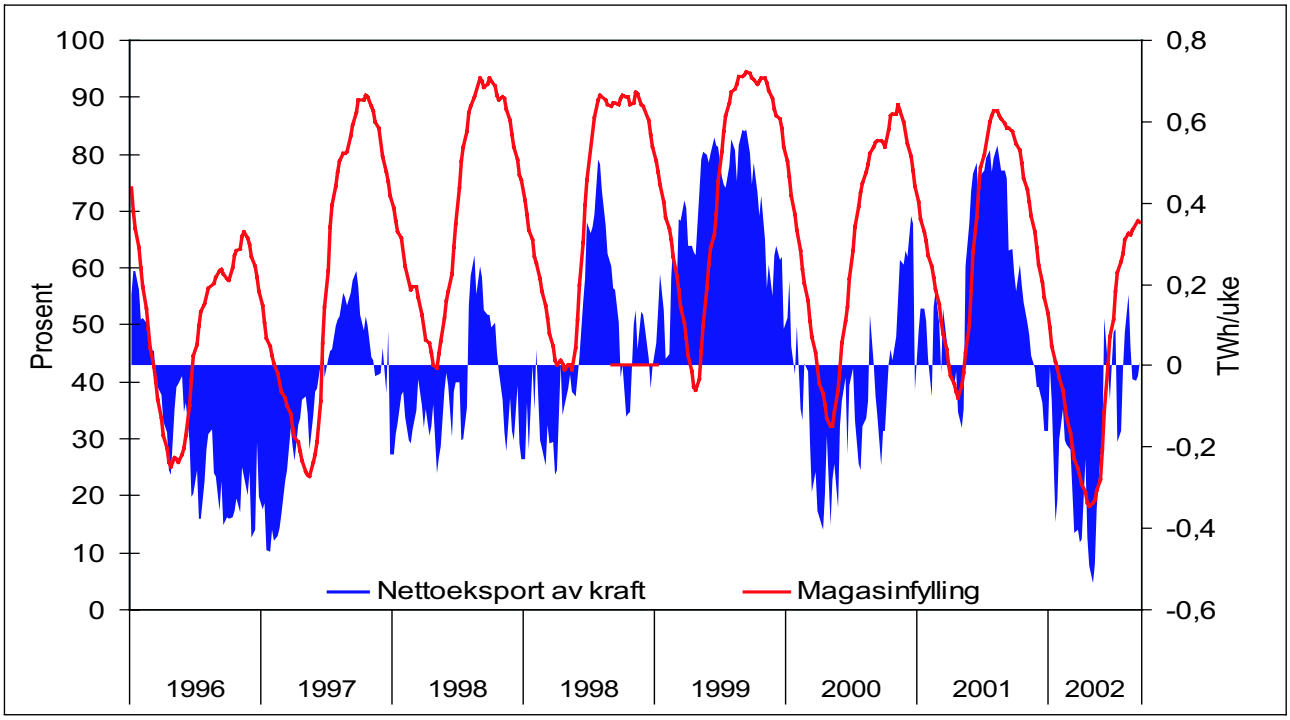
4.4.3 Kraftutvekslingen mellom Norge og andre land

I det nordiske markedet er det ingen prinsipiell forskjell på om kraft utveksles mellom områder innen et land, eller utveksles som import og eksport mellom landene. Produsentene melder inn til et felles marked hvor mye de ønsker å produsere til ulike prisnivå, og forbrukere melder hvor mye de ønsker å bruke av kraft til ulike priser. Nord Pool er en felles nordisk kraftbørs der produsenter og noen forbrukere i Norge, Sverige, Finland og Danmark melder inn bud for kjøp og salg av kraft neste døgn. Budene avspeiler den verdi produsenten mener produksjonen har. For varmekraftverk vil dette i stor grad ta utgangspunkt i de løpende produksjonskostnadene for verket. For vannkraftprodusentene, som har lave løpende kostnader ved å produsere, baseres slike bud på den verdi som til enhver tid settes på vannet i magasinene. Verdien av vannet i magasinene, også kalt vannverdien, er basert på forventninger om fremtidige forhold, herunder tilsig og priser frem i tid. En produsent som tror på høyere priser fremover vil for eksempel tillegge større verdi på å holde igjen vann i magasinene. I sine bud til kraftbørsen vil produsenten da kreve en høy pris for å bruke vannet til produksjon nå istedenfor å spare vannet i magasinet. Den enkelte produsent gjør ikke noen selvstendig beslutning om at produksjonen skal gå til innenlands forbruk eller eksport.

Budene som kommer inn på den nordiske kraftbørsen fra norske, svenske, finske og danske produsenter avveies deretter mot etterspørselen i det nordiske markedet, og det dannes en markedspris. Produksjonen går til de produsenter som har de laveste prisene, uansett i hvilken region eller land de er lokalisert. Dersom det er flaskehalser i nettet, må plassering av produksjonen endres slik at nettet ikke blir overbelastes. Begrensinger i overføringskapasiteten vil i disse tilfellene resultere i prisforskjeller mellom områdene.

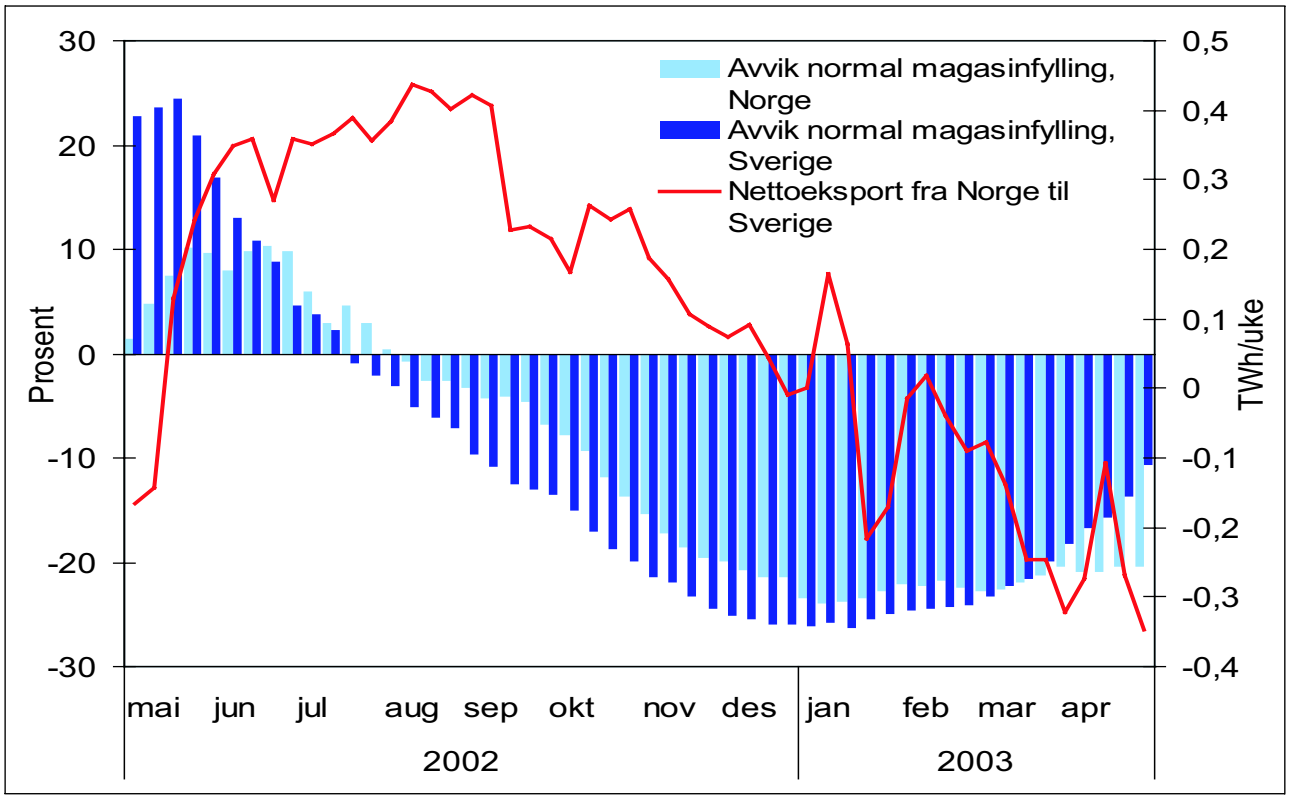
Om norske produsenter byr inn sin kraft til lavere priser vil kraften flyte til Sverige. På samme måte vil lavere bud fra svenske produsenter føre til at kraftflyten går i retning av Norge.

De ulike egenskapene til vannkraftverkene og de termiske kraftverkene gjør at det gjennom handel kan dras gjensidig nytte av forskjellene i de ulike produksjonssystemene i Norden, jf. boks 3.5. Figur 4.4 viser utviklingen i magasinfylling og nettoeksport i årene 1996-2003. Figuren viser at nettoeksporten av kraft følger et relativt fast mønster i samvariasjon med utviklingen i magasinene. Det eksporteres normalt kraft fra Norge om sommeren og høsten når magasinfyllingen er høyest. Risikoen for at tilsigene vil overstige magasineringsmulighetene bidrar til at norske produsenter



Figur 4.4 Utviklingen i magasinfylling og nettoeksport av kraft 1996-2003. Prosent og TWh/uke.

Kilde: Nord Pool



Figur 4.5 Prosentvis avvik fra normal magasinfylling i hhv. Norge og Sverige og kraftutveksling fra Norge til Sverige. Prosent og TWh/uke.

Kilde: SKM Energy Consulting, Nord Pool

i denne perioden ofte verdsetter vannet lavere enn produsenter i tilgrensende områder. Senere på vinteren, når magasinfyllingen og tilsigene er lavere, importeres det ofte kraft fra de andre nordiske landene. Det henger blant annet sammen med at varmekraftverkene har høy produksjon om vinteren.

Utviklingen i 2002 viser at handelen i grove trekk fulgte samme mønster som i tidligere år. En forskjell var at det våren 2002 ble eksportert mye i en kort periode på grunn av en tidlig snøsmeltingen med store tilsig. Det er også normalt med en konstant eller økende magasinfylling utover høsten på grunn av høye tilsig i denne perioden. Høstkulminasjonen i magasinene kan komme så sent som i uke 45-46, jf. årene 1998-2001. Når det ble klart at nedbøren på høsten uteble i 2002, jf. figur 4.4, fant det sted en rask nedgang i eksporten. Figuren viser at det også ble importert mer vinteren og våren 2003 enn i de foregående årene.

Flere av utredningene som er gjort på oppdrag av departementet i forbindelse med kraftsituasjonen 2002-2003 inneholder en vurdering av handelen mellom Norge og Sverige, jf. utredningene fra SSB, SINTEF og SKM Energy Consulting i vedlegg. Fordi handelen er et resultat av budene fra de ulike produsentene er det sett nærmere på om den ulike verdsettingen av vannet i magasinene i Norge og Sverige var rimelig ut fra kraftsituasjonen i de to systemene.

I utredningen er det vektlagt at Norge importerte kraft fra Sverige på våren da magasinfyllingen var høyere i Sverige enn i Norge. Figur 4.5 viser kraftutvekslingen til Norge i 2002-2003 sammenstilt med magasinutviklingen i Norge og Sverige, målt i forhold til avvik fra normal magasinsituasjon.Figuren viser at tilsigssvikten kom på et tidligere tidspunkt i Sverige enn i Norge. Magasinfyllingen i svenske magasiner kom tidlig på sommeren under det normale for årstiden. Allerede i juli begynte nedtappingen av de svenske magasinene. Vanligvis starter ikke nedtappingen før i oktober. Eksporten av kraft fra Norge til Sverige startet på et tidspunkt hvor avvikene fra normal magasinfylling ble synlig i det svenske kraftsystemet. Den norske nettoeksporten til Sverige var på et særlig høyt nivå i perioden hvor det var mye vann i norske magasinene.

Utover høsten ble den svenske magasinfyllingen redusert i en raskere takt enn den norske. I

Norge kom magasinfyllingen under normalen først mot slutten av september. På dette tidspunktet var det fortsatt stor usikkerhet om utviklingen i tilsigene i Norge.

En innvending som særlig har vært anført mot norske vannkraftprodusenter er at de fortsatte med høy produksjon etter at magasinfyllingen falt under det normale i Norge. Dermed ble det eksportert kraft fra Norge til Sverige. Med utgangspunkt i ressurssituasjonen i de to landene, viser utredningene at den svenske magasinfyllingen i dette tidsrommet viste større avvik fra normalen enn den tilsvarende situasjonen i Norge, jf. fig 4.5. Dette vedvarte ut året. Det var derfor ikke unaturlig at det ble eksportert fra Norge til Sverige i en slik situasjon. Det fremgår imidlertid også av kurven at eksporten fra Norge til Sverige gikk ned da magasinfyllingen i Norge kom under det normale, og at eksporten fra Norge til Sverige ble gradvis redusert ettersom avviket i fyllingsgraden i Norge nærmet seg avviket i fyllingsgraden i Sverige.

Helt frem til årsskiftet viste de svenske kraftmagasinene et større avvik fra normalen enn de norske. Eksporten fra Norge avtok imidlertid etter hvert som norske magasiner nærmet seg samme underskudd som i Sverige. Avviket fra normal magasinfyllingsgrad var omtrent den samme i de to landene på slutten av året. På dette tidspunktet snudde handelen, og gjennom våren var det netto eksport fra Sverige til Norge.

I vurderingen av handelen er det også viktig å se på utvekslingen mot Sverige i forhold til de ulike delområdene i Norge. Det var særlig situasjonen i Sør-Norge som ble vurdert som kritisk vinteren 2002-2003, jf. boks 4.1. Eksporten fra Sør-Norge til Sverige ble kraftig redusert allerede i slutten av august. Kraftflyten snudde til netto import til Sør-Norge fra Sverige tidlig i desember. I Nord-Norge var ressurssituasjonen noe annerledes enn i Sør-Norge, og det ble eksportert kraft fra Nord-Norge til Sverige i en lengre periode enn fra Sør-Norge. Begrensinger i nettet mellom nord og sør i Norge medfører at det ofte går transitt av kraft fra Nord-Norge til Sør-Norge gjennom Sverige.

I utredningene er det konkludert med at utvekslingen mellom de to landene synes å være rimelig ut fra ressurssituasjonen i de to landene. Kraftflyten til Sverige høsten 2002 kan dermed sees som et utrykk for at knappheten i det svenske vannkraftsystemet på et tidligere tidspunkt ble vurdert som større enn knappheten i Norge. Også i perioden da magasinfyllingen utviklet seg i negativ retning i Norge, var knappheten større i Sverige enn i Norge målt i avvik fra normal magasinfylling. Sverige har også langt lavere magasinkapasitet og et større innslag av elvekraft sammenliknet med Norge. Dette har trolig også medført en raskere tilpasning til tilsigssituasjonen. Dersom norske produsenter skulle hindret kraftflyt til Sverige måtte de ha budt inn kraften sin dyrere på kraftbørsen, og dermed bidratt til en ytterligere og tidligere prisøkning i det nordiske kraftmarkedet.

4.4.4 Strømprisene

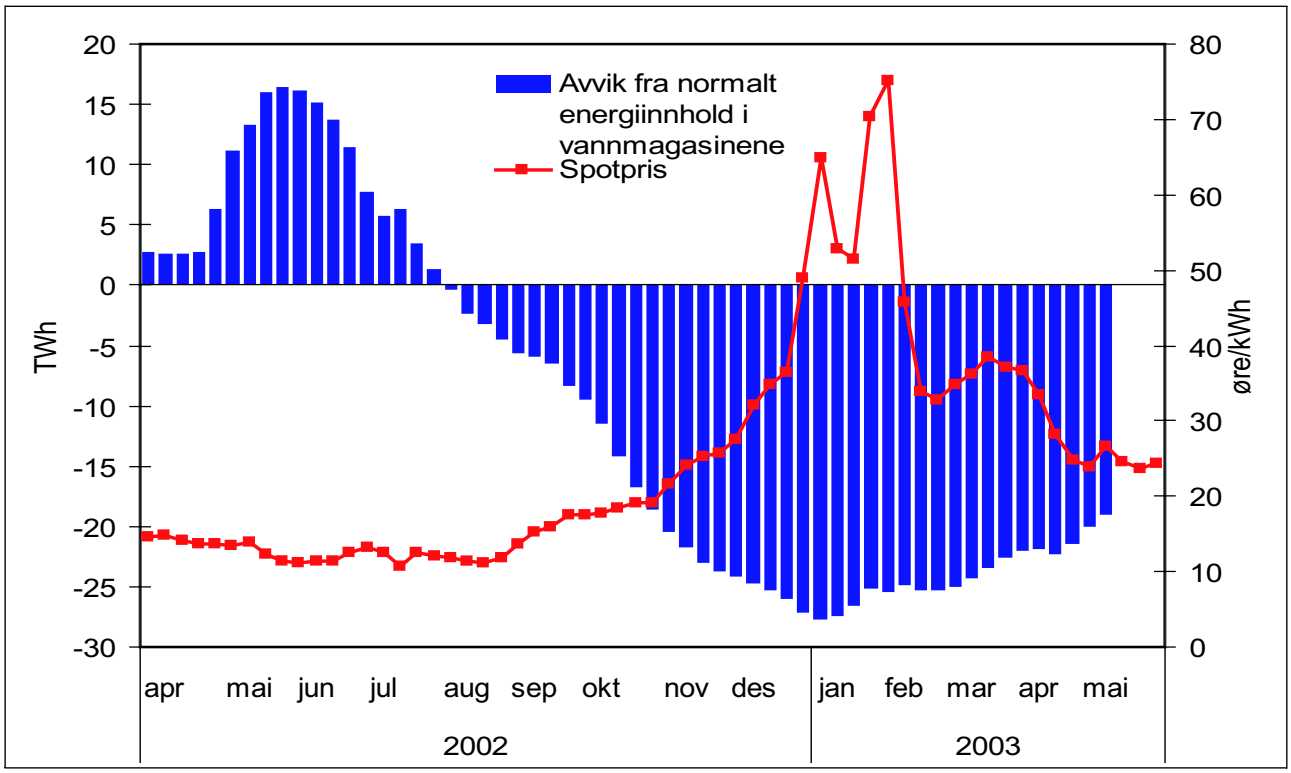
Prisene på elektrisitet vinteren 2002-2003 ble svært høye jf. figur 3.13. som viser prisutviklingen de siste 10 årene. Prisene steg kraftig utover høsten. Utviklingen i prisene fulgte i stor grad svikten i magasinfyllingen, jf. figur 4.6.

I slutten av 2002 og i starten av 2003 var prisen til tider langt høyere enn kostnadene ved å produsere for de fleste termiske kraftverkene. Vanligvis observeres slike priser i det nordiske systemet kun i enkelte timer på kalde vinterdager. I slike situasjoner må prisene opp til høyt nivå for å få i gang import av termisk produksjon i andre land som har svært høye oppstartskostnader. Priser som er høyere enn kostnadene ved å produsere kraft i de dyreste kraftverkene kan reflektere at det tar tid å få i gang kraftverk som har ligget i «møllpose,» eller at kraftbalanse bare kan oppnås ved reduksjon av forbruket; import- og produksjonsmulighetene er uttømt.

I løpet av de to første ukene i desember ble prisene på det fysiske spotmarkedet nær fordoblet til et nivå på 65 øre/kWh. I visse perioder på dagen var prisene over 70 øre/kWh i disse ukene. Mot slutten av desember falt imidlertid spotprisen til 52 øre/kWh. Nedgangen i prisene må ses på bakgrunn av omslag til mildere vær.

Den høyeste spotprisen på kraft ble registrert 7. januar på 82,9 øre/kWh. Timeprisen på kraft mellom klokken 09.00 og 10.00 nådde et rekordnivå på 86,4 øre/kWh. Som det går frem av figur 4.6 og 4.7 er pristoppen sammenfallende med den høyeste forbruksbelastningen som ble registrert denne vinteren. Denne dagen var temperaturene i Sverige og Norge langt lavere enn normalt. Samtidig var mangelen på vann i magasinene på det høyeste sammenliknet med normalt nivå.

Prisfallet i januar kom som følge av mildere vær med større vintertilsig og reduksjon i forbruket. I løpet av kort tid falt prisene til 40 øre/kWh, for senere å synke til 30 øre/kWh. Dette var likevel svært høye priser sammenliknet med normalt

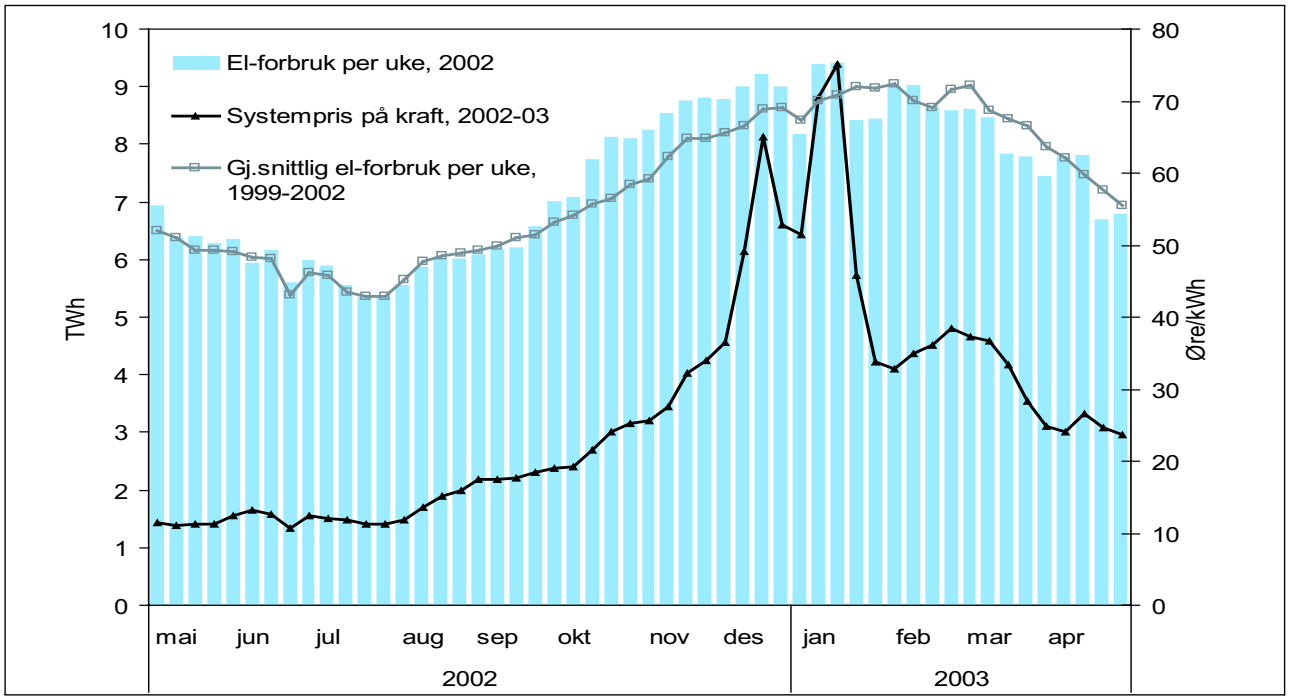


Figur 4.6 Utviklingen magasinfyllingen i Sverige og Norge og spotprisen. TWh og øre/kWh.

Kilde: SKM Energy Consulting

prisnivå på denne tiden av året. Prisene reflekterte dermed at det fortsatt var behov for høy import og produksjon i de termiske kraftverkene frem til vårsmeltingen.

I mer alvorlige tørrværsperioder vil det nordiske kraftsystemet produsere nær opp til kapasitetsgrensen. I disse periodene vil det være kraftverk med relativt høye produksjonskostnader



Figur 4.7 El-forbruk og systemprisen på kraft i Norden. TWh og øre/kWh.

Kilde: SKM Consulting

som er prissettende, for eksempel oljekondensverk eller gassturbiner. Disse kraftverkene fungerer som topplastverk ved at de bare er i drift i kortere perioder av gangen. Kapasiteten i disse kraftverkene er relativt begrenset. Det innebærer at det skal beskjedne etterspørselsendringer til for å gi betydelige endringer i prisene, jf. nærmere omtale i boks 2.2. Markedet er mer følsomt når det er nær kapasitetsgrensen for produksjonen. I tillegg vil det ofte være stor usikkerhet om de videre markedsperspektivene.

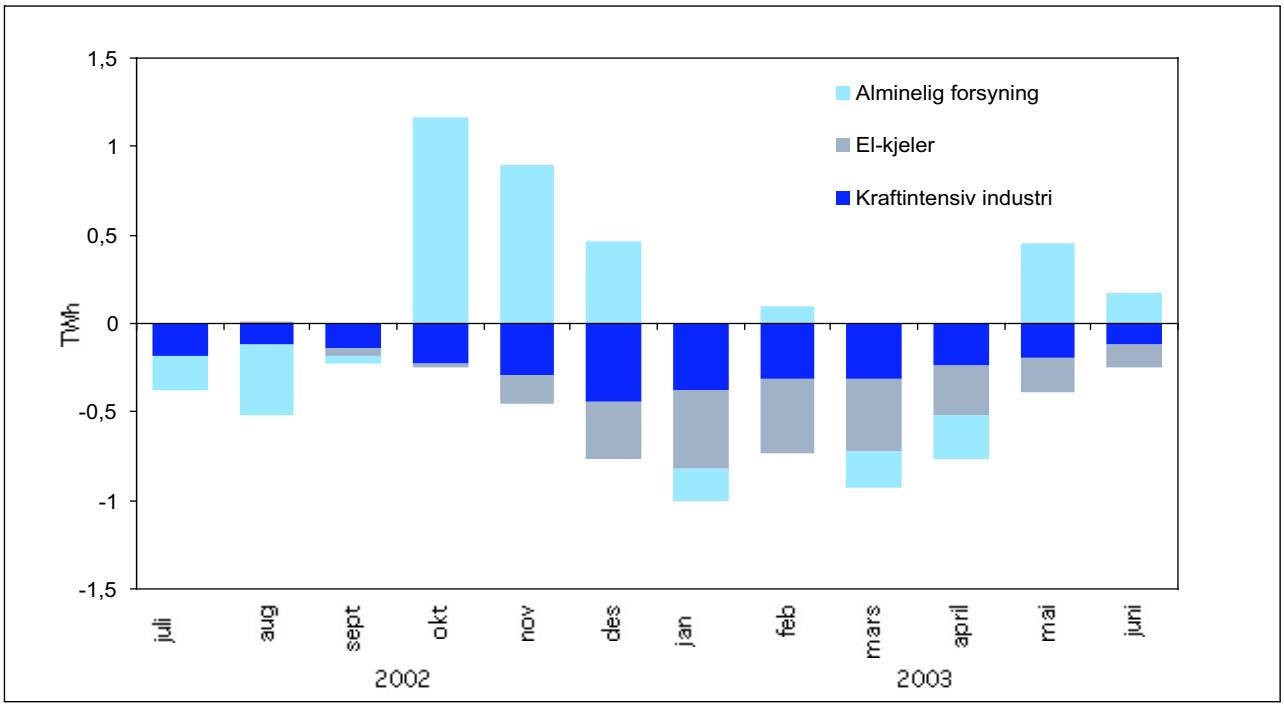
I St. meld. nr. 37 (2000-2001) ble det gitt en nærmere vurdering av hvordan en prisøkning påvirker bruken av elektrisk kraft. Det ble i denne meldingen understreket at en i en alvorlig tørrårsperiode i de nærmeste årene måtte regne med en kraftig prisøkning på elektrisitet både i Norge og i de andre nordiske landene. Det ble videre lagt vekt på at prisøkningen kunne komme brått og at en måtte regne med at markedsforholdene ville være ustabile.

I ettertid kan en spørre om de svært høye prisene fra desember til januar fullt ut var i samsvar med den reelle balansen i kraftmarkedet. Hensyn tatt til den usikkerheten som rådet for resten av vinteren kan en kanskje si at så høye priser ikke var et usannsynlig resultat. Prisfallet hang sammen med at værsituasjonen bidrog til at utsiktene for vårknipa ble lettere. Det kan også hevdes at det var nødvendig med en ekstra prisøkning for å få i gang en del kostbar reservekapasitet. Det er ekstra kostnader knyttet til oppstart av kraftverk som i lengre periode har vært ute av drift. For å få slike kraftverk operative i løpet av kort tid må prisene stige til nivåer som er høyere enn de løpende kostnadene ved å produsere.

I en analyse som er utarbeidet for meldingen, blir det pekt på at myndighetenes uttalte bekymring kan ha påvirket prisen. NVE og Olje- og energidepartementet bygde sine vurderinger på den tilgjengelige informasjon som forelå og gav ikke uttrykk for mer enn det som var en utbredt uro ved inngangen til vinteren. Det er imidlertid en lærdom at myndighetenes budskap og vurderinger må vurderes i lys av farene for å gi gale signaler til produsenter og forbrukere.

Prisoppgangen som fant sted kan også gjenspeile en forventning om at en fortsatt ugunstig værutvikling ville medføre behov for store forbruksreduksjoner frem til vårsmeltingen. Ulike aktører i kraftmarkedet har imidlertid hatt varierende vurderinger av faren for en anstrengt situasjon i løpet av perioden. Som følge av usikkerheten om de markedsmessige forholdene, var det i enkelte perioder store variasjoner i prisen fra dag til dag.

Når det er begrensninger i overføringsnettet, blir det ulike priser i ulike områder. Det var et begrenset antall tilfeller av områdepriser sist vin-



Figur 4.8 Endringer i elforbruket i perioden juli 2002-juli 2003 sammenliknet med tilsvarende periode året før. TWh.

Kilde: NVE

ter. Det viser at det stort sett var kapasitet i nettet til å gjennomføre de overføringene som var ønskelig.

4.4.5 Nærmere om forbruksutviklingen[1] i Norge

Figur 4.8 viser utviklingen i forbruket av elektrisitet august 2002-juli 2003.

I kraftintensiv industri ble det en betydelig reduksjon i strømforbruket vinteren 2002 – 2003. Denne reduksjonen bidro til å gjøre kraftsituasjonen mindre anstrengt enn det den ellers ville vært. Ved siden av en konjunkturmessig nedgang med dårlige markedsforhold for industrien generelt, skyldes reduksjoner i elforbruket hos kraftintensiv industri hovedsakelig kronekurs, høyt rentenivå og høye kraftpriser. Den største reduksjonen i forbruket fant sted i vinterperioden oktober – april. Reduksjonen i forbruket i denne perioden utgjorde 1,7 TWh sammenliknet med samme periode året før. Dette tilsvarte nærmere 5 prosent av svikten i tilsiget i Norge.

En del av reduksjonen i januar og februar skyldes trolig de høye kraftprisene vinteren 2002-2003. Videre utsatte noen av bedriftene oppstart av produktlinjer. Andre valgte å stoppe anlegg for å gjennomføre revisjon og vedlikehold, og dermed flytte produksjon i tid.

En kan neppe regne med tilsvarende reduksjoner når denne industrien har gode avsetningsforhold. Det er likevel klart at industrien har muligheter for raske endringer i forbruket når tilsiget svikter. Hensynet til langsiktige avsetningsforhold og hensynet til sysselsettingen gjør imidlertid at større endringer vil være kostbare. Mulighetene for kortvarige reduksjoner i forbruket i denne industrien fremover er drøftet i kapittel 6.6.

Elektrokjelene som kan skifte mellom elektrisitet og olje er viktig for fleksibiliteten på forbrukssiden. Erfaringene fra sist vinter viser at elektrokjelene i stor grad ble brukt til dette formålet sist vinter. Reduksjonene i kjelene fra vinteren

[1] Omtale og figurer i dette kapittelet baserer seg på NVEs korttidsstatistikk og bruk av bruttotall som ikke er korrigert for tap, jf. boks 3.7.

Boks 4.6 NVEs informasjonskampanje vinteren 2002/2003

Regjeringen la i St. prp. nr. 42 (2002-2003) den 17. januar 2003 frem et forslag om å sette i gang en landsomfattende informasjonskampanje, på bakgrunn av den anstrengte energisituasjonen vinteren 2002-2003. På oppdrag fra Olje- og energidepartementet fikk NVE ansvaret for å utforme og gjennomføre kampanjen. I forbindelse med behandlingen av St. prp. nr. 42 bevilget Stortinget 20 mill. kroner til tiltaket.

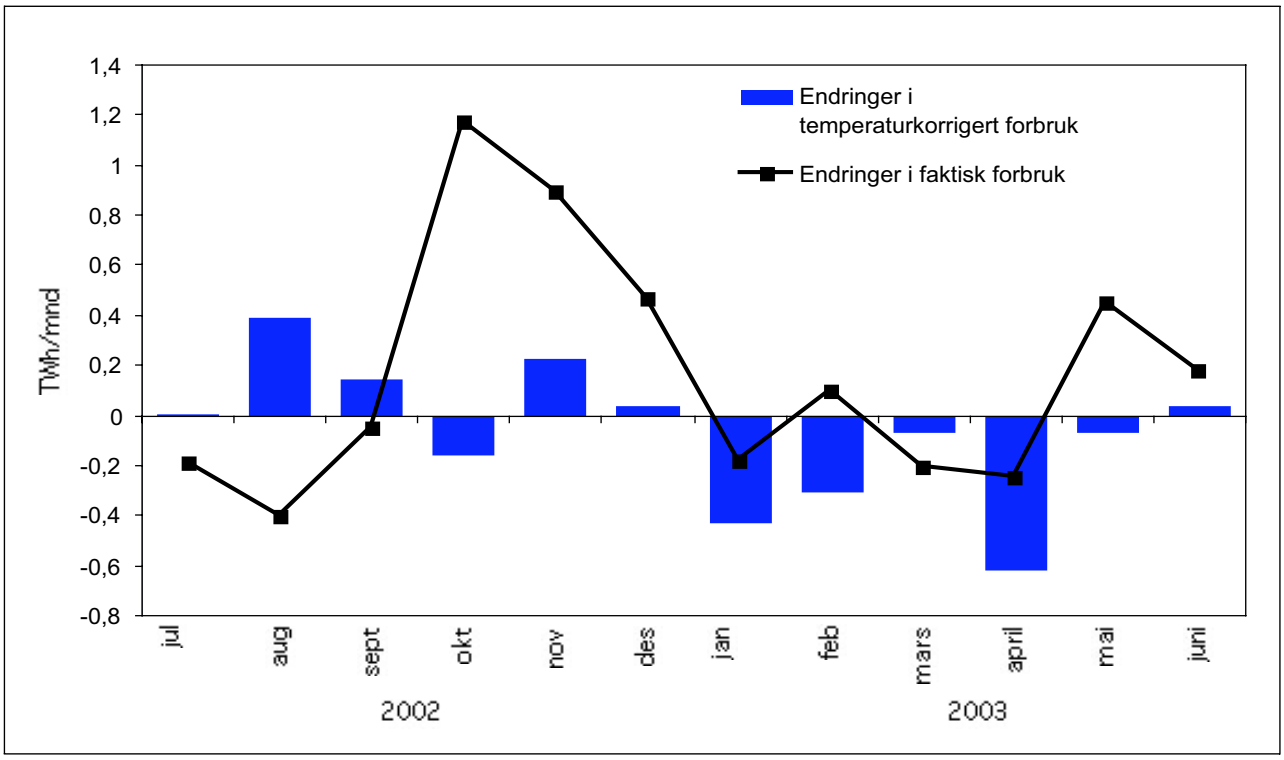
Bakgrunnen for å sette i gang tiltaket var at Regjeringen ønsket å opprette et samlet og helhetlig informasjonsopplegg rettet mot publikum, næringsliv og det offentlige. Informasjonstiltakene skulle være praktiske, målrettede og sikre oppdatert informasjon om det norske og nordiske kraftsystemet, om kraftsituasjonen og mulighetene for å spare strøm.

Selve kampanjen var basert på annonsering i TV og aviser, og på utsending av informasjonsmateriell til næringslivet og offentlige virksomheter. NVE opprettet også et stort nettsted; www.krafttak.no og et eget callsenter med grønt nummer.

NVE opprettet en egen informasjonstjeneste om kraftsituasjonen på sitt ordinære nettsted allerede i november. Etter at kampanjen ble etablert gikk denne tjenesten inn i nettstedet krafttak.no. Her ble det gitt helhetlig informasjon om den norske kraftforsyningen, det nordiske kraftsystemet, utviklingen i magasinfyllingen i Norge, risikovurderinger knyttet til en eventuell rasjoneringssituasjon samt beskrivelse av hvilke tiltak strømkundene kunne iverksette på kort sikt for å spare strøm. Publikum kunne også sende inn spørsmål knyttet til disse temaene via e-post. Nettstedet hadde fra oppstarten i februar og frem til midten av april mer enn 35 000 besøk.

NVE arrangerte et presseseminar før kampanjen ble igangsatt og etablerte rutiner for regelmessig utsending av rapporter og relevant informasjon til pressen. NVE etablerte også rutiner for koordinering av informasjon mellom OED, NVE, Statnett og Nord Pool.

Det ble gjennomført flere spørreundersøkelser, både før og etter kampanjen. Disse dreide seg om den anstrengte situasjonen i kraftforsyningen og om NVEs informasjonstiltak. Bedriftenes og publikums viktigste motivasjon for å spare strøm var å redusere egne utgifter, men også andre faktorer som landets anstrengte kraftsituasjon, og høyt mediefokus spilte en rolle.



Figur 4.9 Endringer faktisk elforbruk og elforbruk korrigert for temperaturer i alminnelig forsyning sammenliknet med samme periode året før. Juli 2002- juli 2003. TWh/mnd.

Kilde: NVE

2001-2002 til vinteren 2002 – 2003 var 1,7 TWh, om lag på nivå med reduksjonen i kraftintensiv industri. Dette er en nedgang på mer enn 50 prosent i forhold til samme periode året før. Nedgangen i forbruket i elektrokjeler viser at det generelt er stor fleksibilitet i dette forbruket. Likevel viser forbrukstallene at fleksibiliteten ikke ble fullt utnyttet i denne perioden, til tross for svært høye kraftpriser.

Figur 4.9 viser endringer i faktisk forbruk og temperaturkorrigert forbruk i alminnelig forsyning fra juli 2002 til og med juli 2003. Strømforbruket i alminnelig forsyning er betydelig mer sammensatt enn i kraftintensiv industri og i forbruksgruppen elektrokjeler. Den omfatter resten av næringslivet, husholdningene og offentlig forvaltning. En har ikke god nok informasjon til å gi en vurdering av hvor mye forbruket endret seg som følge av tilsigsvikt og uvanlig høye priser. Det er blant annet betydelig usikkerhet til hvor stor rolle temperaturen spilte for forbruket, en kan bare også gjette på hvordan forbruket hadde utviklet seg med en normal kraftsituasjon. Temperaturkorrigerte tall viser en nedgang i forbruket fra vinteren 2001 – 2002 til vinteren 2002 – 2003 på 1,3 TWh. Hvis en i tillegg legger til grunn at forbruket i en normal situasjon ville ha økt med 1,2 prosent, lik gjennomsnittet for de siste ti årene, får vi en reduksjon på om lag 2 TWh. Dette er en betydelig tilpasning til svikten i tilsiget.

4.5 Virkninger på norsk økonomi. Strømregninger og inntektsfordeling

4.5.1 Innledning

Strømutgiftene utgjører en merkbar del av husholdningens samlede utgifter og er en viktig innsatsfaktor i store deler av næringslivet. De ulike brukergrupper står imidlertid overfor forskjellige priser, delvis på grunn av at noen har langsiktige forsyningskontrakter, delvis på grunn av avgiftsfritak, delvis på grunn av ulike utgifter knyttet til nettleie og delvis fordi andelen av fastpriskontrakter varierer mellom brukergruppene.

Den vanligste kraftforsyningskontrakten blant husholdninger er kontrakt med variabel pris, jf. figur 4.10 som viser fordeling av typer kontrakter, men også deler av tjenesteytende næringer og industrien har variable kontraktspriser. Dette innebærer at disse forbrukerne vil være eksponert for sterke svingninger i kraftprisen, slik en opplevde vinteren 2002-2003.

Boks 4.7 Støtteordning for varmepumper mv

Regjeringen la i St. prp. nr. 42 (2002-2003) den 17. januar 2003 frem et forslag om tilskuddsordning for elektrisitetssparing i husholdningene. Kriterier for ordningen ble utformet av Enova SF på oppdrag fra Olje- og energidepartementet, og det ble med forbehold om Stortingets godkjennelse åpnet for søknader til ordningen fra og med 1. februar 2003. Det ble bevilget 50 mill kroner til ordningen. Søknadsfristen ble satt til 15. mars 2003, jf. Innst. S. nr 133 (2002-2003).

Regjeringens ønske med ordningen har vært å bidra til at privathusholdninger gjennomfører tiltak for å redusere energiforbruket i egen bolig. Vinteren 2002-2003 var det stor oppmerksomhet blant strømkunder og i media omkring oppvarmingsalternativer og energisparende tiltak som man enkelt kan gjennomføre i privatboliger. Regjeringen ønsket å utnytte denne oppmerksomheten slik at man kunne bidra til å bygge opp et sterkere marked for alternative oppvarmingsløsninger og effektive energisparende tiltak. Mulige alternativ har eksistert, men de har fått liten oppmerksomhet og dermed liten utbredelse.

Ordningen har gitt privathusholdninger mulighet til å søke om støtte til installasjon av varmepumper, pelletskaminer og styringssystemer for elektrisk oppvarming. Søkere kunne få dekket 20 prosent av investeringen oppad begrenset til 5000 kroner ved investering i varmepumper og pelletskaminer eller 2000 kroner ved investering i styringssystemer. Enova har satt krav til søkere om at produktene skulle oppfylle visse kvalitetskrav både når det gjelder produktspesifikasjoner og installasjon. Søkere som falt innenfor ordningen, mottok et tilsagnsbrev fra Enova med informasjon om de kriterier som måtte oppfylles for at et refusjonsbeløp skulle bli utbetalt. Søker har hatt en frist på fire måneder for å gjennomføre tiltaket.

Ordningen ble bredt annonsert og var mye omtalt i media. Ved søknadsfristens utløp var det mottatt 50.421 søknader til ordningen. Av disse var rundt 47.000 støtteberettiget. Av de støtteberettigede søknadene er 87 prosent knyttet til varmepumper, mens tallene for pelletskamminer og styringssystemer er henholdsvis 9,4 prosent og 3,3 prosent. Foreløpige tilbakemeldinger viser at noe over halvparten av søkerne vil gjøre nytte av tilsagnet med størst gjennomføringsandel for varmepumper.

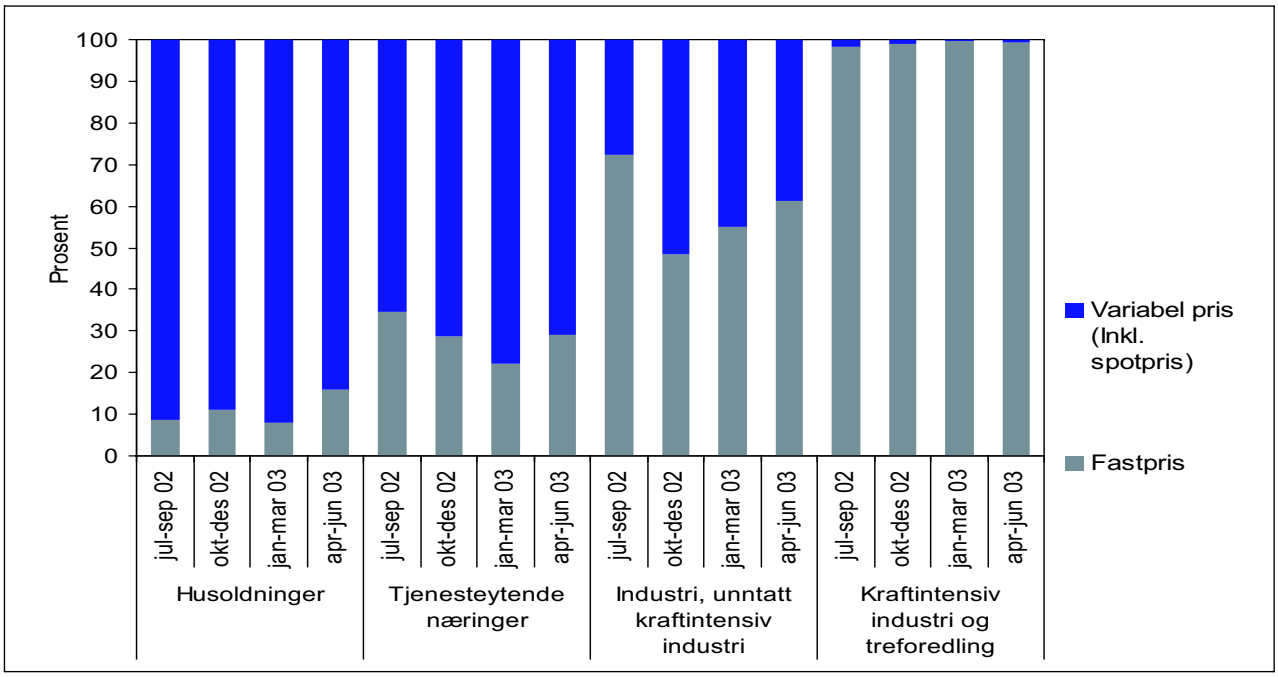
På bakgrunn av informasjon om søkermassen foreslo Regjeringen i revidert nasjonalbudsjett for 2003 en økning av bevilgningen på 25 mill. kroner samt en fullmakt til å overskride bevilgningen på 150 mill. kroner. Total ramme for ordningen i 2003 ble dermed 225 mill. kroner.

Enova skal rapportere om bruken av midlene under ordningen og evaluere effekten av ordningen i løpet av 2004. Foreløpige vurderinger er at tilskuddsordningen har bidratt til å øke den allmenne kjennskap til alternative oppvarmingsløsninger. 2003 ser ut til å bli et nytt toppår for installasjon av varmepumper. Økt konkurranse på tilbudssiden har ført til at prisene per installasjon har gått ned over året til tross for den stimulans som tilskuddsordningen innebærer. Det store antall søkere har ført til at Enova bevisst har fordelt utsendelse av tilsagn i tid for å motvirke prispress.

Gjennomføringsandelen for de 9000 første søkerne var på om lag 50 prosent. For tilsagn med frist utover høsten er det lagt til grunn en gjennomføringsandel på 60 – 65 prosent, da dette normalt er en tid hvor varmeløsninger har større oppmerksomhet. De samlede kostnadene med en slik gjennomføringsandel vil bli på om lag 135 mill. kroner, hvor de administrative kostnadene utgjør om lag 12 mill. kroner.

Som følge av at prisene får gjennomslag til sluttbrukerne vil prisutviklingen på elektrisitet også få en betydning i makroøkonomisk sammenheng når den øker så mye som den gjorde vinteren 2002-2003. Husholdningene får redusert den reelle verdien av sine inntekter når de står overfor høyere strømpriser. I næringslivet vil økte strømutgifter føre til økte produksjonskostnader som vil redusere overskuddet og gi høyere priser på produktene.

I vurderingen av virkningene av kraftsituasjonen 2002-2003 har departementet fått utført to prosjekter av SSB, jf. vedlegg 1. Formålet med prosjektene har vært å få en vurdering av virkningene av høyere kraftpriser i økonomien som hel-



Figur 4.10 Fordeling av typer kraftkontrakter. Prosent.

Kilde: Statistisk sentralbyrå

het og av hvilke grupper som rammes av høyere strømpriser.

4.5.2 Makroøkonomiske virkninger av svikten i tilsiget

En svikt i tilsiget som medfører lavere kraftproduksjon enn normalt innebærer et direkte tap i økonomien fordi det er mindre naturressurser tilgjengelig. Hvordan tapet fordeler seg på ulike grupper avhenger blant annet av hvilke kraftkontrakter som er inngått. Hvis mye av produksjonen selges til løpende priser kan prisoppgangen mer enn oppveie produksjonstapet for vannkraftprodusentene. Det motsatte gjelder for forbrukerne. Beregningene til SSB viser at forbrukerne hadde et klart inntektstap som følge av svikten i vannkraftproduksjonen.

SSBs analyser av de økonomiske og velferdsmessige virkningene av svikten i tilsiget 2002-2003 er utført ved hjelp av den makroøkonomiske modellen KVARTS. Effektene av økningen i spotprisene på kraft i 2002 er ikke studert nærmere, fordi prisøkningen i liten grad fikk konsekvenser for forbrukerne før årsskiftet, jf. kapittel. 3.4.3. Analysen ser derfor på virkningene for økonomien av de økte kraftprisene i året 2003. Virkningene av høyere strømpriser og lav kraftproduksjon er beregnet under antagelser om en forventet pris- og produksjonsutvikling for kraft for siste del av 2003. For året 2003 er det antatt en produksjon på 107 TWh, en nedgang på 11 TWh i forhold til produksjonsevnen i normale år. Selv om kraftprisen og -produksjonen i etterkant kan ha vist en noe annen utvikling, illustrerer SSBs analyser i hovedtrekk hva som vil være virkningen av økte kraftpriser for ulike sektorer og økonomien som helhet. Som sammenlikningsgrunnlag er det utført en beregning av hvordan tilpasningen i økonomien ville vært med normal kraftproduksjon og -priser.

Virkningene i økonomien av perioder med høye kraftpriser vil også avhenge av i hvilken grad prisene slår igjennom til ulike sluttbrukere. Det er store variasjoner i kontraktstyper mellom og innenfor de ulike forbruksgruppene. Over 2/3 av husholdningene har kontrakt med variabel pris jf. figur 4.10. Næringslivet har en helt annen fordeling av kraftkontrakter enn husholdninger. For industrien er det mest vanlig med fastpris-/fastvolumkontrakter, jf. kapittel 6.6.

Beregningene viser at den direkte nedgangen i kraftproduksjonen som følge av tilsigssvikten isolert sett bidrar til et tap i bruttonasjonalproduktet (verdiskapningen) for fastlands-Norge med 0,2 prosent sammenliknet med et år med normal vannkraftproduksjon.

Svikten i vannkraftproduksjon gir virkninger for de ulike sektorene i økonomien. Analysene viser at husholdningene rammes av tilsigssvikten

på to måter. For det første viser beregningene at nedgangen i kraftproduksjonen medfører elektrisitetspriser til husholdningene som over året ligger om lag 30 prosent høyere enn i en normalsituasjon. Det er særlig i første del av 2003 at prisene til husholdningene er beregnet å være høyere enn i en situasjon med normale tilsigsforhold. For første kvartal av 2003 var prisene til husholdninger 54 prosent høyere enn de prisene som beregnes for et år med normal kraftproduksjon.

Utgiftene til elektrisitet i 2003 er som følge av dette beregnet til å utgjøre 4 prosent av de totale forbruksutgiftene som husholdningene har.

Husholdningene rammes også mer indirekte av en tilsigssvikt. Fordi elektrisitet er en viktig innsatsfaktor i næringslivet viser beregningene at produksjonen av flere andre varer og tjenester også blir dyrere. Denne prisøkningen fører også til økte utgifter for husholdningene.

Konsumprisindeksen er et mål på den månedlige prisutviklingen for en gjennomsnittshusholdning i landet, basert på fordelingen av husholdningers forbruk av varer og tjenester. Ifølge konsumprisindeksen (KPI) har elektrisitetsprisen til husholdningene fra og med november 2002 vært høyere enn noen gang tidligere. I januar 2003 nådde gjennomsnittsprisen en topp; 111 prosent høyere enn den forrige pristoppen i begynnelsen av 1997. Med de forutsetninger som er gjort for resten av 2003 viser SSBs analyser at de samlede virkningene av tilsigssvikten medfører at konsumprisindeksen i gjennomsnitt øker med 1,3 prosent for 2003.

Husholdningen tilpasser seg i en viss grad til de økte kraftprisene ved å redusere elforbruket og ved en overgang til andre energibærere. Mulighetene for dette på kort sikt er imidlertid begrenset av tilgangen på annet oppvarmingsutstyr. De økte kraftprisene, sammen med økte priser på andre varer og tjenester, medfører derfor en nedgang i husholdningenes disponible inntekter.

I SSBs analyser fører dette til at husholdningene reduserer sin samlede etterspørsel etter varer og tjenester med 0,3 prosent for året som helhet. Den største delen av dette finner sted i første del av 2003, når virkningene fra de økte kraftprisene er størst.

Husholdningenes samlede forbruksutgift i 2003 øker med 0,9 prosent som følge av de unormalt høye elektrisitetsprisene. Dette gir en tilsvarende reduksjon i husholdningenes inntekt. Spareraten i husholdningene beregnes også å gå ned med 0,6 prosent sammenliknet med en mer normal situasjon.

Analysene viser at også andre sektorer i økonomien rammes både direkte og indirekte av de økte kraftprisene som svikten i vannkraftproduksjon medfører. De høye kraftprisene gir økte kostnader for næringslivet, og svekker konkurranseevnen for de delene av industrien som er konkurranseutsatt. Eksporten av tradisjonelle varer går i følge SSBs beregninger ned med 0,4 prosent i 2003. I tillegg bidrar nedgangen i etterspørselen fra husholdningene til en nedgang i aktivitetsnivået i de deler av økonomien som er direkte eller indirekte rettet mot husholdningene.

Den kraftintensive industrien har i større grad fastpris/fastvolumkontrakter enn andre sektorer i økonomien. I analysen rammes derfor denne delen av industrien i mindre grad av de økte kraftprisene, også fordi husholdningenes reduserte etterspørsel ikke har virkninger mot denne industrien.

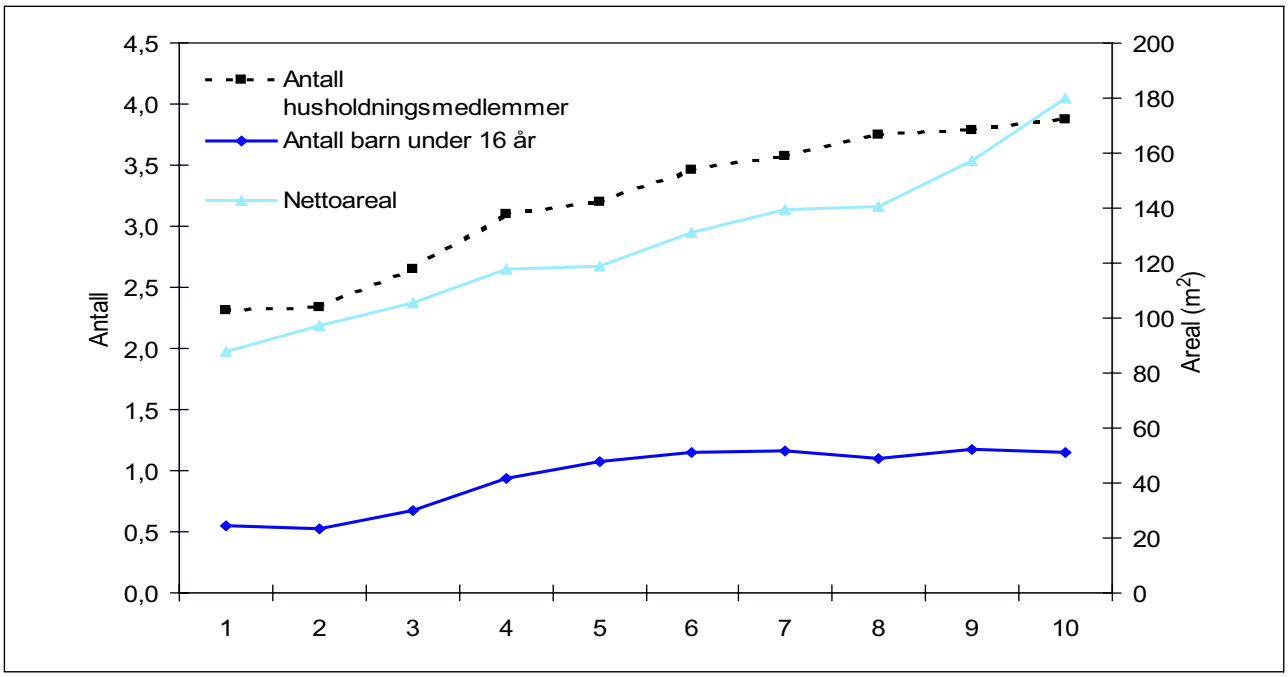
Beregningene viser at den høye kraftprisen sammen med den dempende effekten dette har på etterspørselen i økonomien reduserer forbruket av elektrisitet med 3,2 prosent eller 4 TWh sammenliknet med et år med normal kraftproduksjon. Dette blir i beregningene motsvart av en økning i kjøpet av fyringsolje, som viser en vekst på 7 prosent.

SSBs analyser gir som resultat at effektene av svikt i kraftproduksjonen, redusert etterspørsel fra husholdningene og svekket konkurranseevne samlet sett fører til at bruttonasjonalproduktet for fastlands-Norge blir 0,5 prosent lavere enn med en normalsituasjon i kraftmarkedet. Som følge av perioden med tilsigssvikt er det beregnet at disponibel realinntekt for Norge reduseres med 6,6 mrd. kroner i 2000-kroner sammenliknet med en normal situasjon.

4.5.3 Strømregninger og husholdningsinntekter

Vinteren 2002-2003 var det knyttet særlig oppmerksomhet til hvordan de økte kraftprisene ville slå ut i forhold til husholdninger med lave inntekter.

For å vurdere betydningen av prisøkningen har SSB utført en analyse av hvordan ulike husholdninger rammes av økte kraftpriser. Husholdningene har imidlertid ulike egenskaper, som gjør at utslagene av en økning i kraftprisene vil kunne være svært forskjellige. For å gjøre en slik analyse er det nødvendig å se nærmere på de ulike karakteristika ved husholdningene, som boligstørrelse, inntekt, antall personer i husholdningen, tilgang på alternativt oppvarmingsutstyr mv. SSB har i sin analyse gruppert husholdningene i ulike kategorier etter forbruks- og inntektsnivå.



Figur 4.11 Egenskaper ved husholdningene i ulike inntektsgrupper.

Kilde: Statistisk sentralbyrå

Ut fra inndelingen av husholdningene etter økende forbruk viser SSBs analyser at det normalt er slik at husholdninger med mange personer eller stort boligareal bruker mer strøm enn mindre husholdninger. Gruppene med høyest forbruk av strøm har også størst areal å varme opp, og flest familiemedlemmer både totalt og under 16 år. Inndelingen etter forbrukskategorier viser også at andelen som bor i blokk og andelen enslige er langt høyere i de gruppene som bruker lite strøm enn i gruppene med høyt strømforbruk. Ut fra dette kan en anta at det blant annet er de store barnefamiliene med store boliger som har høyt strømforbruk, og som vil få størst utgiftsøkning som følge av økte strømpriser.

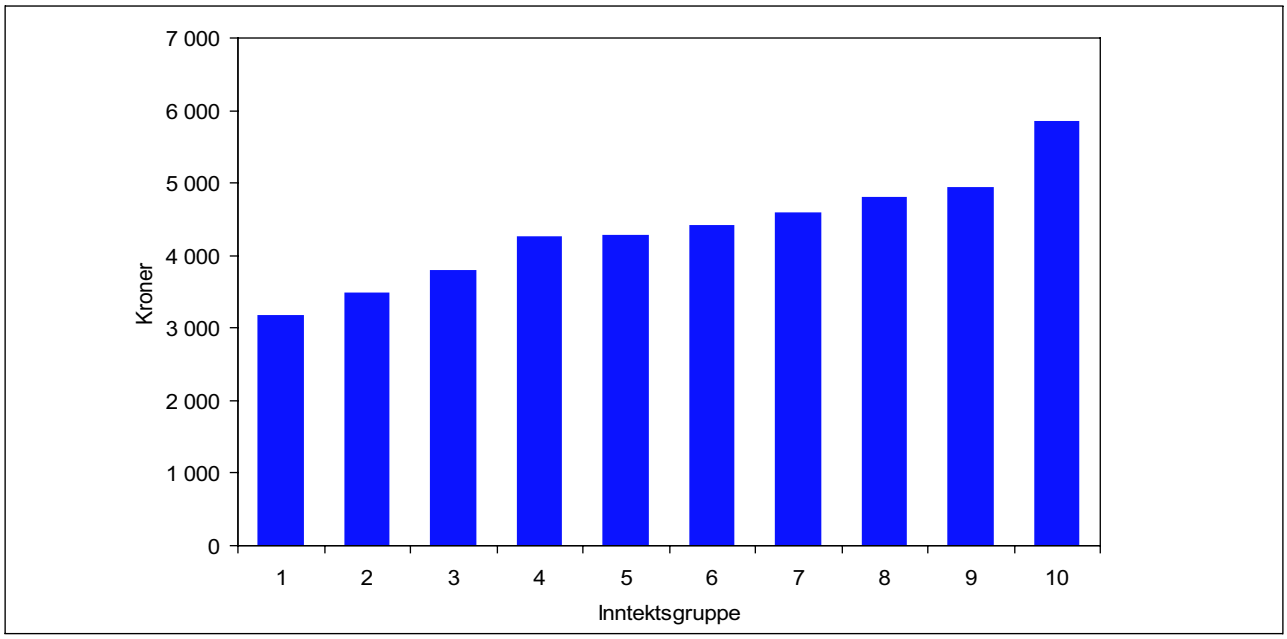
Selv om de som bruker mest strøm også vil få den største økningen i utgifter når kraftprisen øker, vil byrden av økte strømutgifter variere ut fra hvilken inntekt husholdningen har. Figur 4.11 viser ulike egenskaper ved husholdninger i inntektsgruppene, der gruppe 1 har lavest inntekt og gruppe 10 har høyest inntekt. Figuren viser at husholdningene med de høyeste inntektene i gjennomsnitt har høyest størst boligareal og flest husholdningsmedlemmer.

Ut fra disse egenskapene ved husholdningene har SSB beregnet hvordan økte kraftpriser påvirker husholdningenes strømutgifter sett i forhold til inntekten. Vurderingen skjer i forhold til hva som kan beregnes å være husholdningens strømutgifter i et år med normal kraftproduksjon på samme måte som i de makroøkonomiske analysene i kapittel 4.4.2.

I analysen vurderes kun effekten av de økte kraftprisene for 2003. Årsaken er at prisøkningen for husholdningene begynte så sent i 4. kvartal 2002 at gjennomsnittsprisen for kvartalet ikke var vesentlig over normalprisen. Videre ser analysene på økningen i strømutgiftene eksklusiv nettleie, som er forutsatt uendret for beregningsperioden.

I analysen har SSB lagt til grunn faktisk utvikling i produksjon og kraftpriser frem til oktober 2003. For resten av 2003 er det gjort anslag på kraftprisutviklingen. Som utgangspunkt for analysen er det anslått en gjennomsnittlig kraftpris til husholdningene for 2003 på 60,3 øre/kWh inkludert merverdiavgift og avgifter, eksklusiv nettleie. Til sammenligning er kraftprisen under normale tilsigsforhold anslått til 39,7 øre/kWh inkludert merverdiavgift og avgifter. Differanse i kraftprisen for 2003 i forhold til et normalår er dermed anslått til på 20,5 øre/kWh inkludert avgifter.

Figur 4.12 viser beregnet økning i strømutgifter i 2003 til husholdningene i ulike inntektsgrupper. I gjennomsnitt øker de beregnede strømutgiftene til husholdningene med 4363 kroner over året. Som andel av inntekten øker dermed husholdningenes utgifter til strøm eksklusiv nettleie fra 4,3 til 6,5 prosent i gjennomsnitt i denne beregningen.



Figur 4.12 Økt strømutgift i husholdningene etter inntektsgruppe. 2003-kroner

Kilde: Statistisk sentralbyrå

Det er imidlertid store forskjeller i de ulike inntektsgruppene. For gruppen av husholdninger med de aller laveste inntektene viser figuren at økningen i utgifter er beregnet til 3172 kroner per år. For gruppen med høyest inntekt er økningen i strømutgiften anslått til nær dobbelt så stor, 5850 kroner pr. år.

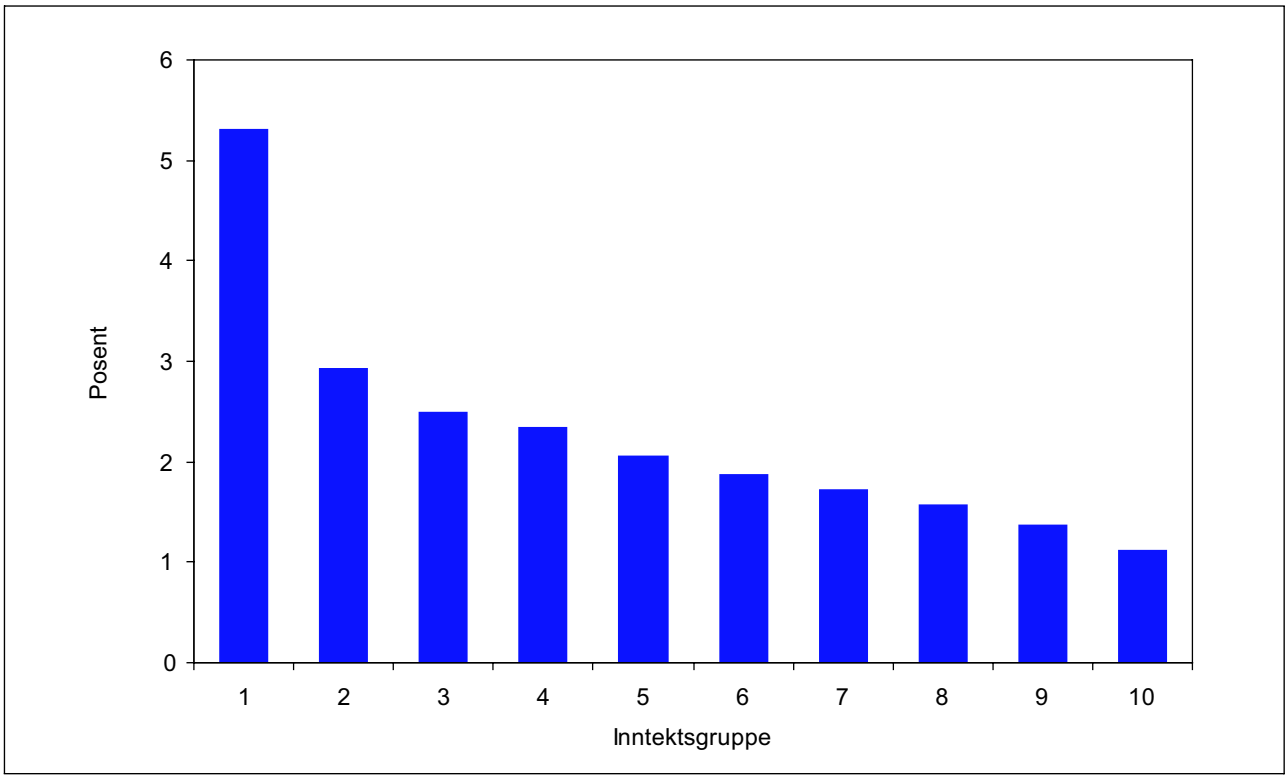
Selv om den faktiske utgiftsøkningen er størst for husholdningene med høyest inntekt er det store forskjeller på utgiftsøkningen sett i forhold til inntekten. Økningen i utgifter som følge av kraftsituasjonen tilsvarer nærmere 6 prosent av inntekten for gruppen med lavest inntekt. For disse husholdningene vil strømutgiftene slik de er beregnet for 2003 samlet sett utgjøre 16 prosent av inntekten eksklusiv nettleie. Til sammenligning tilsvarer den beregnede økningen i strømutgiftene om lag 1 prosent av inntekten for gruppen med høyest inntekt. De samlede strømutgiftene som er beregnet for denne inntektsgruppen i 2003 utgjør 3 prosent av inntekten eksklusiv nettleie.

Siden de økte utgiftene som følge av høyere kraftpriser i stor grad er konsentrert rundt 1. kvartal 2003 vil de relative utslagene mellom inntekt og utgift i de ulike gruppene være enda større innenfor perioden med de høyeste kraftprisene.

Utslagene av de økte utgiftene som en andel av inntekten i de ulike inntektskategoriene er illustrert i figur 4.13. Figuren viser at de økte strømprisene gir langt høyere utslag for husholdningene med lavest inntekt når økningen i utgifter måles pr inntektskrone i husholdningen. Uten mer inngående analyser av forholdet mellom inntekt og utgifter i de ulike forbrukskategoriene er det imidlertid vanskelig å vurdere hvilke grupper som har vanskeligst for å betale den økte strømregningen.

Når utgiftene til strøm øker vil forbrukerne reagere med å redusere forbruket av elektrisitet i den grad de har mulighet. Noen av forbrukerne har isteden mulighetene for å redusere utslagene av økt strømpris ved å bruke mer av alternative energivarer i oppvarmingen. De husholdningene som har tilgang på alternativer til strøm for oppvarming kan unngå noe av konsekvensene av økte kraftpriser som de ellers måtte ta i økte utgifter eller i redusert komfort på grunn av redusert forbruk. Det vil derfor være forskjeller i hvordan økte strømutgifter påvirker velferden i husholdningene. Ut fra analysene av husholdninger i de ulike inntektsgruppene går det fram at husholdningene i de laveste inntektsgruppene har minst mulighet for å tilpasse seg økte kraftpriser ved en overgang til andre energibærere. Denne gruppen har i minst grad tilgang på annet oppvarmingsutstyr. Husholdningene med middels og høyeste inntekter har noe større fleksibilitet, og bruker derfor mer ved og parafin enn lavinntektsgruppene. Andelen av husholdninger med oljeutstyr er størst i de høyeste inntektsgruppene.

Tallene i figur 4.12 gjenspeiler videre gjennomsnittsverdier i de ulike inntektskategoriene. Selv om resultatene indikerer at de høyeste inn-



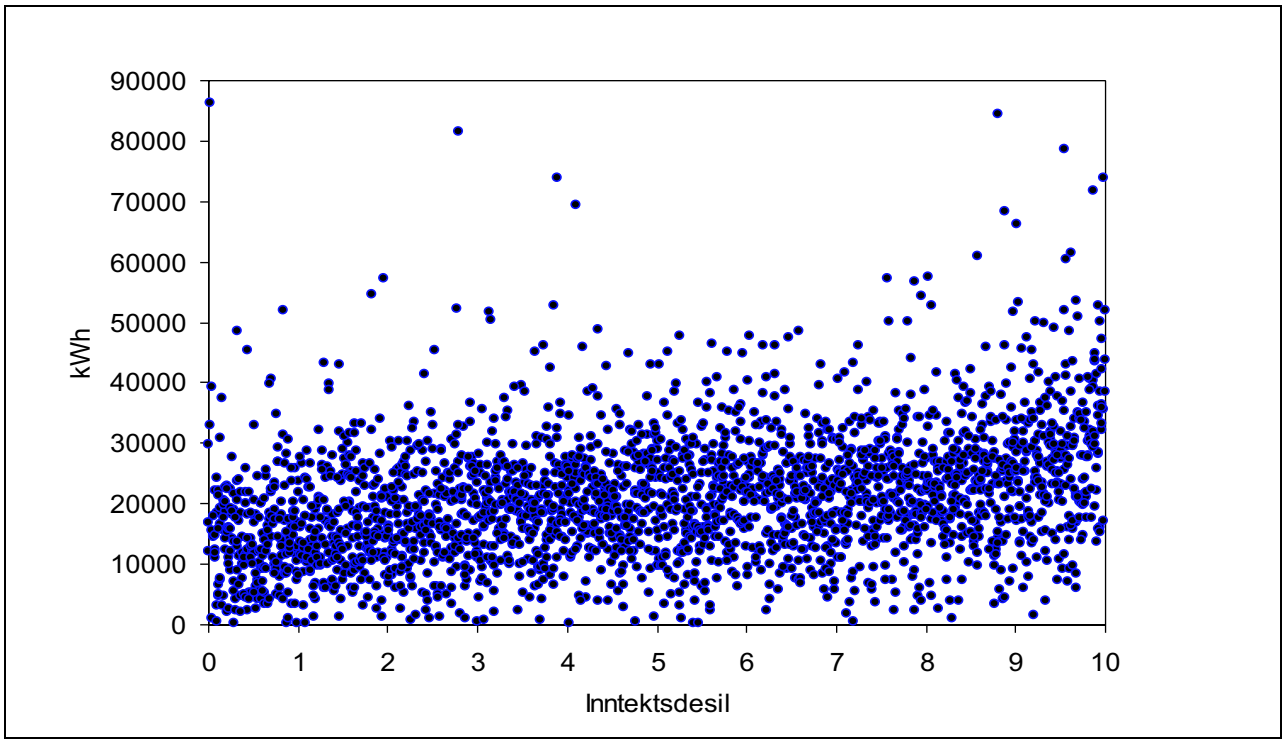
Figur 4.13 Økning i strømutgift som andel av inntekten i ulike inntektsgrupper. Prosent.

Kilde: Statistisk sentralbyrå

tektsgruppene får de største utgiftene, viser SSBs analyser at det er stor variasjon i energiforbruket innen de ulike inntektsgruppene, jf. figur 4.14. Spesielt viser analysene at en relativt stor andel lavinntektshusholdninger har høyt elektrisitetsforbruk, og dermed høye elektrisitetsutgifter. I husholdningsgruppen med lavest inntekt har 17 prosent av husholdningsgruppen et elektrisitetsforbruk over 25000 kWh i året, selv om gjennomsnittsforbruket for denne gruppen er 17278 kWh pr. år. Dersom disse husholdningene ikke har mulighet til å redusere forbruket, viser SSBs analyser at de vil få en økt strømutgift på 5135 kroner pr år. Hele 76 prosent av husholdningene i den laveste inntektsgruppen hadde et elektrisitetsforbruk over 10000 kWh i året, som gir en utgiftsøkning på minst 2054 kroner i økte strømutgifter. For husholdninger med lav inntekt kan derfor elektrisitetsutgiften utgjøre en betydelig andel av husholdningens samlede inntekter.

Resultatene fra SSBs analyser viser at forbruket i stor grad bestemmes av boligareal og antall husholdningsmedlemmer, og i liten grad direkte av inntekt. De store husholdningene bruker i gjennomsnitt mest elektrisitet og får dermed størst utgiftsøkning. Siden disse husholdningene har relativt god råd i gjennomsnitt, vil ikke utgiftsøkningen nødvendigvis være så tung å bære for disse husholdningene som for husholdninger med lavere forbruk. Fordi det er stor spredning i elektrisitetsforbruket innen de ulike inntektsgrupperingene, kan en del av husholdningene med lavest inntekt rammes hardt av de høye strømprisene. Dersom disse husholdningene ikke har muligheter til å redusere strømforbruket uten betydelig reduksjon i velferden (for eksempel på grunn av mange barn og stort boligareal), kan den økte strømprisen få betydelige konsekvenser for enkelte husholdninger i de laveste inntektsgruppene.

Erfaringene fra vinteren 2002- 2003 og analysene som er utført viser at svingningene i kraftprisen som følge av tilsigsvariasjoner kan få virkninger i flere sektorer i økonomien. Det er særlig husholdningene som er eksponert for prisvariasjonene. Dette skyldes at utbredelsen av kontrakter med variabel pris er spesielt stor i denne gruppen. Som følge av kraftsituasjonen har det vært en økende tendens til at husholdningene går over til fastpriskontrakter. SSBs prisstatistikk for 3. kvartal 2003 viser at andelen av husholdningene som har variabel kraftpris har blitt redusert fra 81 til 72 prosent det siste året. Samtidig har andelen som er på fastpriskontrakter blitt nær fordoblet i



Figur 4.14 Husholdningenes elektrisitetsforbruk etter inntektsgruppe.

samme periode. Likevel er de fleste husholdninger fortsatt knyttet til kontrakter der kraftprisen vil variere avhengig av utviklingen i kraftmarkedet. En nærmere omtale og vurdering av tiltak knyttet til kontrakter, regelverk og forbrukernes rettigheter i kraftmarkedet er gitt i kapittel 6.6 og 6.7.

4.6 Konklusjoner

Utfordringen for energipolitikken ved en plutselig svikt i tilsigene er å komme seg gjennom tappesesongen med tilstrekkelig magasin- og importkapasitet til å dekke forbruket frem til snøsmeltingen. Når tilsigssvikten kommer, er derfor viktig for at kraftsystemet har evne til å tilpasse seg situasjonen. Det spesielle med tilsigsvikten 2002-2003 var at svikten var meget stor i løpet av kort tid, den rammet hele Norden og den fant sted like før inngangen til tappesesongen.

Tilsigssvikten satte det nordiske kraftmarkedet på en hard prøve. Et velfungerende kraftmarked bidro til at Norge kom ut av vinteren 2002-2003 uten svikt i kraftforsyningen. Kraftsystemet greide derfor oppdekningen etter en usedvanlig tørr høst. En slik høst har et beregnet gjentaksintervall på 100-200 år for Norge, 50-100 år for Sverige og 100-200 år for kombinasjonen Norge og Sverige.

Utviklingen i priser, produksjon og kraftoverføring kan forklares på en rimelig måte ut fra svikten i tilsiget. Det viser utredningene som er utarbeidet for meldingen, jf. vedlegg 1. Forbruket ble dempet, men den faktiske reduksjonen i en slik situasjon vil også avhenge av usikre variable som konjunktursituasjon og temperatur. Erfaringene viser også at forbruket trenger tid på å omstille seg, blant annet til overgang til andre energibærere. Også oppstarten av termisk produksjon i de andre landene vil skje over tid. Dette skyldes særlig at det kreves en prisøkning over et visst tidsrom for at kraftverk som vanligvis ikke er i bruk skal være lønnsomme å ta i bruk.

Prisutslagene som følge av kraftsituasjonen sist vinter var svært sterke. I desember og januar lå spotprisen på elektrisitet langt over de nivåer som er registrert tidligere. Det er imidlertid ikke overraskende at en anstrengt kraftsituasjon kan gi en meget rask prisøkning til et høyt nivå.

Prisøkningen fikk konsekvenser på flere områder. Spesielt ble husholdningene hardt rammet fordi de i større grad enn næringsliv og industri har kontrakter med variabel pris. Beregninger peker i retning av at blant annet store barnefamilier med store boliger og høyt strømforbruk kan bli hardt rammet av høye strømpriser.

Disse familiene befinner seg hovedsakelig i de midtre og øvre inntektsgruppene. Spredningen i elektrisitetsforbruket innen de ulike inntektsgruppene er imidlertid stor, og relativt mange husholdninger med lav inntekt rammes også hardt av de høye strømprisene. Selv om det kan registreres en tendens mot større bruk av fastpriskontrakter er fortsatt en betydelig andel av husholdningene eksponert for svingninger i kraftprisen.

Gjennom vinteren møtte produsentene og forbrukerne en situasjon som de tidligere ikke hadde erfaring med og systemet ble satt på prøve. De systemansvarlige i de nordiske landene samarbeidet nært og bidro blant annet til å øke overføringsevnen i den anstrengte kraftsituasjonen. Det må også nevnes at det ikke ble større tekniske problemer i kraftsystemet vinteren 2002-2003. Nord Pool og aktørene på Nord Pool er blitt bedre rustet til å møte liknende situasjoner. At reservekapasitet ble tatt i bruk i stort omfang i våre naboland og at kabelen mellom Sverige og Polen ble snudd til import til Sverige, er eksempler på forhold som utover vinteren bidro til å befeste aktørenes tillit til systemet. Dessuten har mange forbrukere nå fått et mer bevisst forhold til at kraftforbruket må ses i sammenheng med de løpende kraftprisene. Til sammen gjør disse erfaringene at systemet bør være mer forberedt på raske omlegginger enn tidligere.

Selv om mer kraftproduksjon og mindre forbruk er viktig for vår evne til å takle tørrår, viser vinteren at det også er svært viktig at kraftsystemet har tilstrekkelig omstillingsevne til å takle de kortsiktige svingningene i tilsigene på en god måte.

Vannkraftmagasinene er fortsatt den enkeltfaktor som er av klart størst betydning for fleksibiliteten i energiforsyningen. Nedtappingen av magasinene i 2002-2003 muliggjorde en større vannkraftproduksjon enn tilsigssvikten tilsa. På grunn av en svakere kraftbalanse innenlands kan imidlertid ikke magasinene spille samme rolle for tørrårssikringen som de gjorde tidligere.

Investeringsnivået i elektrisitetsproduksjonen har vært lavt i de senere årene. En viktig grunn til dette har vært forventninger om lave priser. En annen grunn er at det har vært nødvendig å stille strenge miljøkrav til nye utbygginger. Etter departementets vurdering vil prisutviklingen bety mye for omfanget av nye investeringer i produksjon og forbruk. I tillegg må det stimuleres til miljøvennlige investeringer gjennom energipolitikken.

En større utbygging av ny kapasitet og en omlegging av energibruken vil bidra til å redusere sårbarheten i kraftforsyningen. Det norske kraftsystemet vil imidlertid i lang tid fremover være dominert av vannkraft. Det betyr at det er nødvendig å få i stand tiltak som er rettet direkte mot å lette svært anstrengte kraftsituasjoner.

5 Tiltak for en mer robust kraftforsyning

Regjeringens strategi for en sikrere energiforsyning består av tiltak som vil gi en mer robust kraftforsyning og tiltak som bedrer håndteringen av svært anstrengte situasjoner. I dette kapitlet gjennomgås Regjeringens politikk for en mer robust kraftforsyning. Politikken for å mestre svært anstrengte situasjoner gjennomgås i kapittel 6.

5.1 Hovedområdene for økt innsats for en mer robust kraftforsyning

Regjeringens politikk for å bedre forsyningssikkerheten tar utgangspunkt i hovedlinjene i energipolitikken. Hovedlinjene er trukket opp gjennom energimeldingen (St.meld. nr. 29 (1998-99)) og Sem-erklæringen. Regjeringens energipolitikk skal fremme verdiskapning og baserer seg på målet om en bærekraftig utvikling. Energien skal framskaffes på en effektiv og miljøvennlig måte, og energiforsyningen skal være sikker. Regjeringen har allerede gjennomført betydelige tiltak som bidrar til å bedre forsyningssikkerheten, jf. boks 1.1. Det er imidlertid nødvendig med en ytterligere økning av innsatsen. Regjeringen legger derfor opp til å imøtekomme framtidens krav til energiforsyningen med økt innsats over et bredt felt. Det er den samlede innsatsen som vil gjøre energiforsyningen bedre rustet i år med svikt i vannkraftproduksjonen. Innsatsen vil særlig være rettet mot å:

- Styrke innsatsen for miljøvennlig omlegging av energibruk og -produksjon. Det vil blant annet bli lagt opp til en ny ordning for å stimulere til investeringer i infrastruktur for fjernvarme.
- Forbedre reguleringer og plantiltak i energiomleggingen. En rekke tiltak vil bidra til mer fleksible oppvarmingsløsninger.
- Styrke grunnlaget for mer vannkraftproduksjon. Regjeringen vil øke innsatsen for å modernisere og oppruste vannkraftanleggene. Regjeringen vil i tillegg prioritere å få bygd ut et betydelig antall mikro-, mini- og småkraftverk.
- Arbeide for å etablere et felles norsk-svensk marked for grønne sertifikater for elektrisitetsproduksjon. Dette vil styrke satsingen på fornybar energi.
- Øke bruken av naturgass innenlands på en miljøvennlig måte. Regjeringen har trukket opp en strategi for økt bruk av naturgass og satsing på gasskraftverk med CO_2-håndtering.
- Fremme et styrket og mer forpliktende nordisk el-samarbeid og legge til rette for at departementet heretter kan godkjenne organiseringen av nye overføringsforbindelser til utlandet.
- Sikre en fortsatt effektiv konkurranse i kraftmarkedet slik at prisøkninger ikke blir høyere enn nødvendig og forbrukernes interesser blir ivaretatt. I denne sammenheng vil Regjeringen blant annet fortsatt arbeide for å legge til rette for et effektivt kraftmarked i Norge og Norden.

I det etterfølgende er det gitt en nærmere gjennomgang av innsatsen knyttet til de ulike hovedsatsningsområdene.

5.2 Styrket omlegging av energibruk og energiproduksjon

5.2.1 Energifondet og Enova

En mer stabil energitilgang enn i dag krever at Norges energiforsyning må gjøres mindre avhengig av vannkraften som energikilde og elektrisitet som energibærer. Dette krever en langsiktig omlegging av energiproduksjon og energibruk. Energifondet og Enova SF utgjør en bærebjelke i den langsiktige strategien for bedret forsyningssikkerhet. Den primære målsetting med Energifondet og Enova er å utvikle markedet for effektive energiløsninger og miljøvennlige energikilder gjennom tildeling av tilskuddsmidler.

Departementet vil sørge for at Enova har ambisiøse resultatmål. Resultatmålene er nedfelt i en avtale mellom departementet og Enova om forvaltningen av Energifondet. Enova skal bidra til ny miljøvennlig energiproduksjon og energibesparelser på til sammen 10 TWh/år innen 2010. I løpet av den første avtaleperioden til og med 2005, skal Enova utløse til sammen 4,5 TWh/år. Målene

er satt ut fra en gjennomsnittlig årlig finansiell ramme på 500 millioner kroner. Den endelige fastsettelsen av Enovas finansielle rammer avgjøres i den årlige budsjettprosessen. Enova er videre pålagt å ha et landsdekkende tilbud av informasjons- og rådgivningstjenester.

Avtalen legger grunnlaget for en effektiv styring av Enova og en effektiv forvaltning av Energifondet som er i tråd med Stortingets intensjoner om en mer markedsorientert virkemiddelbruk med klare suksesskriterier. Avtalestyringen innebærer at valget av konkrete støttetiltak er overlatt til Enova, mens det er departementets oppgave å påse at målene blir nådd og at kravene til resultatmåling og rapportering overholdes. Det er viktig at Enova kan beholde en stor grad av handlefrihet i valg av virkemidler for å nå målene som er fastsatt.

Regjeringen vil heve ambisjonsnivået i energiomleggingen. For 2004 økes Energifondets inntekter med 95 millioner kroner til 565 millioner. En økning av de finansielle rammene vil gi grunnlag for å sette høyere mål for energiomleggingen. Departementet og Enova har startet forhandlinger om resultatmålene i avtalen. Enovas erfaringer og innsats så langt vil bli vektlagt i forhandlingene. Det vises for øvrig til at det vil bli foretatt en helhetlig evaluering av Energifondet og Enova i 2006. I den forbindelse vil organiseringen og styringen bli vurdert i tillegg til selve måloppnåelsen.

5.2.2 Ny målrettet satsing på utbygging av infrastruktur for varme

En svakt utbygd infrastruktur for varmedistribusjon er et betydelig hinder for å kunne ta i bruk og veksle mellom ulike miljøvennlige energikilder som bioenergi, avfall, spillvarme og varmepumper i energiforsyningen. Regjeringen foreslår derfor en egen satsing på utbygging av infrastruktur for varme. Satsingen skal være et supplement til Enovas tiltak rettet mot økt bruk av miljøvennlig varme, og innsatsen rettet mot å nå Stortingets mål om 4 TWh/år vannbåren varme basert på nye fornybare energikilder, spillvarme og varmepumper innen 2010, jf. Innst. S. nr. 122 (1999-2000).

Målet er å utløse et potensial for økt fjernvarmekapasitet på 4 TWh/år i løpet av en 5-årsperiode. Målet er satt med utgangspunkt i eksisterende planer for fremtidige fjernvarmeutbygginger. Måloppnåelsen vil også avhenge av andre faktorer enn statlige støttetiltak. I 2001 ble det produsert om lag 2 TWh/år fjernvarme. Til sammenligning hadde Sverige, Finland og Danmark en fjernvarmeproduksjon på henholdsvis 46, 31 og 27 TWh/år i 2000.

Regjeringen vil forberede og komme tilbake til utformingen av en støtteordning for investeringer i fjernvarmerør i budsjettet for 2005. I utformingen av ordningen må det blant annet tas hensyn til at det tas sikte på å innføre en ny el-avgift for næringslivet og en ny støtteordning for energiutnyttelse av avfall 1. juli 2004. Videre vises det til at det er satt i gang en prosess med å vurdere dagens fjernvarmeregulering. Regjeringen vil følge opp Planlovutvalgets forslag og vurdere reglene både etter plan- og bygningsloven og energiloven, jf. kapittel 5.3.

I dag støtter Enova utbygging av fjernvarme basert på nye fornybare energikilder, spillvarme og varmepumper. Fjernvarme vurderes på lik linje med andre investeringer som gir økt tilgang på fornybar energi, som for eksempel vindkraft. Varmeproduksjon i stor skala begrenses imidlertid av en svakt utbygd infrastruktur for varmedistribusjon. Dette i motsetning til vindkraft og annen ny fornybar el-produksjon, som i de fleste områder kan knyttes opp mot det utbygde el-nettet. Det er derfor betydelige barrierer for miljøvennlig varmeproduksjon. Den foreslåtte ordningen innebærer at konkurranseforholdet mellom fjernvarmeprosjekter og andre typer prosjekter som kan støttes av Energifondet vil endre seg. Med en egen ordning for investeringer i fjernvarmerør vil en rekke fjernvarmeutbygginger kunne klare seg uten videre støtte fra Energifondet. Det kan imidlertid fortsatt gis tilskudd fra Energifondet til varmesentraler basert på nye fornybare energikilder, spillvarme og varmepumper.

I Varmestudien 2003, som Enova har utarbeidet, vil avfall, rivningsvirke og rent biobrensel utgjøre de viktigste energikildene i en forsert utbygging av fjernvarme. I dag brukes det biobrensel og avfall tilsvarende om lag 16 TWh/år. Det innenlandske biobrenselpotensialet er beregnet til om lag 35 TWh/år, beregnet ut i fra en brenselpris på 50 øre/kWh. I tillegg er potensialet for energiutnyttelse av avfall på 3-6 TWh/år.

På lik linje med elnettet, er det store grunnlagsinvesteringer forbundet med infrastruktur for varme og det er usikkerhet knyttet til det fremtidige kundegrunnlaget. I en tidlig utbyggingsfase vil derfor kostnadene kunne være høyere enn inntektene. Dette innbærer at fjernvarmeutbygginger som kan være konkurransedyktige på lang sikt ikke framstår som konkurransedyktige alternativer på kort sikt. Dette fører videre til at det er vanskelig å skaffe nødvendig finansiering, og å

skaffe de første kundene som må til for å komme i gang med utbyggingen.

Et annet særtrekk er at fjernvarmeutbygginger ofte må koordineres med potensielle kunders investeringsbeslutninger for å kunne bli gjennomført. Dette innebærer at det vil være vanskelig å utsette investeringsbeslutninger for å avvente utviklingen i antall framtidige fjernvarmetilknytninger. Årsaken er at potensielle kunder ikke vil utsette sine egne utbyggingsprosjekter i påvente av en eventuell fjernvarmeutbygging, men heller velge andre og individuelle oppvarmingsløsninger.

Kostnadene knyttet til distribusjonssystemet, det vil si rørkostnadene, varierer betydelig mellom ulike fjernvarmeanlegg. De største etablerte fjernvarmeanleggene har en distribusjonskostnad på om lag 7 øre/kWh. Nye anlegg med et spredt kundegrunnlag kan til sammenligning ha distribusjonskostnader opp mot 30 øre/kWh. Fjernvarmeutbyggingene som Enova har støttet, har en gjennomsnittlig distribusjonskostnad på om lag 10 øre/kWh. Å bygge opp en ny infrastruktur for varme fra grunnen av vil i mange tilfeller framstå som kostbart sett i forhold til å utvide el-nettet som har blitt bygd opp over mange år med en betydelig offentlig medvirkning.

Sett i lys av behovet for en miljøvennlig omlegging av energiforsyningen og nødvendigheten av å styrke forsyningssikkerheten, er økt fjernvarmekapasitet et viktig satsingsområde. Økt fjernvarmekapasitet legger til rette for fleksibel bruk av elkjeler og miljøvennlige varmekilder. Regjeringens forslag tar sikte på å utløse et potensial for økt fjernvarmekapasitet på 4 TWh/år i løpet av en 5-årsperiode. Det vil legge til rette for ytterligere økt fjernvarmekapasitet på lengre sikt. Når infrastrukturen i et område først er etablert, vil denne ofte kunne bygges ut videre til moderate kostnader. Den foreslåtte ordningen kommer i tillegg til satsingen for å nå Stortingets mål om 4 TWh/år vannbåren varme basert på nye fornybare energikilder, spillvarme og varmepumper innen 2010, jf. Innst. S. nr. 122 (1999-2000).

5.2.3 Økt tilgang på biobrensel

Regjeringen har som mål å øke tilgangen på biobrensel slik at målene knyttet til miljøvennlig oppvarming kan nås. Tiltakene rettet mot økt varmeproduksjon og -distribusjon og konvertering av oljefyring, utløser et potensial for økt bruk av bioenergi på inntil 7 TWh/år.

Enova har som mål å utløse 10 TWh/år ny miljøvennlig energiproduksjon eller energisparing innen 2010. Enova har anslått at halvparten, det vil si 5 TWh/år, vil være ny varmeproduksjon. Det er anslått at 1,5 TWh/år av det nødvendige brenselsbehovet vil dekkes av skogsbrensel og andre rene trebrensler. De resterende 3,5 TWh/år vil etter Enovas vurdering dekkes av avfall, herunder rivningsvirke, varmepumper og spillvarme. Målet om å bygge ut 4 TWh/år ny fjernvarmekapasitet over en 5-årsperiode, vil innebære en økning i varmeproduksjonen ut over det Enova kan bidra til. Det er anslått at satsingen på fjernvarme vil kunne utløse et behov for biobrensel på 1-2 TWh/år. Regjeringen har et langsiktig mål om å redusere bruken av fyringsolje med 25 prosent innen forpliktelsesperioden i Kyotoavtalen 2008-2012 sammenlignet med gjennomsnittet for 1996-2000. Dette målet forutsetter også at det må skaffes tilveie betydelige mengder biobrensel, jf. omtalen av strategien for konvertering av fyringsolje i St.prp. nr. 1 (2003-2004).

Det økte behovet for biobrensel vil bli dekket på ulike måter. Foruten økt uttak av skogsbrensel vil det kunne være rom for en omfordeling og mer effektiv bruk av allerede tilgjengelige brenselsressurser. Foredlet biobrensel som for eksempel pellets er egnet for transport over større avstander, noe som legger til rette for både eksport og import.

Enova vil innenfor sin satsing på varme lansere et eget program for økt brenselproduksjon. Videre har Landbruksdepartementet styrket sin satsing på bioenergi i budsjettet for 2004, jf. St.prp. nr. 1 (2003-2004).

5.2.4 Satsingen på vindkraft

Utvikling av vindkraft og annen ny fornybar elproduksjon er det andre store satsingsområdet for Enova. Regjeringen satser ambisiøs for å sikre at målet på 3 TWh/år vindkraft i 2010 kan nås. I dag har NVE tildelt konsesjon til vindkraftanlegg med en samlet produksjonskapasitet på ca. 1,8 TWh/år. Det er forhåndsmeldt prosjekter med en samlet produksjonskapasitet på hele 5 TWh/år. Utbyggingen av vindkraft vil gi et viktig bidrag til produksjonen av fornybar el. I likhet med vannkraft er det variasjoner i ressurstilgangen for vindkraft. Generelt blåser det mer i vinterhalvåret enn i sommerhalvåret og mer på dagtid enn på natt. Det gjør at vindkraftproduksjonen kan sies å være i fase med det norske forbruksmønstret. I tillegg er årsvariasjonen i ressurstilgang for vindkraft normalt mindre enn for vannkraft. Utbygging av

vindkraft bidrar til å gjøre norsk kraftforsyning mindre avhengig av nedbør.

I forbindelse med konsesjonsbehandlingen har det kommet frem at flere vindkraftanlegg kan komme i konflikt med Forsvarets radar- og radioinstallasjoner. Forsvarets forskningsinstitutt (FFI) har på oppdrag fra Forsvarsdepartementet og i samarbeid med Olje- og energidepartementet utarbeidet en rapport om vindkraftanleggenes konsekvenser for installasjoner i Forsvaret. På dette grunnlag har Forsvarsbygg på nytt gjennomgått de anlegg som kan komme i konflikt med Forsvarets installasjoner. Resultatet av denne gjennomgangen med begrunnelser vil bli lagt fram for Forsvarsdepartementet og gjort offentlig tilgjengelig.

Samtidig vurderer Forsvarsdepartementet å gi FFI i oppdrag å følge opp rapporten på enkelte områder i forbindelse med konsesjonsbehandlingen av fremtidige vindkraftanlegg. En eventuell oppfølgingsrapport skal være klar i løpet av første halvår 2004.

Siktemålet med dette arbeidet er å finne løsninger som ivaretar Forsvarets sikkerhetsbehov, samtidig som konsesjonssøkerne sikres forutsigbare rammevilkår for utbygging av vindkraftanlegg.

5.3 Forbedrede reguleringer og plantiltak i energiomleggingen

I 2002 la Olje- og energidepartementet fram en strategi for utbygging av vannbåren varme. I strategien ble det vist til en rekke tiltak som vil bidra til utbyggingen av vannbårne og fleksible oppvarmingssystemer. Departementet har fulgt opp strategien i 2003.

Energiutredninger og -planlegging

Det finnes et potensial for å legge bedre til rette for utbygging av infrastruktur for varme og valg av alternative energiløsninger gjennom kommunenes arealplanlegging. Fra 1. januar 2003 plikter nettselskapene å utarbeide kommunevise energiutredninger til bruk i blant annet den kommunale arealplanleggingen. Formålet er å utnytte den sentrale rollen og muligheten nettselskapene har til å skape et godt grunnlag for fremtidige vurderinger av utviklingen i energiforsyningen.

Energiutredningene skal beskrive dagens energisystem og energisammensetting, med statistikk for produksjon, overføring og stasjonær energibruk. Utredningene skal videre inneholde en beskrivelse av forventet utvikling av stasjonær etterspørsel fordelt på ulike energibærere og brukergrupper. For områder hvor energibruken er økende, skal nettselskapene beskrive de mest aktuelle oppdekningsalternativene. Her skal det tas hensyn til mulighetene for bruk av fjernvarme, energifleksible løsninger, varmegjenvinning, innenlandsk bruk av gass, tiltak for energiøkonomisering ved nybygg og rehabiliteringer og virkningen av å ta i bruk energistyringssystemer på forbrukssiden mv.

Enova bidrar til å styrke energiplanleggingskompetansen lokalt gjennom sin informasjons- og opplæringsvirksomhet. Kravet om energiutredninger og Enovas opplæringsvirksomhet vil gjøre kommunene og nettselskapene bedre i stand til å vurdere alternative løsninger til elektrisitet der det er egnet for det.

Planlovutvalget har foreslått å styrke energi som et tema i den kommunale planleggingen, blant annet ved å gi kommunen hjemmel til å forby eller pålegge bestemte energiløsninger i forbindelse med arealplanleggingen. Utvalget mener at loven må gi bedre adgang for kommunen til å kunne kreve vannbåren varme og tilknytning til varmeanlegg i forbindelse med utbygginger, eventuelt også ved omforming og fornyelse av eksisterende bebyggelse. I mange tilfeller vil imidlertid utbygging av fjernvarme fortsatt være helt avhengig av støtte for å bli gjennomført, jf. forslaget om en egen finansieringsordning for fjernvarmerør i kapittel 5.2.

Departementet vil følge opp Planlovutvalgets forslag og vil vurdere endringer i reguleringen av fjernvarme både etter plan- og bygningsloven og energiloven. Olje- og energidepartementet har som et første ledd i dette arbeidet fått utarbeidet en rapport som belyser kriterier for samfunnsøkonomisk lønnsom fjernvarmeutbygging og ulike aktørers incentiver. Rapporten, som er sendt på høring, vil sammen med høringsuttalelsene inngå i grunnlaget for de videre vurderingene.

Byggeforskrifter

I dag tar byggforskriftene først og fremst hensyn til energibruk, og mindre hensyn til valg av energikilder og energisystem. Manglende oppmerksomhet om valg av energikilder og energisystem i byggeforskriftene kan være til hinder for at nye og mer miljøvennlige, fleksible og effektive løsninger blir vurdert. Statens bygningstekniske etat (BE) har derfor fått utarbeidet et forslag til ny

metode for beregning av bygningers energisystem, samt nye energikrav som vil sørge for at slike løsninger blir vurdert. Den nye metoden og de nye kravene vil bli lagt til grunn i byggesaksbehandlingen, og danne grunnlaget for nye byggeforskrifter som omhandler energi.

Avgift på elektrisitet til oppvarming i næringslivet

Regjeringen har foreslått å avvikle el-avgiften for all næringsvirksomhet fra 1. januar 2004. Forslaget skyldes at EFTAs overvåkingsorgan ESA har varslet at industriens fritak for el-avgift vil bli ansett som ulovlig statsstøtte. Avviklingen ved årsskiftet vil også bli gjennomført for offentlig sektor. Regjeringen vil legge frem forslag til nytt avgiftssystem som avgiftslegger deler av elektrisitetsforbruket i næringsvirksomhet i forbindelse med Revidert nasjonalbudsjett 2004. Målet for det nye systemet er å dempe økningen i el-forbruket og fortsatt stimulere til overgang til alternative energikilder og vannbåren varme. Det tas sikte på å innføre det nye avgiftssystemet fra 1. juli 2004.

5.4 Styrket grunnlag for mer vannkraftproduksjon

5.4.1 Innledning

Vannkraften vil i mange år framover fortsette å være vår dominerende miljøvennlige energikilde. Regjeringen vil legge til rette for en fortsatt økning av vannkraftproduksjonen. Det er i løpet av de siste to årene gitt konsesjon for utbygging av nye vannkraftprosjekter med en produksjonskapasitet på ca. 1,2 TWh/år.

Det er fortsatt nye vannkraftprosjekter som kan realiseres uten at store miljøverdier blir berørt. I Samlet plan kategori I er det et potensial på om lag 10 TWh/år som det kan søkes om konsesjon for å bygge ut. I tillegg er det prosjekter som er unntatt fra Samlet plan, og prosjekter som ikke er behandlet i Samlet plan. Opprusting av eksisterende vannkraftanlegg kan kombineres med utvidelser uten for store miljøkonsekvenser for å sikre god ressursutnyttelse. Denne videreutviklingen av vannkraften vil være sentral i årene framover. Vannkraft i form av mikro-, mini- og småkraftverk vil også kunne gi et viktig tilskudd av ny kraft.

Både energiloven, som kom i 1991, og kraftskattereformen fra 1997, har bidratt til en bedre utnyttelse av vannkraftressursene. I forbindelse med statsbudsjettet for 2004 la Regjeringen frem en rekke forslag til endringer i skattereglene. Formålet var å legge bedre til rette for prosjekter som er samfunnsøkonomisk lønnsomme. Samtidig har det vært et mål å forenkle regelverket for kraftsektoren. Det vises til nærmere omtale i kapittel 7.

Viktige rammevilkår for den videre vannkraftutbyggingen er gitt gjennom de fire verneplanene som slår fast hvilke vassdrag som er varig vernet og som ikke kan bygges ut. Videre fastslår Samlet plan at bare prosjekter som er plassert i kategori I kan konsesjonsbehandles nå. At et prosjekt plasseres i kategori I i Samlet plan innebærer imidlertid ikke at prosjektet alltid vil få konsesjon i den etterfølgende konsesjonsbehandlingen. Gjennom konsesjonsbehandlingen blir det foretatt en konkret vurdering av miljømessige og samfunnsmessige forhold. I flere tilfeller har dette resultert i reduksjoner i prosjektene eller avslag på konsesjonssøknaden.

Kraftutbyggerne må vurdere den betydelige økonomiske innsatsen i konsesjonsprosessen opp mot muligheten for å få konsesjon med vilkår som er akseptable i forhold til lønnsomheten. Forutsigbarhet i konsesjonsbehandlingen er derfor viktig. Innenfor de rammer som er skissert ovenfor, ønsker Olje- og energidepartementet å stimulere til at det blir søkt om og bygget ut flere vannkraftprosjekter som bidrar til forsyningssikkerheten, og som ikke bryter med viktige miljø- og naturvernhensyn. For å få til dette er det svært viktig for utbyggere med slike prosjektplaner at det gis tydelige signaler om hvilke rammer som gjelder. Usikkerhet basert på en uklar linje fra konsesjonsmyndighetens side kan føre til en avventende holdning fra bransjen, slik at gode prosjekter ikke blir gjennomført. Det er en utfordring for konsesjonsmyndighetene å få til større forutsigbarhet i fremtiden.

5.4.2 Foreleggelse av saker for Stortinget

I forbindelse med behandlingen av saken om vannkraftutbygging ved Kjøsnesfjorden i Jølster kommune oppsto det tvil om forståelsen av vassdragsreguleringsloven § 2 andre ledd, som gjelder foreleggelse av vannkraftutbyggingssaker for Stortinget.

Vassdragsreguleringsloven § 2 andre ledd lyder som følger:

> «Vil en vassdragsregulering øke vannkraften i vassdraget med minst 20.000 naturhestekrefter, eller står betydelige interesser mot hveran-

dre, bør tillatelse ikke gis før saken har vært forelagt for Stortinget.»

Industrikonsesjonsloven § 2 tredje ledd har en tilsvarende bestemmelse for erverv av vannfall. I bestemmelsen heter det:

«Hvis ervervet gjelder vannfall som ved regulering antas å kunne utbringes til mer enn 20 000 naturhestekrefter, eller hvis betydelige interesser står mot hverandre, bør konsesjon ikke gis før saken har vært forelagt Stortinget.»

I forbindelse med en sak om erverv av fallrettigheter i Lærdalselva innhentet Olje- og energidepartementet lovavdelingens uttalelse i spørsmålet om saken måtte forelegges Stortinget. Lovavdelingen avga sin uttalelse ved brev av 3. august 1984. Uttalelsen er inntatt i kongelig resolusjon 7. desember 1984 om bygging av Stuvane kraftverk i Lærdalselva. Lovavdelingens vurdering gjelder direkte industrikonsesjonsloven § 2 tredje ledd, men vurderingstemaet er identisk etter vassdragsreguleringsloven § 2 andre ledd.

I sin vurdering konkluderte lovavdelingen med følgende:

«Den endelige avgjørelse av om saken skal framlegges for Stortinget hører under Olje- og energidepartementet. Selv om et av lovens alternative vilkår er oppfylt, angir § 2 annet ledd bare at konsesjon ikke bør gis før saken har vært forelagt for Stortinget.»

Olje- og energidepartementet har senere lagt denne uttalelsen fra lovavdelingen til grunn for sin praksis. Ved kgl. res. 17. juli 1992 ble det gitt tillatelse til Bergenshalvøens Kommunale Kraftselskap til erverv av fallrettigheter og regulering for bygging av Åsebotn kraftverk i Modalsvassdraget. Ved kgl. res. 18. mai 2001 ble det gitt tillatelse til BKK Produksjon AS til ny reguleringskonsesjon i Samnangervassdraget. I begge sakene oversteg innvunnet kraftmengde 20 000 naturhestekrefter.

I brev av 12.11.2003 har imidlertid Justisdepartementets lovavdeling uttalt følgende:

«Etter Lovavdelingens vurdering tilsier det gjennomgåtte rettskildematerialet at bestemmelsen i vassdragsreguleringsloven må tolkes som en plikt til å forelegge for Stortinget de saker hvor en vassdragsregulering vil øke vannkraften i vassdraget med minst 20 000 naturhestekrefter, eller betydelige interesser står mot hverandre, før tillatelse kan gis. Det vil nødvendigvis være opp til departementet og regjeringen å vurdere hvorvidt vilkårene er oppfylt. »

Dersom praksis endres i overensstemmelse med dette, vil dette for en del sakers vedkommende medføre en langt mer tidkrevende behandling for konsesjonsmyndigheten i saker som ikke er omstridt. Stortinget vil heretter få seg forelagt alle saker som gjelder fornyelse av reguleringskonsesjoner som overstiger 20 000 naturhestekrefter, selv om sakene ikke er omstridte. I tillegg må alle saker som gjelder erverv av fallrettigheter og nye reguleringer over 20 000 naturhestekrefter forelegges for Stortinget, uansett om det foreligger interessemotsetninger eller ikke.

Olje- og energidepartementet vil på denne bakgrunn fremme forslag om en lovendring som fastslår at det ikke er plikt til å forelegge alle saker over 20 000 naturhestekrefter for Stortinget, slik at en unngår å måtte fremme proposisjoner om helt kurante saker for Stortinget. Departementet ønsker med dette ingen endring av dagens praksis med at Stortinget forelegges de store og kontroversielle sakene. Det tas sikte på å fremme dette forslaget sammen med forslaget om å heve konsesjonsgrensen, jf. omtalen nedenfor om småkraftverk.

5.4.3 Opprusting og utvidelse

Det er betydelige muligheter for ny kraft i forbindelse med opprusting og utvidelse av eksisterende vannkraftstruktur. NVE anslår at det foreligger et teknisk-økonomisk potensial for opprusting og utvidelse i størrelsesorden 12 TWh i årlig produksjon. Dette potensialet inkluderer imidlertid prosjekter i vassdrag som er foreslått vernet gjennom verneplansuppleringen og prosjekter som ikke kan konsesjonssøkes fordi de ligger i kat. II i Samlet plan. Videre kan ofte prosjekter bli redusert under konsesjonsbehandlingen. Det vises i den forbindelse til at ca. 6 TWh av potensialet kommer fra prosjekter som inkluderer nye overføringer, ca. 5 TWh fra utvidelser i de utbygde vassdragene, og bare ca. 1 TWh kommer fra ren opprustning. Det kan dessuten bli reduksjoner på grunn av at eierne av anleggene kun gjennomfører rene opprustningsprosjekter i stedet for også å søke om utvidelser. For å få fram mer vannkraft er det derfor nødvendig å legge til rette for at også andre enn de rene opprustningsprosjektene får tillatelse til ny utbygging.

For å få et bedre grunnlag for å anslå mulighetene for å bygge ut ny vannkraft, er det behov for

ytterligere arbeid med kartlegging av de enkelte prosjekter som er aktuelle. En viktig del av arbeidet er å analysere mulighetene for å splitte opp prosjekter i byggetrinn. På denne måten kan akseptable prosjekter realiseres raskt uten å legge alvorlige barrierer for senere utvidelser, som først er lønnsomme på noe sikt. Departementet vil vurdere hvilke tiltak som kan gjennomføres både på kort og lang sikt for å utløse det potensialet som er samfunnsøkonomisk lønnsomt, og som har små miljøkonsekvenser.

5.4.4 Småkraftverk

For å bidra til kraftoppdekking og næringsutvikling i distriktene er departementet opptatt av å legge til rette for utbygging av småkraftverk. Etter departementets vurdering ligger det godt til rette for å få realisert et betydelig antall mikro-, mini- og småkraftverk rundt om i landet. Slike anlegg medfører som hovedregel små konflikter med miljøinteressene. NVE har anslått at det foreligger et betydelig potensial for småkraftverk under 5 MW og har iverksatt en nærmere kartlegging av det teknisk-økonomiske potensialet. Arbeidet skal avsluttes sommeren 2004. Slike prosjekter vil imidlertid ha liten evne til å regulere produksjonen, og kan i liten grad forventes å bidra direkte til forsyningssikkerheten ved svikt i tilsiget.

På den annen side vil småkraftverkene forsterke den desentraliserte oppbyggingen av kraftproduksjonen i Norge.

NVE er nå delegert kompetanse til å gi konsesjon for utbygginger med installert effekt opp til 5 MW, dersom tiltaket bare behandles etter vannressursloven. Bakgrunnen for denne delegasjonen var at departementet ønsket å gjøre saksbehandlingen knyttet til etablering av små kraftanlegg mer effektiv og mindre komplisert for utbygger. Praktisk informasjon til potensielle utbyggere er et viktig område, og NVE arbeider derfor med en veileder om kravet til konsesjonssøknader. I forbindelse med omleggingen av Samlet plan vil en vurdere en vesentlig heving av grensen for Samlet plan-behandling.

Regjeringen er opptatt av å bedre de økonomiske rammevilkårene for småkraftverk. På skattesiden heves den nedre grensen til om lag 5 MW for beregning av naturressursskatt og grunnrenteskatt fra og med 2004. Dette vil både medføre en administrativ forenkling og en forbedring av de økonomiske rammevilkårene for småskala vannkraft.

Et forslag om å heve grensen for konsesjonsplikt etter industrikonsesjonsloven har vært på høring. Endringen vil medføre at grensen for konsesjonsplikt vil være om lag 5 MW (4000 naturhestekrefter). Forslaget vil medføre en forenklet og raskere saksbehandling, og innebærer også bedre økonomiske insentiver fordi det ikke pålegges konsesjonsavgifter og avståelse av konsesjonskraft til kommunene. Det tas sikte på å fremme en lovendringsproposisjon i løpet av stortingssesjonen 2003-2004.

Regjeringen går inn for å fortsette å støtte prosjekter knyttet til forskning og utvikling av ny teknologi til mikro-, mini- og småkraftverk. Det er viktig å sikre god kvalitet på det tekniske utstyret da dette vil være store investeringer for den enkelte utbygger. Støtte til forskning og utvikling er etter Regjeringens syn mer hensiktsmessig enn å støtte enkeltprosjekter økonomisk. Med ny teknologi, som for eksempel nye turbiner, vil kraftverkene i større grad utnytte potensialet og produsere mer vannkraft enn i dag. Det er åpnet for å støtte pilotprosjekter. Aktuelle prosjekter kan være blant annet utforming av inntak for vann og ny boreteknologi som kan gi mer effektive tilløpstunneler.

I innstillingen til supplering av Verneplanen for vassdrag har NVE foreslått å åpne for konsesjonsbehandling av mikro- og minikraftverk, dvs. kraftverk med installert effekt under 1 MW, i vernede vassdrag. En forutsetning for å gi konsesjon vil være at verneverdiene i vassdraget ikke svekkes. Det er i dag ikke adgang til å gi konsesjon til noen form for kraftutbygging i vernede vassdrag. Regjeringen vil ta opp dette spørsmålet i proposisjonen om supplering av Verneplanen for vassdrag.

Olje- og energidepartementet har utarbeidet en strategi for småkraftverk som legges frem omtrent samtidig med denne meldingen.

5.5 Et felles norsk-svensk marked for grønne sertifikater

Satsingen på å fremme fornybar elektrisitetsproduksjon har tradisjonelt vært et nasjonalt anliggende. Samtidig er de nordiske landenes satsing på fornybar elektrisitet viktig for forsyningssikkerheten i det felles nordiske kraftmarkedet. En større grad av koordinering av satsingen vil kunne gi en bedre utnyttelse av ressursene. I St.meld. nr. 9 (2002-2003) om innenlands bruk av naturgass mv. (Gassmeldingen) var Regjeringen positiv til å delta i et internasjonalt pliktig sertifikatmarked for fornybar elektrisitet.

I forbindelse med Stortingets behandling av Gassmeldingen ble Regjeringen bedt om å ta initiativ til – fortrinnsvis – et felles norsk-svensk pliktig sertifikatmarked, jf. Innst. S. nr. 167 (2002-2003).

Et pliktig marked for grønne sertifikater er et virkemiddel for å øke produksjonen av elektrisitet fra fornybare energikilder. Produsenter av fornybar elektrisitet vil få tildelt grønne sertifikater i henhold til størrelsen på produksjonen. Forbrukere av elektrisitet vil bli pålagt å kjøpe sertifikater som tilsvarer en viss andel av sitt forbruk. Denne andelen kan økes etter hvert.

Et pliktig grønt sertifikatmarked er et støttesystem som kan bidra til utnyttelse av Norges betydelige ressurser for elektrisitetsproduksjon, særlig fra vind og vann. Det er viktig å få et system som er langsiktig og troverdig for den som skal investere i nye prosjekter.

Departementet arbeider for å etablere et felles pliktig marked for grønne sertifikater med Sverige. Svenske myndigheter startet opp et system for elsertifikater 1. mai 2003. En fordel med et felles marked er større likviditet i sertifikater, som bidrar til at markedet fungerer mer effektivt. Det sikrer også bedre utnyttelse av naturressursene ved at de rimeligste ressursene i Norge og Sverige blir utnyttet først. Olje- og energidepartementet er i dialog med svenske myndigheter om etablering av et slikt marked. Det tas sikte på oppstart av et felles marked fra 1. januar 2006.

Fra norsk side er det flere forhold som legger begrensninger på tidsplanen. Det er nødvendig å gjøre avklaringer i viktige spørsmål med svenske myndigheter. Det må utarbeides et omfattende lovforslag og det må gjøres forberedelser for å sikre at vi får et stabilt og langsiktig virkemiddel. Departementet vil gi en tilbakemelding til Stortinget i løpet av våren 2004.

Norges vassdrags- og energidirektorat har fått i oppdrag å forberede seg på å være nasjonal tilsynsmyndighet for det felles markedet for grønne sertifikater. I denne forbindelse må Statnett SF trekkes inn som avregningsansvarlig. Enova har fått i oppdrag å utrede eventuelle overgangsordninger til et marked for grønne sertifikater.

For å styrke forsyningssikkerheten bør samarbeidet om ny produksjon være bredest mulig og bidra til en bedre samlet utnyttelse av alle fornybare energikilder som er egnet for elektrisitetsproduksjon. Det vil først og fremst gjelde bioenergi, vind- og vannressurser som er de viktigste fornybare ressursene i dag.

5.6 Miljøvennlig bruk av gass

I St.meld. nr. 9 (2002-2003) Om innenlands bruk av naturgass mv. trakk Regjeringen opp en helhetlig strategi for bruk av gass. Økt bruk av naturgass er et viktig element i strategien for en bredere og mer fleksibel energiforsyning. Å ta i bruk gass vil både gi et bredere grunnlag for energiforsyningen og redusere sårbarheten for tørrår. Naturgass kan brukes på en miljøvennlig måte både som energikilde, som råstoff i industrien og i transportsektoren. En langsiktig strategi for fornuftig bruk av naturgass kan gi viktige bidrag til en mer fleksibel energiforsyning. Regjeringen legger også vekt på at satsing på naturgass kan bli et viktig element i politikken for å legge om energibruk og produksjon.

Det foreligger i dag flere planer om å øke bruken av naturgass. For å realisere målet om økt bruk av naturgass innenlands vil Regjeringen bidra med tilskudd til utbygging av infrastruktur for naturgass. Over Olje- og energidepartementets budsjett er det etablert en egen støtteordning med dette som formål. Hensikten med støtteordningen er å få fram prosjekter som kan gi erfaring med innenlands bruk av naturgass. Regjeringen vil bidra med finansiering, slik at gass over tid kan gjøres tilgjengelig i flere sentrale områder i landet og hos enkelte større punktbrukere der det ligger til rette for det. Aktuelle eksempler er Midt-Norge og Østlandet.

Olje- og energidepartementet har igangsatt et arbeid for å utrede nærmere alternative løsninger for hvordan gass kan føres frem til aktuelle innenlandske brukere, herunder rørtrasèer, LNG og CNG-anlegg, og hvordan gassen kan distribueres fra ilandføringsstedene, jf. Innst. S. nr. 167 (2002-2003).

Regjeringen ønsker i tillegg å støtte nasjonale satsinger som har til hensikt å øke bruken av naturgass, jf. forslaget i budsjettet for 2004 om støtte til etableringen av et nasjonalt kompetansesenter for sluttbrukerteknologi på Haugalandet.

Satsingen på gasskraftverk med CO_2-håndtering er et hovedelement i Regjeringens energipolitikk. I Gassmeldingen trakk Regjeringen opp en politikk for å legge til rette for gasskraftverk med CO_2-håndtering. Målsettingen er å etablere rammebetingelser som gjør det mulig å framskynde realiseringen av slike gasskraftverk. Satsingen er et viktig element i arbeidet med å styrke energiforsyningen på en måte som gjør at en også kan nå klimamålsettingene.

Aktiviteten knyttet til utviklingen av miljøvenn-

lige gassteknologier er stor både nasjonalt og internasjonalt. I Norge finnes det i dag flere interessante initiativ knyttet til å bringe ny teknologi fra forskningsstadiet til praktisk utprøving. I tillegg har Norge undertegnet en samarbeidsavtale med blant annet USA og EU om utvikling av teknologier som skal gjøre teknologier for CO_2-håndtering kommersielle og bredt tilgjengelige.

I 2004 øker Regjeringen støtten til teknologi- og produktutvikling med 30 millioner kroner. Samlet vil det i 2004 bli satt av 50 millioner kroner til utvikling av renseteknologi for gasskraftverk.

I tillegg til at gasskraftverk med CO_2-håndtering vil gi vesentlig lavere utslipp av klimagasser enn konvensjonelle gasskraftverk, er det en rekke årsaker til at det er viktig at Norge arbeider med å realisere gasskraftverk med CO_2-håndtering. Blant annet synes det å være geologiske muligheter for lagring av CO_2 i reservoarer på kontinentalsokkelen, og på sikt også muligheter for salg av CO_2 til trykkstøtte offshore. Videre vil utvikling av gasskraft med CO_2-håndtering gi norsk elektrisitetsproduksjon et teknologisk forsprang og kunne gi grunnlag for annen gassbasert virksomhet.

Regjeringen legger opp til en offensiv politikk for å realisere gasskraftverk med CO_2-håndtering. Politikken er basert på flere elementer:

- Statlig støtte til teknologi- og produktutvikling. Det gis støtte over Olje- og energidepartementets budsjett til forsknings- og utviklingsprosjekter.
- Regjeringen vil legge til rette for en ordning med sikte på investeringsstøtte for fullskala gasskraftverk med CO_2-håndtering fra 2006.
- Regjeringen vil opprette et statlig innovasjonsselskap for miljøvennlig gassteknologi i Grenland.
- Regjeringen tar sikte på omfattende utredninger av statlig deltakelse i utvikling og drift av infrastruktur for CO_2, samt tilrettelegging for å bruke CO_2 til trykkstøtte, eventuelt deponering.

Regjeringen vil komme tilbake til Stortinget våren 2004 med forslag til hvordan man skal øke bruken av gass innenlands på en miljøvennlig måte. Innovasjonsselskapet i Grenland vil få i oppdrag å etablere et nasjonalt gassteknologiprogram for å drive fram miljøvennlig bruk av gass til energiformål inkludert CO_2-håndtering. Det vil også bli vurdert en eventuell utvidelse av selskapets virksomhet til å omfatte bruk av gass i industrielle prosesser og løsninger for hydrogen som energibærer. Selskapet vil bli etablert i løpet av 2004. Regjeringen tar sikte på snarest mulig å etablere en støtteordning for bygging av pilotanlegg for gasskraftverk med CO_2-håndtering. Regjeringen vil fremme en sak om dette senest i forbindelse med Revidert Nasjonalbudsjett 2004.

For planlagte gasskraftverk hvor det er gitt konsesjon legges Stortingets vedtak til grunn. I dag finnes det tre gyldige konsesjoner for bygging av gasskraftverk basert på konvensjonell teknologi for levering av kraft til industri og alminnelig forsyning. Ingen av disse konsesjonene er foreløpig benyttet. En vesentlig forutsetning for slike gasskraftverk er en gasspris som gir lønnsom produksjon i forhold til forventet prisutvikling i kraftmarkedet.

5.7 Utviklingen av det nordiske kraftmarkedet og prinsipper for økt overføringskapasitet til utlandet

5.7.1 Utviklingen av det nordiske kraftmarkedet

Betydningen av det nordiske kraftmarkedet

Det nordiske kraftmarkedet er viktig for å oppnå en effektiv bruk av de samlede ressurser og sikre forsyningssikkerheten. De nordiske landenes kraftsystemer er gjensidig avhengig av hverandre. Norge er i dag nettoimportør i år med normale tilsigsforhold, og importbehovet er stort ved tilsigssvikt. Norge er avhengig av at kraftutvekslingen i Norden og med land utenfor Norden fungerer godt. Samtidig bidrar det norske vannkraftsystemet med konkurransedyktig og miljøvennlig kraft i perioder med store tilsig og i perioder med høyt forbruk, spesielt på dagtid. Det nordiske samarbeidet har bidratt til lavere og mer stabile priser for norske produsenter og forbrukere, og har gitt miljømessige gevinster på grunn av mindre behov for nye investeringer i kraftproduksjon innenlands. Regjeringen vil arbeide for et mer forpliktende nordisk samarbeid for å sikre forsyningssikkerheten i Norge framover.

Nordisk samarbeid

Det er etablert et utstrakt nordisk samarbeid for å legge til rette for en mer effektiv og sikker kraftforsyning i Norden. Departementet deltar innenfor Nordisk Ministerråd, mens NVE deltar innenfor Forum of Nordic Energy Regulators (FNER). Videre samarbeider de fem systemansvarlige

nettselskapene i Norden innenfor Nordel. I tillegg samarbeider forbruker-, konkurranse- og finansmyndighetene i Norden.

Forsyningssikkerheten i Norden har blitt et mer sentralt tema i det nordiske samarbeidet de siste årene. Vurderinger om felles regler for håndtering av situasjoner med knapphet og flaskehalser i det nordiske overføringsnettet står sentralt. Det samme gjelder planlegging og utbygging av det nordiske overføringsnettet. Departementet arbeider for å etablere felles regler for håndtering av flaskehalser i det nordiske overføringsnettet blant annet basert på at hele overføringsnettet og de faktiske overføringsbegrensningene legges til grunn.

De nordiske utfordringene for et sikrere og mer effektivt felles nordisk kraftmarked ble diskutert på energiministerrådsmøtet i Gøteborg i

Boks 5.1 Nordisk energiministermøte i Gøteborg høsten 2003

Et sentralt tema på møtet var et ytterligere styrket samarbeid om forsyningssikkerheten i det framtidige nordiske kraftmarkedet. Ministrene konkluderte at:

Det skal gjennomføres en sårbarhetsanalyse av det nordiske kraftmarkedet for å avdekke felles utfordringer knyttet til spørsmål omkring forsyningssikkerhet. Analysen skal omfatte undersøkelser av hva som kan gjøres for å unngå strømbrudd, som det som fant sted i september 2003. Så snart årsakene til problemet er klarlagt, skal dette følges opp, og deretter diskuteres på energiministrenes møte i Brüssel i desember.

Det skal utarbeides et grunnlag som belyser mulighetene for å styrke og utdype samarbeidet mellom de nordiske sentralnettselskapene.

Situasjonen sist vinter viste at det nordiske kraftmarkedet fungerer tilfredsstillende og klarer å håndtere anstrengte situasjoner. Betydelige produksjonsreserver både i og utenfor Norden ble tatt i bruk når vannkraften sviktet.

Høye priser er ikke et tilstrekkelig grunnlag for å gripe inn i markedet. Dette er blant annet viktige for å balansere produksjon og forbruk, for å ha markedsaktørenes tillit til prisdannelsen og for å skape forutsetninger for investeringer i ny produksjonskapasitet.

Det skal utvikles et fordypet samarbeid mellom de ulike nordiske myndighetsorganer og systemoperatører for å sikre forsyningssikkerheten i Norden, inkludert planlegging og utbygging av det nordiske overføringsnettet. Det skal foretas en gjennomgang av lover og regler for å identifisere om det er nødvendig med endringer for å utdype samarbeidet ytterligere.

Det er behov for å utvikle tekniske, organisatoriske og markedsmessige systemer som kan få forbruket til å reagere hurtigere på prissignaler. Dette kan for eksempel oppnås gjennom fleksible kontraktsformer. Et mer fleksibelt kraftforbruk vil øke forsyningssikkerheten samt redusere behovet for utbygging av nett og produksjonskapasitet. En slik satsing må komme i tillegg til forskning og utvikling innen energieffektivisering.

Flaskehalser skal håndteres gjennom ikkediskriminerende og markedsbaserte løsninger som gir effektive økonomiske signaler til de berørte aktørene på markedet samt til systemoperatørene. I den forbindelse ser ministrene at de nordiske systemansvarlige i samarbeid med markedets aktører utvikler felles løsninger som gir en mest mulig effektiv håndtering av flaskehalser i Norden bestående av kriterier for bruk av overføringskapasitetene og for nyinvesteringer mellom elspotområder i Norden.

Nasjonale løsninger for sikring av reguler- og reservekapasitet bør ikke påvirke prisdannelsen i spotmarkedet, og disse løsningene skal være tidsbegrenset. På lengre sikt er det ønskelig at løsninger for sikring av reguler- og reservekapasitet skal håndteres gjennom harmoniserte markedsmessige løsninger. I den forbindelse kan det også gjennomføres vurderinger av hvorvidt Elbas bør tilbys i alle de nordiske land for å redusere behovet for sikring av reguler- og reservekapasitet.

Det er nyttig å fortsette arbeidet med å vurdere mulige fordeler og ulemper ved å etablere et felles nordisk marked for grønne sertifikater.

Det er positivt at de ulike konkurranse-, konsument- og finansmyndighetene i Norden innleder et fordypet samarbeid for å styrke det nordiske kraftmarkedets funksjon.

Det er enighet om at det så langt det er mulig må arbeides for å fjerne hindringer for langsiktige investeringer i ny kraftproduksjon, inkludert miljøvennlig produksjonsteknologi. Et eksempel på slike hindringer er lange behandlingstider.

september 2003. Konklusjonene fra møtet omtales i boks 5.1. De nordiske ministrene startet på møtet i Gøteborg en utredningsprosess som skal gi grunnlag for å vurdere om det er hensiktsmessig med en eller annen form for felles sentralnettselskap i Norden. En slik vurdering må ta hensyn til ulikheter i systemer og rammebetingelser i de nordiske landene.

Europeisk samarbeid

I tillegg til det nordiske energisamarbeidet, foregår det et tilsvarende arbeid på europeisk nivå mellom de europeiske regulatorene i Council of European Energy Regulators (CEER) og samarbeidet mellom de europeiske systemansvarlige nettselskapene i European Transmission System Operators (ETSO). Fra norsk side deltar NVE i CEER og Statnett SF i ETSO. Departementet deltar i tillegg i prosesser og arbeider på myndighetsnivå innenfor EØS-avtalen.

EU-regelverk

EU vedtok sommeren 2003 endringer av gjeldende el-markedsdirektiv. Direktivet om felles regler for det indre elektrisitetsmarkedet (direktiv 2003/55/EC) og forordningen om grenseoverskridende handel med elektrisitet (nr. 1228/03) legger opp til en justering av tidsplanen for markedsåpning samt endringer i rammene i det europeiske kraftmarkedet som vil legge føringer for utviklingen i Norden. Oppgaver til systemansvarlig nettselskap og regulator for kraftmarkedet blir blant annet fastlagt i el-direktivet. Forordningen omfatter blant annet prinsipper for kraftutveksling mellom land, håndtering av flaskehalser i overføringsnettet, samt informasjonsutveksling mellom sentralnettselskaper. Videre omfatter forordningen tariffering og en ordning for å kompensere kostnader til systemansvarlige nettselskaper ved et lands (eller områdes) bruk av andre lands (eller områdes) overføringsnett. Både el-markedsdirektivet og forordningen er samlet sett viktige for handel med elektrisitet og bygging av overføringskapasitet mellom landene. I den videre gjennomføring av forordningen vil Kommisjonen og EU/EØS-landene spille en viktig rolle gjennom en særskilt komité som skal etableres.

El-markedsdirektivet inneholder også bestemmelser som skal bidra til å sikre forsyningssikkerhet for elektrisitet. I henhold til direktivet er forsyningssikkerhet en tjeneste av allmenn økonomisk interesse («public service obligations» eller «PSO») som skal ivaretas. Direktivet legger opp til enkelte nye bestemmelser for hvordan politikken for forsyningssikkerhet kan innrettes. Direktivet gir også en ny ramme for hvordan landene skal overvåke forsyningssikkerhet. I tillegg inneholder direktivet bestemmelser om håndteringen av mer akutte energikriser, hvor fysisk sikkerhet, personsikkerhet og systemsikkerheten er truet. Direktivet definerer også hvilke midlertidige beredskapstiltak som kan iverksettes. Internt i EU gjennomføres nå vedtakene om det indre energimarked og endringer i direktivene for elektrisitets- og gassmarkedene med en frist satt til 1. juli 2004.

Departementet foretar nå en gjennomgang av det vedtatte regelverket med sikte på innlemmelse av dette i EØS-avtalen. Behovet for endringer i norsk regelverk vurderes. Departementet tar sikte på å legge fram saken i EØS-komiteen våren 2004.

I tillegg annonserte Kommisjonen høsten 2003 at den vil legge frem en meddelelse om forsyningssikkerhet og infrastruktur som blant annet omhandler forsyningssikkerhet i elektrisitetssektoren. Mulig nytt EU-regelverk har vært annonsert på dette området, men på det tidspunktet denne meldingen gikk i trykken, forelå ikke et formelt vedtak.

5.7.2 Prinsipper for økt overføringskapasitet til utlandet

Oppgavene for ny overføringskapasitet

Det er viktig for Norge å arbeide for økt integrering både med land i Norden og med land utenfor Norden. Overføringsforbindelser og økt integrering legger til rette for en mer effektiv utnyttelse av kraftressursene. På grunn av svekkelsen av kraftbalansen fylles overføringsforbindelsene til utlandet i stadig større grad opp med import også i år med normal produksjon, selv om maksimal importkapasitet ifølge Statnett anslås å ha økt med størrelsesorden 5 TWh siden begynnelsen av 1990-tallet. Økningen i importkapasitet skyldes blant annet en ny kabel mellom Norge og Danmark, en rekke mindre tiltak i det nordiske overføringsnettet og en bedre utnyttelse av overføringsnettet. Hensyn tatt til kraftbalansen innebærer dette imidlertid at overføringssystemets evne til å motvirke en svikt i tilsiget gjennom import har blitt betydelig svekket. Økt overføringskapasitet til utlandet bedrer fleksibiliteten for både det norske og det nordiske kraftmarkedet, og reduserer faren for rasjoneringsinngrep.

Økt overføringskapasitet bidrar til å utjevne tilsigene til vannmagasinene, og fører derfor til mer stabile kraftpriser fra år til år og mellom sesonger. Kraftprisen over døgnet vil imidlertid kunne variere mer. Dette skyldes i hovedsak forskjellene i måten kraft blir produsert på i Norge og i utlandet, men også forskjellene i forbruksmønsteret mellom landene. En mer stabil kraftpris fra år til år og mellom sesonger, kan føre til redusert usikkerhet ved vurdering av nye investeringer, noe som på sikt kan bidra til å bedre kraftbalansen. Ulempen for forbrukere med store prissvingninger i en svært anstrengt kraftsituasjon vil bli dempet.

Økt overføringskapasitet er ikke et alternativ til økt produksjonskapasitet i Norge. Uavhengig av utviklingen i kraftbalansen, vil Norge være utsatt for store variasjoner i vannkraftproduksjonen. Det er behov for tilstrekkelig overføringskapasitet til utlandet for å utnytte de store variasjonene som vannkraftproduksjonen gir. Desto strammere kraftbalansen blir, desto viktigere blir overføringsforbindelsene til andre land for å sikre forsyningssikkerheten. Sikring av forsyningssikkerheten er imidlertid kun en del av den totale nytten en overføringsforbindelse gir. Større utbygging av ny produksjonskapasitet og en omlegging av energibruken kan redusere sårbarheten i kraftforsyningen. Likevel vil den norske kraftsektoren være sterkt dominert av vannkraft i svært lang tid.

For Norden sett under ett er over halvparten av produksjonskapasiteten vannkraft, jf. boks 2.3 i kapittel 2.1. Blant annet av denne grunn kan det være størst fordeler for Norge og Norden å øke overføringskapasiteten til land som har en betydelig andel varmekraftproduksjon eller til land det nordiske kraftsystemet i dag ikke er tilknyttet, jf. boks 3.5 i kapittel 3.5. På den annen side vil det å øke overføringsforbindelsene til land lenger unna være mer kostbart. Å bygge overføringsforbindelser er svært kapitalkrevende. Fordelene må derfor veies nøye opp mot kostnadene.

Som systemansvarlig nettselskap har Statnett ansvar for å sørge for at det til enhver tid er balanse mellom produksjon og forbruk i Norge, samt foreta nødvendige investeringer i det sentrale overføringsnettet, herunder i overføringsforbindelser til utlandet. I henhold til Statnetts vedtekter samt St.prp. nr. 1 (2001-2002) Del IV for Olje- og energidepartementet og Innst. S. nr. 83 (2001-2002) skal investeringene vurderes ut fra samfunnsøkonomiske prinsipper.

Regjeringen legger til grunn at Statnett løpende vurderer og foretar de nødvendige samfunnsmessig lønnsomme investeringene. For staten, som eier, er det viktig å sørge for at foretaket har nødvendig finansiell styrke til å gjennomføre investeringene.

Nye investeringer innen Norden

De systemansvarlige nettselskapene i Norden har gjennom Nordel utviklet en nordisk systemutviklingsplan for årene 2002-2005. Denne gir blant annet en oversikt over investeringer i det nordiske overføringsnettet som bør overveies nærmere. Det legges vekt på risikoen for forsyningssvikt og på et velfungerende kraftmarked. Nordels systemutviklingsplan er imidlertid ikke en bindende investeringsplan. Muligheten for felles finansiering av nye nettanlegg av felles interesse i Norden diskuteres også innenfor Nordel. Mer forpliktende nordisk samarbeid vil blant annet kunne legge grunnlaget for å gjennomføre nye investeringer i det nordiske overføringsnettet. Slike investeringer kan øke selve overføringsevnen mellom land, men kan også være investeringer internt i et av de nordiske landene som også har store positive virkninger for andre nordiske land.

Nye investeringer til land utenfor Norden

Det har vært planlagt fire overføringsforbindelser fra Norge til land utenfor Norden siden tidlig på 90-tallet. Det gjelder to kabler til Tyskland, en til Nederland og en til England.

I de to kabelprosjektene til Tyskland disponerte kommersielle aktører utvekslingskapasiteten og sikret inntektene blant annet ved hjelp av faste utvekslingsavtaler, jf. St.meld. nr. 46 (1992-93). Avtalene ble inngått på et tidspunkt da det norske markedet hadde innført markedsreformer, mens det tyske markedet ikke hadde gjort det. Senere har også Tyskland innført markedsreformer, og utvekslingsavtalene fremsto etter hvert som mindre gunstige for de tyske kontraktspartene. Begge kabelprosjektene til Tyskland er terminert, men med økonomiske oppgjør til fordel for de norske partene.

Kabelen til Nederland er basert på en tilsvarende kraftutvekslingsavtale som de to nevnte kabelprosjektene til Tyskland. Statkraft SF og det nederlandske selskapet NEA er parter i kraftutvekslingsavtalen. Statkraft samarbeider med 7 andre norske kraftselskaper. Alle nødvendige konsesjoner er gitt. Prosjektet er nå til notifisering i EU og til behandling hos konkurransemyndighe-

Boks 5.2 North Sea Interconnector

Statnett søkte i mai 2003 om konsesjon for tilrettelegging av kraftutveksling med England, samt aksept for at sentralnettsordningen skulle belastes inntekter og kostnader for en avtale om leie av en vesentlig del av kabelens kapasitet.

Prosjektet var et samarbeid mellom Statnett og det engelske systemansvarlige nettselskapet National Grid Transco (NGT). De to partene planla å bygge en 1200 MW likestrømskabel mellom Kvilldal i Norge og Hawthorn Pit i England. Kabelen skulle stå ferdig i 2008. Investeringskostnaden var 8 mrd. kroner (nominell pris inklusiv renter). Statnett vurderte prosjektet ut fra samfunnsøkonomisk lønnsomhet.

Handelsinntekten, det vil si forskjellen mellom fremtidige priser i Norge og England, er den viktigste inntektsposten i prosjektet. Størrelsen på handelsinntekten er forbundet med stor usikkerhet fordi den avhenger av den fremtidige utviklingen av prisene i de to landene. Prisutviklingen avhenger blant annet av utviklingen av produksjons- og forbruksforholdene for kraft i de to landene, tilsigsvariasjoner i Norden, ny overføringskapasitet til andre land, innføring av CO_2-kvoter, marked for grønne sertifikater etc.

Det forelå beregninger fra Statnett og flere ulike fagmiljøer av den samfunnsøkonomiske lønnsomheten. Disse beregningene viste relativt store forskjeller med hensyn til inntektene og de øvrige nyttevirkningene av prosjektet. Bakgrunnen for variasjonene er dels knyttet til bruk av forskjellige analyseverktøy, men er også et resultat av ulike forutsetninger i beregningene som gjenspeiler ulike oppfatninger om utviklingen i energimarkedene frem i tid.

Departementets vurdering var at den samfunnsøkonomiske lønnsomheten i prosjektet var for usikker.

tene i Nederland. En avklaring med hensyn til investeringsbeslutninger vil sannsynligvis foreligge i nær fremtid.

Erfaringene har vist at det er vanskelig å realisere slike prosjekter på kommersiell basis. Det var blant annet derfor Statnett stod bak kabelen til England på norsk side. Statnett er pålagt å vurdere investeringsprosjekter i nett ut fra samfunnsøkonomisk lønnsomhet.

Statnett søkte tidligere i år om konsesjon for tilrettelegging for kraftutveksling med England, samt om tillatelse til at sentralnettsordningen skulle belastes inntekter og kostnader for en avtale om leie av en vesentlig del av kabelens kapasitet. Prosjektet ble vurdert ut fra samfunnsøkonomiske lønnsomhetskriterier. Departementet avslo konsesjonssøknaden i september i år fordi den samfunnsøkonomiske lønnsomheten etter departementets oppfatning var for usikker. For en nærmere beskrivelse av NSI-prosjektet, jf. boks 5.2.

Prinsipper for ny overføringskapasitet

Utvekslingen i det nordiske kraftmarkedet er basert på markedsmessige prinsipper, jf. St.meld. nr. 11 (1995-96) Om organiseringen av krafthandelen med Sverige og St.meld. nr. 9 (2000-2001) Kraftutvekslinga mellom Noreg og Danmark. Prinsipper for bygging av kabler til land utenfor Norden og kraftutvekslingen over disse er behandlet i St.meld. nr. 46 (1992-93). Markedsreformer er nå innført i kraftmarkedet i de fleste europeiske land og kraftmarkedet i EØS-området reguleres etter markedsprinsipper. Det er etter Regjeringens oppfatning naturlig at en i eventuelle nye kabelprosjekter til land utenfor Norden, som hovedregel, følger ordinære markedsprinsipper. Dette vil også være i tråd med EUs forordning for grensehandel med elektrisitet, jf. kapittel 5.7.1 EU-regelverk. Nedenfor drøftes derfor hvilke prinsipper som bør legges til grunn ved økninger i overføringskapasiteten til utlandet, spesielt til land utenfor Norden. Det legges til grunn at departementet kan gi konsesjon for tilrettelegging for kraftutveksling med utlandet under forutsetning av at vilkårene er i tråd med denne meldingen og de prinsipper som beskrives nedenfor med hensyn til finansiering og handelsmodell.

Finansiering

Normalt er det brukerne av nettet som dekker kostnadene knyttet til investeringer og drift av nettet. Myndighetene regulerer nettvirksomheten, herunder de samlede inntektene til nettet. Dette gjelder også overføringsforbindelsene til

Sverige, Danmark, Finland og Russland. Den norske andelen av kostnadene for disse forbindelsene belastes brukerne av sentralnettet og den norske andelen av flaskehalsinntektene godtgjøres sentralnettet tilsvarende, jf. St.meld. nr. 9 (2000-2001) Kraftutvekslinga mellom Noreg og Danmark og Innst. S. nr. 93 (2000-2001).

Departementet legger opp til at tilsvarende praksis bør gjelde for nye overføringsforbindelser. Det innebærer at den norske andelen av kostnader og inntekter ved nye forbindelser til utlandet og investeringer i nettet innad i Norden som Statnett deltar i, bør legges inn i sentralnettregnskapet. Departementet vil imidlertid ikke utelukke at kabelprosjekter fortsatt kan gjennomføres med bidrag fra kommersielle aktører. Det forutsettes i så fall at organiseringen av kraftutvekslingen på overføringsforbindelsen må sikre en effektiv utveksling, jf. St.meld. nr. 46 (1992-93). Det legges opp til at departementet kan godkjenne finansieringsmodeller innenfor disse rammene.

Handelsmodell

Statnett SF har ansvaret for tilretteleggingen av den fysiske kraftutvekslingen med utlandet. Organiseringen av kraftutvekslingen skal sikre en mest mulig sikker og effektiv utveksling med utlandet. Dette innebærer blant annet at kraften til enhver tid flyter til områdene med størst betalingsvillighet, det vil si der prisene er høyest. En slik organisering legger til rette for en effektiv utnyttelse av de samlede kraftressursene, og styrker den norske forsyningssikkerheten.

Siste gang Stortinget ga sin tilslutning til disse prinsippene var i forbindelse med omlegging av kraftutvekslingen mellom Norge og Danmark, jf. St.meld. nr. 9 (2000-2001) og Innst. S. nr. 93 (2000-2001).

Innenfor det nordiske kraftmarkedet er det aktørenes handel på elspotmarkedet til Nord Pool Spot AS som bestemmer kraftutvekslingen mellom de nordiske landene. Nord Pool Spot AS reguleres etter energiloven. Selskapet har konsesjon for organisert markedsplass gitt av NVE og konsesjon for tilrettelegging for kraftutveksling med utlandet gitt av Olje- og energidepartementet. Departementet legger til grunn at utvekslingen over en eventuell ny overføringsforbindelse til de nordiske landene skal reguleres etter gjeldende regulering og praksis.

Når det gjelder nye overføringsforbindelser ut av Norden, omfatter ikke Nord Pool Spots børsområde i dag land utenfor Norden. Andre land kan også ha en noe annen organisering av kraftomsetningen. En kan derfor i utgangspunktet ikke legge til grunn at kraftbørsen alene skal benyttes for utveksling over nye kabelforbindelser. En må foreta en vurdering i det enkelte tilfelle for å sikre en mest mulig effektiv og sikker kraftutveksling. Som nevnt ovenfor kan det ikke utelukkes at kabelprosjekter fortsatt kan organiseres innenfor rammen av prinsippene som ble trukket opp i St.meld. nr. 46 (1992-93).

Departementet legger imidlertid til grunn at kraftutvekslingen fortrinnsvis bør skje ved at det området hvor kabelen fra Norge blir tilknyttet, defineres som et nytt elspotområde med egen prisreferanse. Samarbeid mellom Nord Pool Spot og utenlandske fysiske kraftbørser i det andre landet kan også være aktuelt. Departementet ser at også andre modeller kan ivareta målet om en effektiv kraftflyt. Ulike typer auksjoner kan oppfylle målet om effektiv utveksling, avhengig av den praktiske utformingen. For eksempel var organiseringen av utvekslingen på NSI-kabelen utformet etter auksjonsprinsipper. Kapasiteten i kabelen skulle auksjoneres ut til aktørene på langsiktige og kortsiktige avtaler. Videre var det forutsatt at ubenyttet kapasitet skulle stilles til disposisjon for andre markedsaktører gjennom en ny auksjon. Det legges opp til at departementet godkjenner organiseringen av kraftutvekslingen innenfor disse rammer.

5.8 Sikre en fortsatt effektiv konkurranse i kraftmarkedet

Et velfungerende nordisk kraftmarked forutsetter en effektiv konkurranse mellom produsentene og leverandørene i markedet, og at forbrukerne har frihet til å velge mellom kontrakter og leverandører.

Et velfungerende nordisk kraftmarked vil bidra til å balansere produksjon og forbruk av elektrisk kraft. I perioder med knapphet på kraft vil prisen øke, mens den vil synke i perioder med rikelig tilgang på kraft. Utviklingen i kraftprisene vinteren 2002-2003 og aktørenes tilpasninger til denne, er nærmere omtalt i kapittel 3 og 4.

En anstrengt kraftsituasjon vil føre til høyere kraftpriser. I den sammenheng vil det være viktig å sikre en fortsatt effektiv konkurranse slik at prisøkningen ikke blir høyere enn nødvendig og ulempene for forbrukerne blir minst mulig. Det er i denne sammenheng viktig at enkeltaktører ikke kan eller har insentiver til å utøve markedsmakt.

Utøvelse av markedsmakt gir unødvendig høye strømpriser. Et velfungerende nordisk kraftmarked vil bidra til å bedre forsyningssikkerheten og stabilisere kraftmarkedet, både på kort og lang sikt.

Departementet vil derfor fortsatt arbeide for å legge til rette for et effektivt kraftmarked i Norge og Norden.

Konkurransetilsynet fører tilsyn med konkurranseforholdene i alle markeder, og følger utviklingen i kraftmarkedet nøye. Konkurransetilsynet kan etter konkurranseloven blant annet gripe inn mot bedriftserverv, dersom tilsynet finner at vedkommende erverv vil føre til eller forsterker en vesentlig begrensning av konkurransen i strid med lovens formål om effektiv ressursbruk.

Konkurransetilsynet, Kredittilsynet og NVE har et klart felles mål om et velfungerende kraftmarked, og de tre tilsynene har inngått en avtale om samarbeid om tilsyn med kraftmarkedet. Tilsynene forvalter ulike regelverk som kan anvendes på kraftmarkedet og til dels på samme saksforhold. Det er etablert et forum der tilsynsmyndighetene skal ta opp felles problemstillinger i forbindelse med videreutvikling av det samlede regelverket for kraftmarkedet, utveksle informasjon og erfaringer, samarbeide om felles prosjekter og initiativ og samordne tilsyn med bestemte virksomheter. Enkeltsaker vil hovedsakelig fortsatt behandles innenfor de tosidige samarbeidsordninger som allerede eksisterer mellom tilsynene.

Departementet viser videre til at Statnett har ansvar for å foreta nødvendige investeringer i det sentrale overføringsnettet, herunder økt overføringskapasitet til utlandet. Investeringene skal vurderes ut fra samfunnsøkonomiske prinsipper. Etter departementets oppfatning vil dette legge til rette for en fortsatt effektiv konkurranse i kraftmarkedet.

6 Tiltak for å mestre svært anstrengte kraftsituasjoner

Regjeringen vil bedre håndteringen av svært anstrengte kraftsituasjoner og redusere faren for rasjonering ved:

- å klargjøre ansvaret til rasjoneringsmyndigheten og den systemansvarlige i svært anstrengte kraftsituasjoner. Gassturbiner er aktuelt som reservekapasitet innenfor strenge rammer, jf. kapittel 6.1 – 6.5
- å legge til rette for økt forbrukerfleksibilitet gjennom nye kontraktsformer, toveiskommunikasjon og hyppigere avlesning og fakturering i en anstrengt kraftsituasjon, jf kapittel 6.6
- å bedre forbrukernes stilling gjennom å redusere tiden ved skifte av strømleverandør, regulere ventetariffene, bedre fakturerings- og avregningsrutinene, klargjøre ulike myndigheters ansvarsområde og bedre informasjonen om kraftmarkedet, jf. kapittel 6.7.

6.1 Vurdering av behovet for tiltak

Tilstrekkelig fleksibilitet i kraftsystemet er nødvendig for å kunne sikre balansen mellom forbruk og tilgjengelig produksjons- og overføringskapasitet i alle situasjoner. I Norge er kraftutvekslingen med utlandet, fleksibiliteten i forbruket og flekibiliteten i vannkraftmagasinene viktige faktorer for å få til dette. En anstrengt kraftsituasjon vil føre til høyere kraftpriser. Dette vil igjen bidra til at balansen sikres ved økt produksjon eller reduksjon i forbruket.

Sist vinter ble det reist tvil om aktørene alltid klarer å disponere slik at en unngår behov for rasjoneringsinngrep fra myndighetene. Regjeringen legger avgjørende vekt på at faren for rasjoneringsinngrep skal være redusert til et absolutt minimum. Regjeringen sikrer derfor muligheten til å supplere markedet med ekstra sikkerhet i svært anstrengte kraftsituasjoner. Sikkerhetssystemet må bestå av både organisatoriske og operasjonelle virkemidler, og det er viktig at ansvarsforholdene er klare. Et slikt system vil inngå som en del av infrastrukturen for energiforsyningen.

Statnett SF er det systemansvarlige nettselskapet i Norge. Foretaket har derfor en spesiell rolle i forhold til de øvrige aktørene i kraftmarkedet, og følger den operative driften av kraftsystemet på nært hold. Foretaket er heleid av staten. Som systemansvarlig er Statnett pålagt å sikre momentan balanse mellom produksjon og forbruk til enhver tid og foreta nettinvesteringer i det sentrale overføringsnettet når dette er samfunnsøkonomisk lønnsomt. Slike investeringer er en viktig del av oppgaven med å sikre den momentane balansen.

Det er nødvendigvis ikke slik at kapitalintensive nettinvesteringer alltid er det mest lønnsomme virkemidlet mot svært anstrengte kraftsituasjoner, som opptrer svært sjeldent. For å ha mulighet til å supplere markedet med ekstra sikkerhet i en svært anstrengt situasjon, er det viktig at Statnett har ansvaret for løpende å vurdere og gjennomføre andre nødvendige tiltak enn nettinvesteringer, jf. kapittel 6.2.2. Slike tiltak skal være rettet mot svært anstrengte kraftsituasjoner og må vurderes på lik linje med nettinvesteringer.

Ved eventuell innføring av ulike virkemidler er det viktig å ha stramme rammer i forhold til markedet for øvrig, slik at virkemidlet blir et reelt tiltak i en svært anstrengt kraftsituasjon. Det er også viktig at tiltaket kun brukes i slike situasjoner. Det er i tillegg viktig at investeringsbeslutningene til aktørene i markedet påvirkes minst mulig negativt, og at en tar tilstrekkelig hensyn til at systemansvarlig skal være nøytral og uavhengig i forhold til aktørene i kraftmarkedet. Utformingen av virkemidlene skal derfor skje i nær kontakt med energimyndighetene. Forslag til tiltak skal forelegges NVE for godkjenning.

Det er et overordnet mål å sikre forsyningssikkerheten og å unngå ekstraordinære situasjoner med rasjoneringsinngrep. Det vil imidlertid ikke være samfunnsøkonomisk lønnsomt å ta i bruk tiltak som fjerner enhver risiko for at rasjoneringsinngrep fra myndighetene blir nødvendig. Skulle imidlertid en rasjoneringssituasjon oppstå, må den håndteres på en tilfredsstillende måte. Håndteringen av rasjoneringssituasjoner er nærmere omtalt i kapittel 6.5.

Det vil heller ikke være samfunnsøkonomisk lønnsomt å sikre seg fullstendig mot svært

anstrengte kraftsituasjoner. I slike situasjoner vil man kunne oppleve betydelige prisvariasjoner som følge av at aktørene tilpasser produksjon og forbruk til de aktuelle tilsigene. Perioder med høye priser bidrar dessuten til at ny kapasitet bygges ut. Tilsvarende vil forbrukerne få signaler til å velge energiløsninger som baserer seg på de reelle kostnadene og prisene i energimarkedet. Det er fortsatt aktørene som skal sørge for energibalansen.

Det finnes flere virkemidler som Statnett må vurdere løpende som en del av sitt ansvarsområde. Det er foreslått ulike tiltak i lys av situasjonen sist vinter. Dette gjelder blant annet ulike former for reservekapasitet, avtaler med produsenter om å holde reserver i magasinene og avtaler med forbrukere om å redusere forbruket. Disse forslagene vil bli omtalt i kapittel 6.3 og 6.4.

6.2 Ansvaret til rasjoneringsmyndigheten og den systemansvarlige

Elektrisk energi er viktig for næringsliv, offentlig forvaltning og husholdninger. Energien leveres gjennom nettet samtidig som forbruk og produksjon bestemmes av mange og uavhengige aktører. Kraftsystemet er omfattende med spesielle krav til nøyaktig balanse mellom forbruk og produksjon. Det er derfor viktig at systemansvaret er klart og tydelig definert. For å kunne mestre ekstraordinære situasjoner er det også viktig at rasjoneringsansvaret er definert.

Systemansvaret knytter seg til den operative driften av det norske kraftsystemet, mens rasjoneringsansvaret omfatter planlegging og gjennomføring av rasjoneringstiltak som kun skal benyttes når ekstraordinære forhold tilsier det. Det er etter departementets syn hensiktsmessig at regelverket for systemansvar og rasjonering er oppdelt på denne måten. Det er et overordnet mål at forsyningssikkerheten i kraftsystemet sikres og at rasjoneringstiltak unngås.

Departementet vil klargjøre og presisere ansvaret til den som skal overvåke og balansere systemet og ansvaret til rasjoneringsmyndigheten. Systemansvaret og rasjonering ble behandlet i Ot.prp. nr. 56 (2000-2001) Om lov om endringer i energiloven, jf. Innst. O. nr. 112 (2000-2001).

Formålet er å redusere risikoen for rasjoneringsinngrep fra myndighetene. Ansvaret for å kunne håndtere svært anstrengte kraftsituasjoner blir klart definert. Dette innebærer også et ansvar for å vurdere og eventuelt ta i bruk nye virkemidler. Denne klargjøringen og presiseringen av rammene for systemansvaret og rasjonering vil kunne kreve en gjennomgang av NVEs forskrifter om systemansvar og rasjonering.

Ulike former for reservekapasitet i det norske kraftsystemet og energiopsjoner har vært diskutert som mulige nye virkemidler for å håndtere svært anstrengte kraftsituasjoner, og departementet gir i kapittel 6.3 og 6.4 en vurdering av disse to virkemidlene.

6.2.1 Rasjoneringsmyndighetens ansvar

Departementet kan fatte vedtak om å iverksette rasjonering når det på grunn av ekstraordinære forhold er knapphet på elektrisk energi, og det ut fra allmenne hensyn er påkrevet for å sikre at energien blir best mulig utnyttet.

NVE er rasjoneringsmyndighet i Norge og har ansvaret for planlegging og administrativ gjennomføring av tiltak. Rasjoneringsmyndighetens oppgaver er primært knyttet til planlegging, øvelser og tilrettelegging av systemer for å gjennomføre en rasjonering og alle nødvendige informative tiltak knyttet til en rasjoneringssituasjon.

Statnett SF er den systemansvarlige i det norske kraftsystemet. Rollen til den systemansvarlige er å bistå rasjoneringsmyndigheten ved å utføre oppgaver etter retningslinjer og beslutninger fra rasjoneringsmyndighetene. Disse oppgavene kan blant annet være å utarbeide planer for å gjennomføre en rasjonering og utføre det praktiske arbeidet i forbindelse med selve rasjoneringen. Kortsiktige problemer, som for eksempel kan ha karakter av effektknapphet, skal håndteres gjennom systemansvaret.

Rekvisisjon av kraftproduksjon og tvangsmessige leveringsinnskrenkninger er de viktigste rasjoneringstiltakene. Disse tiltakene kan benyttes for å tilpasse forholdet mellom tilgang og forbruk i et område dersom det gjennom markedsmekanismene og systemansvaret ikke oppnås balanse mellom produksjon, overføringskapasitet og forbruk. Rasjoneringstiltak skal bare kunne benyttes når det foreligger ekstraordinære forhold som umuliggjør balanse mellom produksjon, overføring og forbruk ved bruk av tilgjengelige markedsmessige løsninger og den systemansvarliges ulike virkemidler, jf. kapittel 6.5.

Ved behandlingen av Ot.prp. nr. 56 (2000-2001) vedtok Stortinget, jf. Innst. O. nr. 112 (2000-2001), at høye kraftpriser i seg selv ikke er å betrakte som ekstraordinære forhold, og følgelig

ikke gir grunnlag for innføring av rasjonering. Departementet mente at det ville være umulig å gi en detaljert spesifikasjon av slike forhold fordi ulike omstendigheter kan lede opp til en rasjoneringssituasjon. I proposisjonen ble det derfor ikke definert klare kriterier for når en eventuell rasjoneringssituasjon kan utløses. Det ble imidlertid presisert at en rasjoneringssituasjon forventes å være av en viss varighet.

Når det gjelder hvordan en eventuell rasjoneringssituasjon skal håndteres, legger departementet til grunn at det skal foreligge tilstrekkelig informasjon til aktørene slik at ulempene for dem blir minst mulig. Det skal derfor arbeides videre med å legge til rette for at en rasjoneringssituasjon kan gjennomføres mest mulig effektivt og skånsomt, jf. omtale i kapittel 6.5. I denne sammenheng skal NVE arbeide videre med å fastsette avsavnsverdier for forbruket og utvikle modeller for gjennomføring av rasjoneringsinngrep.

Rasjoneringsmyndigheten har ansvaret for å vurdere kraftsituasjonen løpende, herunder å utarbeide framskrivninger om kraftsituasjonen. Rasjoneringsmyndigheten har også ansvaret for å orientere departementet og informere allmennheten ved behov.

I svært anstrengte kraftsituasjoner har rasjoneringsmyndigheten et spesielt ansvar for å sikre en mest mulig helhetlig og koordinert informasjon om kraftsituasjonen til aktørene i kraftmarkedet og til allmennheten. I slike situasjoner kan rasjoneringsmyndigheten legge føringer for den systemansvarliges informasjonsvirksomhet, jf. kapittel 6.2.2. Rasjoneringsmyndigheten skal sørge for god koordinering av informasjonen i forhold til departementet, Kraftforsyningens beredskapsorganisasjon (KBO), Direktoratet for sikkerhet og beredskap og Nord Pool.

For å gjøre eventuelle rasjoneringstiltak lettere å gjennomføre, har Regjeringen fremmet forslag om endringer i energiloven, jf. Ot.prp. nr. 8 (2003-2004) Om lov om endringer i lov 29. juni 1990 nr. 50 om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m. (energiloven). Endringene klargjør muligheten til å delegere myndighet utover de ordinære rammene i forbindelse med gjennomføring av rasjonering. Forslaget innfører blant annet en hjemmel for at rasjoneringsmyndigheten kan delegere myndighet til KBO. Videre foreslås det å gjøre et unntak fra forvaltningslovens klageregler for enkeltvedtak som treffes av rasjoneringsmyndigheten, eller KBO, i forbindelse med gjennomføring av rasjonering. Det blir også foreslått mer effektive og hensiktsmessige sanksjoner ved å gi mulighet til å ilegge gebyrer overfor dem som overtrer energilovens bestemmelser om rasjonering.

En konklusjon fra vinteren 2002-2003 er at metodene og verktøyet som brukes i analysene av kraftsituasjonen på kort og lang sikt, må styrkes, jf. kapittel 4.5. Videre vil arbeidet med å godkjenne og fastsette kriterier for eventuelle nye virkemidler i en svært anstrengt kraftsituasjon også kreve bedre metoder og modeller. I tillegg er det behov for bedre kunnskap om forbruket, i første rekke gjennom en videreutvikling av analyse- og modellapparatet knyttet til energifleksibilitet og forbruksutvikling. I budsjettet for 2004 er det derfor lagt opp til en styrking av NVE på disse områdene. Dette vil bidra til et bedre grunnlag for å bedømme risikoen for en anstrengt kraftsituasjon enn det en hadde vinteren 2002-2003, og styrke arbeidet for å sikre energiforsyningen.

6.2.2 Den systemansvarliges ansvar

Som systemansvarlig har Statnett ansvar for å sikre momentan balanse til enhver tid, og dermed legge til rette for en tilfredsstillende leveringskvalitet i alle deler av landet. Å sikre momentan balanse til enhver tid innebærer et ansvar for å sikre momentan balanse også i fremtiden.

Den systemansvarlige har ansvaret for å sikre at fysiske kraftmarkeder fungerer tilfredsstillende i forhold til utøvelsen av systemansvaret. Den systemansvarlige har også ansvaret for å ta i bruk virkemidler for å ivareta systemansvaret på en samfunnsmessig rasjonell måte. Virkemidlene skal i størst mulig grad være basert på markedsmessige prinsipper, og de skal ikke svekke effektiviteten i det fysiske kraftmarkedet.

Aktørenes handel på det fysiske og de finansielle markedene, som organiseres av Nord Pool Spot AS og Nord Pool ASA, er viktig for Statnetts utøvelse av systemansvaret. Den systemansvarlige benytter et regulerkraftmarked og et opsjonsmarked for effektreserver for å sikre momentan balanse til enhver tid. I tillegg skal den systemansvarlige blant annet fastsette separate elspotområder i situasjoner med forventet energiknapphet i et avgrenset geografisk område.

Med bakgrunn i erfaringene fra kraftsituasjonen vinteren 2002-2003, legger departementet vekt på at den systemansvarlige også har ansvaret for løpende å utrede og utvikle nødvendige virkemidler for å sikre momentan balanse gjennom perioder med en svært anstrengt kraftsituasjon,

blant annet som følge av langt mindre tilsig til vannkraftverkene enn normalt. Vannkraftens betydning for det norske og nordiske kraftmarkedet, med den store og uforutsigbare variasjonen i vanntilsiget, betyr at den systemansvarlige må ha ansvar for løpende å vurdere hvorvidt nye virkemidler er nødvendig for å sikre den momentane balansen på en bedre måte enn i dag. Det vises til nærmere omtale og vurderinger av ulike former for reservekapasitet og energiopsjoner i kapittel 6.3 og 6.4. Det forutsettes at Statnett nå vurderer og eventuelt foreslår de nevnte og andre tiltak.

Virkemidler skal innføres dersom de bidrar til en samfunnsmessig rasjonell håndtering av kraftsituasjonen og reduserer risikoen for rasjoneringsinngrep fra myndighetene. Virkemidlene skal utarbeides etter samfunnsøkonomiske kriterier, herunder må fleksibiliteten i produksjon, overføring og forbruk samt forbrukernes avsavnsverdier tas tilstrekkelig hensyn til. Virkemidlene må vurderes opp mot andre virkemidler som Statnett anvender i dag, herunder utviklingen av overføringsnettet for kraft. I vurderingen av virkemidlet må en også vektlegge hvorvidt virkemidlet er målrettet og har en sikker og rask virkning i en svært anstrengt kraftsituasjon.

Den systemansvarlige skal også bidra aktivt i en videre utvikling av fleksibiliteten i forbruket da dette kan redusere behovet for andre virkemiddel.

Utformingen av virkemidlene skal skje i nær kontakt med energimyndighetene. Forslag til tiltak skal forelegges NVE for godkjenning. NVE skal fastsette kriterier for de ulike virkemidlene. Kriterier kan fastsettes gjennom for eksempel forskrift for systemansvaret eller ved enkeltvedtak. Dette gir blant annet mulighet for å iverksette nye virkemidler i løpet av relativt kort tid.

NVE må legge til grunn at virkemidlet skal virke som et reelt tiltak i en svært anstrengt kraftsituasjon, at virkemidlet kun brukes i slike situasjoner og at investeringsbeslutningene til aktørene i markedet påvirkes minst mulig negativt. Utformingen av virkemiddelet må ta tilstrekkelig hensyn til at den systemansvarlige skal være nøytral og uavhengig i forhold til aktørene i kraftmarkedet.

Det er normalt den systemansvarliges ansvar å informere om forhold som hører inn under systemansvaret. I svært anstrengte kraftsituasjoner har imidlertid rasjoneringsmyndigheten et spesielt ansvar for at informasjonen fra den systemansvarlige er koordinert med rasjoneringsmyndighetens informasjon, jf. kapittel 6.2.1.

I en svært anstrengt kraftsituasjon kan Statnett ta initiativ til og gjennomføre særskilte informasjonstiltak overfor aktørene i kraftmarkedet og allmennheten generelt. Et slikt virkemiddel skal utformes etter nærmere kriterier og godkjennes av rasjoneringsmyndigheten på lik linje med andre virkemidler som kan tas i bruk i slike situasjoner. Dette virkemidlet skal være nøytralt i forhold til aktørene i kraftmarkedet.

Det legges videre til grunn at kostnader for den systemansvarliges virkemidler skal dekkes innenfor sentralnettets inntektsramme.

Det vil ikke være samfunnsmessig rasjonelt at den systemansvarlige sikrer seg mot enhver vanskelig driftssituasjon. Den systemansvarlige kan i vanskelige driftssituasjoner, etter at prisen i spotmarkedet er satt, rekvirere effekttilgang ved blant annet å kreve all tilgjengelig regulerytelse innenfor produksjon og forbruk anmeldt i regulerkraftmarkedet. I helt spesielle driftssituasjoner kan systemansvarlig også foreta kortvarig tvangsmessig utkobling av forbruk for å opprettholde balansen. Departementet vil presisere at selv om tidsperspektivet for systemansvaret og den systemansvarliges ansvar for å utvikle virkemidler er noe utvidet gjennom presiseringen i denne meldingen, skal fortsatt rekvisisjon av produksjon og tvangsmessig utkobling av forbruk av lengre varighet omfattes av bestemmelsene for rasjonering, jf. kapittel 6.5. Departementet legger imidlertid til grunn at risikoen for rasjoneringsinngrep fra myndighetene nå blir mindre.

Departementet legger til grunn at klargjøringen og presiseringen av systemansvaret skal sikre at behovet for nye virkemidler løpende vil bli vurdert.

I tillegg skal den systemansvarlige som før overvåke utviklingen av kraftsystemet og holde myndighetene orientert om utviklingen i effekt- og kraftbalansen, jf. Ot.prp. nr. 56 (2000-2001). Statnett som systemansvarlig har ikke det overordnede ansvaret for at kraftmarkedet fungerer effektivt. Vår kraftforsyning bygger fortsatt i all hovedsak på at de ulike aktørene i kraftmarkedet sørger for at det er tilstrekkelig kapasitet til å dekke etterspørselen.

6.3 Reservekapasitet for å møte svært anstrengte kraftsituasjoner

6.3.1 Innledning

Etablering av produksjonsreserver vil bidra til økt sikkerhet i det norske kraftsystemet ved å redu-

sere risikoen for rasjoneringsinngrep fra myndighetene. Slike reserver skal kun være tilgjengelig for den systemansvarlige i en svært anstrengt kraftsituasjon, og vil på denne måten være utenfor det ordinære markedet. Reservene vil derfor i de aller fleste år ikke tas i bruk.

Tiltak for å øke reservekapasiteten innebærer i prinsippet alle tiltak som øker produksjonskapasiteten når en svært anstrengt kraftsituasjon er inntruffet. På grunn av lave kostnader og god tilgjengelighet, er gassturbiner etter departementets vurdering den mest aktuelle reserven, men også annen reservekapasitet kan være aktuell.

Perioder med svært anstrengt kraftsituasjon kjennetegnes med høye kraftpriser. Å ta i bruk reservekapasitet vil påvirke aktørenes vurderinger av kraftsituasjonen og prisutviklingen, og vil isolert sett bidra til å redusere prisene i kraftmarkedet i slike situasjoner. Størrelsen på prisreduksjonen vil avhenge av prisfølsomheten i produksjon og forbruk. Bruk av reservekapasitet vil derfor kunne bidra til redusert lønnsomhet for andre tiltak i kraftmarkedet herunder investeringer i ny kraftproduksjon.

At bruk av reservekapasitet kan påvirke tilpasningen til annen produksjon og forbruk, kan svekke virkningen av reservekapasitet som et tiltak i en svært anstrengt kraftsituasjon. Dette er et dilemma ved en slik ordning, og vilkårene som settes for en ordning med reservekapasitet er derfor svært viktig. For at reservekapasiteten skal ha best virkning, må betingelsene for igangsetting av produksjon settes slik at markedet i minst mulig grad endrer sine investeringsbeslutninger og produksjonsprofil. Produksjonsreserver vil imidlertid representere en sikker krafttilgang i en svært anstrengt situasjon, og vil dermed ha en viktig positiv virkning dersom kraftsituasjonen forverres raskt for eksempel ved en stor tilsigssvikt over en kortere periode.

6.3.2 Reserver i de andre nordiske landene

Med et økende elforbruk uten særlig økning i produksjonskapasiteten, øker utnyttelsen av den ordinære produksjonskapasiteten i Norden og overføringskapasiteten i og til Norden. Noe produksjonskapasitet i de nordiske landene er også blitt nedlagt de siste årene av bedriftsøkonomiske og miljømessige grunner. Dette innebærer at reserver og ledig kapasitet fra kraftverk i ordinær drift og mulighetene for større nettoimport blir betydelig redusert. Utviklingen i kraftmarkedet resulterer i at de eldre kraftverkene i større grad vil utgjøre slik reserve, og noen verk er i ferd med å bli utdatert og vil kreve til dels betydelig tiltak for å kunne produsere videre.

Generelt vil slike kraftverk startes opp i henhold til størrelsen på drifts- og oppstartkostnader. For kraftverk som ikke er i ordinær drift kan disse kostnadene være betydelige. I det nordiske kraftmarkedet er det slike reserver i eksempelvis eldre oljekondens- og kullkraftverk, og gassturbiner. Slike reserver er derfor fossilbaserte. Høye priser vinteren 2002-2003 bidro til at mer produksjonskapasitet ble satt i drift i Norden. Det er blitt anslått at den tilgjengelige fossile produksjonskapasiteten i Norden økte med om lag 4 000 MW, hvorav 2 700 MW i utgangspunktet ikke var klargjort for ordinær drift. Samlet installert fossil produksjonskapasitet i Norden er ca 27 300 MW.

I tillegg til produksjonskapasiteten som disponeres av markedsaktørene og som ikke er i normal drift, har eller arbeider alle de nordiske landene med å etablere ulike ordninger for reservekapasitet. Det innebærer at alle de systemansvarlige nettselskapene i de nordiske landene i dag enten eier, leier eller kjøper rettigheter i anlegg for å utøve sine oppgaver, eller de arbeider med å innføre slike ordninger. Formålet er først og fremst knyttet til å sikre effektbalansen, det vil si å sikre den momentane balansen i korte perioder. Anleggene kan likevel brukes til å skaffe mer energi ved å la dem produsere over lengre tidsrom. Innenfor det nordiske samarbeidet pågår en vurdering av ordninger for reservekapasitet i kraftmarkedet, jf. boks 5.2.

I Sverige hadde Svenska Kraftnät vinteren 2002-2003 avtaler med svenske produsenter og forbrukere om effektreserver på til sammen ca 1 800 MW. Deler av disse 1 800 MW ble sist vinter frigitt etter tillatelse fra Svenska Kraftnät, til energiproduksjon for å håndtere den stramme kraftbalansen i Sverige og Norden. Nye avtaler med om lag samme omfang skal ifølge Svenska Kraftnät inngås for inneværende vinter, blant annet som følge av en ny lov om effektreserver. Loven påleggger Svenska Kraftnät fram til 2008 å ha tilgjengelig effektreserver på inntil 2 000 MW. Etter 2008 opphører Svenska Kraftnäts ansvar for effektreservene og effektreservene skal framskaffes av markedsaktørene alene. De nye avtalene gjelder for vinterperioden desember-februar og kan for denne perioden kun benyttes til energiproduksjon etter tillatelse fra Svenska Kraftnät. Svenska Kraftnät har signalisert at de vil være meget restriktive med å benytte denne effektreserven til energiproduksjon. Blant annet som følge av de nye avtalene,

kan ifølge Svenska Kraftnät den samlede svenske produksjonskapasiteten for vinteren 2003-2004 øke med 500-700 MW.

6.3.3 Aktuell reservekapasitet i Norge

Departementet mener at turbiner eid eller leid av den systemansvarlige, mobile eller faste anlegg anses å være mest aktuelle å vurdere som produksjonsreserver i Norge. Turbiner i de landbaserte petroleumsanleggene og økt installert kapasitet i vannkraftverk kan også være aktuelle. Fossile anlegg kan ha forskjellig utrustning og kan benytte enten gass, olje eller diesel. Gass anses å være mest realistisk i Norge blant annet av hensyn til kostnader og tilgjengelighet.

Fossilbaserte anlegg til bruk i situasjoner med svært anstrengt kraftsituasjon vil kreve anleggskonsesjon etter energiloven og utslippstillatelse etter forurensningsloven. Slike tillatelser må gis til konkrete prosjekter på konkrete steder. Etablering av anleggskonsesjon og utslippstillatelse for større kraftverk av denne type vil normalt kreve om lag 2 år, med meldingsbehandling, konsekvensutredning og behandling av søknader om konsesjon og utslippstillatelse. Mindre prosjekter under 150 MW vil kunne unngå krav om melding og utredningsprogram etter plan- og bygningsloven. Dette kan redusere behandlingstiden med om lag 6 måneder. I svært spesielle situasjoner der de samfunnsmessige skadene med ikke å etablere anlegget vurderes som store, kan en unngå høringer og redusere behandlingstiden forøvrig i betydelig grad.

Faste turbiner gir mer sikkerhet for at anleggene vil bidra til en bedret kraftsituasjon straks det er behov for det, enn anlegg som må leies inn i en kritisk situasjon. Det kan også være grader av hvor mye som er tilrettelagt for og investert i på forhånd. Selv om en investerer i faste anlegg, kan det i tillegg være behov for å benytte mobile anlegg i en svært anstrengt kraftsituasjon. Dersom det er behov for reservekapasitet i det norske kraftmarkedet, bør valget av løsning baseres på en avveining mellom kostnader og nytte etter samfunnsøkonomiske kriterier.

Leie av mobile gassturbiner ble vurdert vinteren 2002-2003 av blant annet Statoil, Statnett og BKK. Det ble også arbeidet med ulike alternativer for reserveproduksjon i Stavanger-området. Erfaringene viste imidlertid at det var en omfattende prosess med å innhente de nødvendige konsesjonene og tillatelsene for å starte denne type produksjon, særlig større anlegg. Det kan være for sent å søke om konsesjoner og nødvendige tillatelser når man nærmer seg en svært anstrengt kraftsituasjon. Statnett bør derfor nå vurdere å utvikle et konsept hvor det søkes om konsesjoner og tillatelser på forhånd. Dette er imidlertid uvanlig i forhold til annen kraftproduksjon og forutsetter utvikling av en ny type konsesjon og utslippstillatelser tilpasset den spesielle bruken av anleggene.

En kan også ha ordninger hvor den systemansvarlige bare har en tilretteleggende rolle, gjør nødvendige forarbeider, skaffer informasjon om markedet for turbiner, brenselspriser etc, klargjør produksjonssteder og aktivt bidrar til å skaffe utslippstillatelser og konsesjoner for konkrete prosjekter. Selve anskaffelsen og driften av de mobile anleggene gjennomføres i dette tilfellet av kommersielle aktører. Det synes å være mulig på kommersiell basis å etablere ordninger for mobile gassturbiner for bruk i svært anstrengte kraftsituasjoner, og hvor Statnett bare har en tilretteleggende rolle. Den systemansvarlige kan derfor bidra til at aktører på en enklere og raskere måte kan fatte beslutninger om anskaffelse og drift når en svært anstrengt kraftsituasjon inntreffer.

Statnett bør vurdere denne kommersielt baserte ordningen. Det er større økonomisk risiko for den systemansvarlige, og dermed sentralnettsbrukerne, dersom den systemansvarlige selv skal investere, leie eller gi støtte til enkeltaktører for å fremskaffe slike anlegg, enn å kun legge til rette for at markedsaktørene skal kunne framskaffe anlegg. Å leie eller eie anlegg selv gir imidlertid mer sikkerhet knyttet til mulighetene for levering. Ved å kun tilrettelegge for markedet, vil det fortsatt være usikkerhet knyttet til om tilstrekkelig kapasitet vil være tilgjengelig og om den er tilgjengelig når det er behov.

Operative gassturbiner forutsetter blant annet tilgang på gass, ferskvann og tilknytning til overføringsnettet. Størrelsen på hvert sted begrenses derfor av den knappeste faktor av henholdsvis gasstilførsel, ferskvannstilførsel og kapasiteten i tilknytningen til overføringsnettet. Installert kapasitet kan eksempelvis være 150-300 MW pr. sted, men både større og mindre anlegg kan være aktuelle. Anlegg på 2-4 steder, hver med for eksempel 300 MW, gir 600-1 200 MW som en mulig maksimal kapasitet. Til sammenligning er installert kapasitet i Norge ca. 27 960 MW, og Norges importkapasitet er ca. 4 000 MW. 1 200 MW med produksjon i en 4 måneders periode vil gi 3,5 TWh. I og med at reserven bare kan tas i bruk i svært anstrengte kraftsituasjoner, vil den gi svært

liten økning i de gjennomsnittlige årlige utslippene.

Manglende direkte tilgang på naturgass i noen områder, for eksempel Østlandet, reduserer de positive effektene av gassbasert reservekapasitet. En bedre tilgang på gass på ulike steder i Norge, og utbygging av mottaksanlegg for LNG-gass kan imidlertid endre dette.

De variable produksjonskostnadene for gassturbiner vil være i området 13-30 øre/kWh avhengig av gasspriser og teknologisk løsning. Nivået på de faste kostnadene vil i stor grad være avhengig av hvorvidt reservekapasiteten eies, leies osv. I tilfellet hvor systemansvarlig tilrettelegger for leie av mobile gassturbiner vil noen måneders drift gi en produksjonskostnad for aktørene på ca 40-50 øre/kWh avhengig av gasspris. For kortere driftstid vil lønnsom drift kreve høyere priser på grunn av de faste kostnadene. Drift vil derfor uansett kun være aktuelt i perioder med vesentlig høyere kraftpriser enn normalt. I tillegg må myndighetene vurdere hvorvidt igangsetting skal være ved enda høyere priser, blant annet av hensyn til investeringsbeslutninger hos aktørene i markedet.

Det vises også til at de landbaserte petroleumsanleggene i Norge er store strømforbrukere, og at de også til en viss grad produserer kraft selv. Denne kapasiteten bør kunne ses i sammenheng med forsyningssikkerheten.

Utover fossilbaserte produksjonsanlegg, kan også tiltak i vannkraftverk være aktuelle i enkelte tilfeller. Det kan for eksempel være at den systemansvarlige gjør en avtale som bidrar til å øke den installerte kapasiteten i et vannkraftverk og at denne økte kapasiteten holdes som en reserve for systemansvarlig i en svært anstrengt kraftsituasjon. Dette vil eksempelvis være aktuelt i kraftverk med flerårsmagasiner, hvor eksisterende installert kapasitet ikke klarer å produsere så mye kraft at det tømmer magasinet innenfor ett år.

6.3.4 Finansiering av reservekapasitet og forholdet til EØS-regelverket

Systemansvarlig finansierer sine kostnader gjennom inntektsrammen. Finansiering av reservekapasitet må avklares i forhold til EØS-avtalen artikkel 61 (1) om forbud mot statsstøtte. Finansiering over statsbudsjettet eller gjennom inntektsrammen vil i denne sammenheng sannsynligvis gå ut på det samme. Blir imidlertid midlene gitt for å finansiere en pålagt tjeneste av allmenn økonomisk betydning, vil tildelingen i utgangspunktet ikke rammes av forbudet i EØS-avtalen artikkel 61 (1), såfremt vilkårene i Altmark-saken (sak C-280/00) er oppfylt. Dersom vilkårene ikke er oppfylt, må støtteordningen notifiseres til ESA i samsvar med EØS-avtalen artikkel 59 (2), jf direktiv 2003/54/EC (el-markedsdirektivet) artikkel 3. Disse bestemmelsene vil være retningsgivende dersom systemansvarlig skal disponere reservekapasitet.

6.3.5 Konklusjon

Det er departementets vurdering at bruk av mobil eller fast reservekapasitet for kraftproduksjon vil kunne være et hensiktsmessig virkemiddel i en svært anstrengt kraftsituasjon. Departementet vil imidlertid presisere at produksjonsreservene ikke skal inngå som en del av den ordinære produksjonskapasiteten i Norge. Slike reserver skal kun være tilgjengelig for den systemansvarlige i en svært anstrengt kraftsituasjon, og vil på denne måten være utenfor det ordinære markedet. Reservene vil derfor i de aller fleste år ikke tas i bruk.

Den mest aktuelle reservekapasiteten er etter departementets vurdering mobile eller fast installerte gassturbiner. Disse kan være eid eller leid av den systemansvarlige. Det kan også være aktuelt å vurdere muligheten for å utnytte gassturbiner i de landbaserte petroleumsanleggene. Også økt installert kapasitet i vannkraftverk kan være aktuelt. Dette kan bidra til en samfunnsmessig rasjonell kraftforsyning og vil gi redusert risiko for rasjoneringsinngrep fra myndighetene. Spesielt vil eventuelle regionale problemer kunne avhjelpes.

Departementet legger på denne bakgrunn til grunn at bruk av for eksempel gassturbiner kun er et hensiktsmessig virkemiddel i en svært anstrengt situasjon, og at produksjonen kun skal skje innenfor stramme og på forhånd gitte rammer.

Nødvendige og gjennomførbare tillatelser og konsesjoner etter blant annet energi- og forurensingsloven, er en forutsetning for at slik reservekapasitet skal kunne være tilgjengelig for systemansvarlig, og må omsøkes av den systemansvarlige på ordinær måte. Reservekapasiteten kan bare tas i bruk i svært anstrengte kraftsituasjoner, og vil gi svært små utslipp sett over tid.

Departementet forutsetter at den systemansvarlige nå vurderer behovet for reservekapasitet og fremmer eventuelle forslag for NVE, jf. kapittel 6.2.2. Reservene må bidra til en samfunnsmessig

rasjonell håndtering av kraftsituasjonen og redusere risikoen for rasjoneringsinngrep fra myndighetene. Virkemidlene må vurderes etter samfunnsøkonomiske kriterier. I vurderingen må en vektlegge hvorvidt tiltaket er målrettet og har en sikker og rask virkning i en svært anstrengt kraftsituasjon.

Videre skal NVE ved eventuell etablering av reservekapasitet legge stramme rammer i forhold til markedet for øvrig, slik at virkemidlet virker som et reelt tiltak i en svært anstrengt kraftsituasjon og at investeringsbeslutningene til aktørene i markedet påvirkes minst mulig negativt. Utformingen av virkemiddelet må ta tilstrekkelig hensyn til at den systemansvarlige skal være nøytral og uavhengig i forhold til aktørene i kraftmarkedet, og det kan være aktuelt at denne aktiviteten må utføres i en egen juridisk enhet kontrollert av Statnett.

Den systemansvarliges kostnader knyttet til denne typen tiltak skal dekkes innenfor inntektsrammen til systemansvarlig.

De systemansvarlige i alle de nordiske landene eier, leier eller har rettigheter i reservekapasitet i dag, i hovedsak for å sikre den kortsiktige momentane balansen i de respektive landene. Hvorvidt reservekapasitet er et hensiktsmessig virkemiddel for å håndtere en svært anstrengt kraftsituasjon, må i tillegg vurderes i forhold til mulige omforente løsninger mellom de systemansvarlige selskapene i Norden. I denne sammenheng må en vurdere behovet for eventuelle felles tiltak for å håndtere en svært anstrengt kraftsituasjon i Norden.

En ordning for reservekapasitet må utformes i samsvar med Norges forpliktelser etter EØS-avtalen.

Utviklingen av den landbaserte petroleumsvirksomheten vil kunne få betydelige konsekvenser for strømforbruket i Norge dersom virksomheten i stor grad blir basert på tilførsel av elektrisitet fra nettet i stedet for egenprodusert strøm. Det samme gjelder ved eventuelle overføringer av strøm fra land til kontinentalsokkelen, jf. St.meld. nr. 9 (2002-2003) Om innenlands bruk av naturgass mv. Regjeringen mener det er viktig med en mer effektiv og miljøvennlig energiforsyning til petroleumsvirksomheten på kontinentalsokkelen. En sterkere grad av krafttilførsel fra land til kontinentalsokkelen må imidlertid vurderes i forhold til den samlede krafttilgangen.

6.4 Opsjonsmarked for kjøp av energireserver i produksjon og forbruk

6.4.1 Bakgrunn

EBL foreslo i brev til Olje- og energidepartementet av 3. juni 2003 å innføre energiopsjoner som et redskap som kan sikre en samfunnsoptimal forsyningssikkerhet. EBL mente at de høye kraftprisene og den anstrengte kraftsituasjonen har skapt en oppfatning hos myndighetene og forbrukerne om fare for energisvikt, spesielt ved slutten av tappesesongen. EBL mener at en myndighetsregulering for å sikre energidekningen mot slutten av tappesesongen må løses gjennom bruk av markedet, da en annen tilnærming er et direkte inngrep i den økonomiske virksomheten til kraftprodusentene.

EBL foreslo kjøp av opsjoner for energilevering mot slutten av tappesesongen fra produsenter og større elektrisitetsforbrukere. EBL foreslo også at tiltaket kunne innføres for vinteren 2003-2004. Kostnadene ved ordningen for eventuelt kjøp av energiopsjoner bør etter EBLs syn ikke belastes overføringstariffen, men foreligge som en trekkrettighet av et tørrårsfond. Om dette tørrårsfondet etableres, som en avsetning for påkommende tilfelle eller som en årlig bevilgning i Stortinget, må etter EBLs syn avklares.

En begrunnelse som er blitt fremført av EBL for å etablere et opsjonsmarked, har vært at myndighetene kan ha en annen risikovurdering enn aktørene i markedet når det gjelder kraftsituasjonen. Myndighetene kan ha et større behov for å sikre produsenter og forbrukere mot rasjoneringstiltak enn hva den enkelte markedsaktør selv har. Det er hevdet at det kan være store samfunnsøkonomiske kostnader ved energisvikt og tvungne rasjoneringstiltak, mens de bedriftsøkonomiske kostnadene for kraftprodusentene ved energisvikt kan være moderate. Et energiopsjonsmarked kan ifølge EBL gi mulighet for å endre produksjons- og forbruksprofilen i en periode med svært anstrengt kraftsituasjon dersom myndighetene mener at det er samfunnsmessig tjenlig.

En annen begrunnelse fremsatt blant markedsaktørene for å innføre en slik ordning har vært at man kan risikere at markedsaktørene ikke foretar tilstrekkelige tilpasninger for å sikre balanse mellom produksjon og forbruk innenfor en periode med svært anstrengt kraftsituasjon, for eksempel at nødvendige forbruksreduksjoner ikke skjer til tross for svært høye kraftpriser.

Dette kan blant annet skyldes manglende fleksibilitet i forbruket innenfor en gitt periode eller at forbrukerne ikke har teknologi, kontraktsformer eller avregningsmuligheter som sikrer at fleksibiliteten kan bli utnyttet tilstrekkelig. I en slik situasjon kan myndighetene ha behov for at en andel av forbruket kan kobles ut frivillig med sikkerhet.

En diskusjon som har fremkommet gjennom utredningene av opsjoner er hvordan informasjon om markedet er fordelt mellom myndigheter og aktørene. En opsjonsordning kan begrunnes med at myndighetene har bedre og mer helhetlig informasjon enn markedsaktørene til å vurdere den løpende kraftsituasjonen. Et alternativ til en opsjonsordning i en slik situasjon vil da være at myndighetene sikrer at markedsaktørene har tilstrekkelig informasjon. En kan imidlertid også argumentere med at myndighetene har dårligere informasjon vedrørende kraftsituasjon og -systemet enn det markedsaktørene samlet har.

Med en opsjonsordning må en blant annet bestemme volum og kriterier for ordningen. Det vil kreve en omfattende og løpende kunnskap om kraftmarkedet og kraftsituasjonen for å kunne sikre en mer samfunnsmessig rasjonell håndtering av en svært anstrengt kraftsituasjon enn det markedsaktørene gjennom sine disposisjoner ville ha bidratt til. Dette kan blant annet føre til planleggingsfeil og at myndighetene i sin disponering av vannrettighetene vil ha en mer restriktiv tapping enn hva som reelt sett er tjenlig samfunnsmessig sett.

Et opsjonsmarked må vurderes i forhold til eksisterende handels- og tilpasningsmuligheter som aktørene har. Blant annet må forholdet til Nord Pools langsiktige finansielle marked vurderes, jf. boks 3.3 i kapittel 3.4. Dersom myndighetene mener at kraftsituasjonen er i ferd med å bli anstrengt, vil det være sannsynlig at knappheten også vil være synlig gjennom økning i prisene i de fremtidige leveransene. Vannkraftprodusentene vil ha insentiv til å spare på vannet til perioden med høyere priser. Tilsvarende vil forbruker få signaler om at redusert forbruk vil være lønnsomt. Aktørenes handel på Nord Pools finansielle marked vil være basert på aktørenes forventninger om kraftsituasjonen framover, og det er reist betydelig tvil om et opsjonsmarked vil gi større sikkerhet i en svært anstrengt kraftsituasjon.

Opsjonsavtaler med vannkraftprodusenter gir den som utsteder opsjonene en fysisk rettighet som er ment å bidra til å sikre en gitt fysisk kraftproduksjon i en periode med en svært anstrengt kraftsituasjon. En realisering av opsjoner i vannkraftproduksjon vil normalt innebære at myndighetene ønsker at vannet skal spares lengre enn det vannkraftprodusenten selv ønsker og at utnyttelsen av vann forskyves i tid. Det har blitt fremført fra ulike aktører at slike avtaler vil bidra til lavere produksjon og høyere priser før opsjonsperioden, og lavere priser etter tidspunktet for en eventuell realisering av opsjonene. En høyere pris før opsjonsperioden starter, vil blant annet kunne medføre økt krafttilgang ved at importen øker til området dersom importmulighetene ikke allerede er fullt utnyttet, samt gi redusert forbruk.

Omfanget av og vilkårene knyttet til slike opsjoner vil ha en avgjørende betydning for virkningen av en ordning. Omfattende opsjonsordninger vil trolig påvirke prisene i kraftmarkedet og dermed også tilpasningen til produsentene i Norge som ikke er omfattet av ordningen, samt i forbruket. I tillegg vil prisendringer føre til tilpasninger i produksjon og forbruk for øvrig i det nordiske kraftmarkedet. Det knyttes stor usikkerhet til priseffekten og tilpasningen til aktører som ikke er omfattet av opsjonsordninger. Omfanget av en ordning må muligens være stort for at opsjonene skal ha en virkning, for eksempel tilsvare totalt forbruk i perioden. Selv da er det usikkert hvilken reell effekt ordningen vil ha. En effekt kan være at kraftsituasjonen blir enda mer anstrengt i forkant av opsjonsperioden fordi vannkraftprodusenter må spare vann for å innfri opsjonsforpliktelser. En eventuell rasjonering må da iverksettes tidligere enn ellers. Dersom ikke opsjonene gjelder hele forbruksvolumet, kan man risikere at aktørene som ikke har opsjoner tilpasser sin produksjon på en slik måte at opsjonseffektene reduseres betraktelig. Håndtering av en svært anstrengt kraftsituasjon gjennom en opsjonsordning forutsetter at både produksjon og forbruk både innenfor og utenfor en opsjonsordning har en hensiktsmessig utvikling i perioden.

Opsjonsavtaler med forbrukere gir en reell mulighet til å redusere forbruket i en periode. En sikker utkobling av forbruk vil kunne bedre energibalansen i en svært anstrengt kraftsituasjon. Men det kan innvendes at det vil kunne kreve høye opsjonspremier for å påvirke forbrukerne til å forplikte seg reelt sett til å gjøre noe som de ellers ikke ville ha gjort. En realisering av slike opsjoner eller en forventning om det, vil imidlertid bidra til noe lavere priser i opsjonsperioden. Dette kan blant annet bidra til at vannkraftprodusenter ønsker å produsere noe mer før opsjonsperioden framfor i perioden, noe som vil svekke virkningen av opsjonene noe.

En energiopsjonsordning vil kunne bli kostbar og ha en usikker effekt på faren for rasjoneringsinngrep. De samfunnsøkonomiske nettoeffektene av ordningen kan da bli små eller ingen, men med store forskjeller for forbrukere og produsenter. Opsjoner vil imidlertid trolig bli mindre kostbare, dersom avtaler inngås i en periode med normal kraftsituasjon og man kjøper for mange år frem i tid. Effektene ved slike opsjoner er dog usikre. Myndighetene kan velge å organisere en opsjonsordning på ulike måter. Det er mest naturlig at Statnett eventuelt i samarbeid med Nord Pool forestår en slik ordning, og at avtaler inngås etter auksjonsprinsippet.

En vurdering av hvorvidt en opsjonsordning er et hensiktsmessig tiltak i en svært anstrengt kraftsituasjon bør gjøres på grunnlag av samfunnsøkonomiske prinsipper, og en må veie kostnadene ved ordningen opp mot nytten.

6.4.2 Departementets vurdering

Energiopsjoner har blitt omtalt som et aktuelt tiltak for å bedre forsyningssikkerheten. Det sentrale spørsmålet blir da om energiopsjoner vil bidra til en samfunnsmessig rasjonell håndtering av en svært anstrengt kraftsituasjon og reduserer risikoen for rasjoneringsinngrep fra myndighetene.

Det er etter departementets oppfatning i dag stor usikkerhet knyttet til sentrale forhold om en opsjonsordning faktisk vil virke som et reelt tiltak i en svært anstrengt kraftsituasjon. Virkningene er ikke entydige og mange forhold er fortsatt usikre.

Det kreves nærmere analyser av dette tiltaket og den samfunnsøkonomiske effektiviteten før tiltaket kan iverksettes. Departementet har av denne grunn vurdert tiltaket å være uaktuelt for inneværende vintersesong. Videre vil det være fordeler ved å innføre en slik ordning med mer normal magasinsituasjon og i god tid før en vintersesong.

Departementet mener imidlertid at det er for tidlig å trekke endelig konklusjon om opsjoner er et tiltak som kan oppfylle kravene til en slik ordning. Departementet legger til grunn at den systemansvarlige vurderer behovet for en ordning med energiopsjoner i Norge i en svært anstrengt kraftsituasjon, jf. kapittel 6.2.2. Opsjonene må bidra til en samfunnsmessig rasjonell håndtering av kraftsituasjonen og redusere risikoen for rasjoneringsinngrep fra myndighetene. Virkemidlene må utarbeides etter samfunnsøkonomiske kriterier. I vurderingen må en vektlegge hvorvidt tiltaket er målrettet og har en sikker og rask virkning i en svært anstrengt kraftsituasjon.

Virkemidlet skal vurderes og godkjennes av NVE. NVE skal ved eventuell innføring av slike virkemidler legge stramme rammer i forhold til markedet for øvrig slik at virkemidlet virker som et reelt tiltak i en svært anstrengt kraftsituasjon og at investeringsbeslutningene til aktørene i markedet påvirkes minst mulig negativt.

6.5 Rasjonering

Gjennom etablerte kraftmarkeder sikres normalt en nødvendig balanse mellom tilbud og etterspørsel av elektrisk energi. Samtidig etableres også en god utnyttelse av overføringskapasiteten mellom områder med overskudd og underskudd. Dersom forventet energiunderskudd i et enkeltområde er større enn det som vil kunne tilføres området via lokal produksjon og overføringsnettet inn til området, vil prisen kunne bli høyere enn i naboområdene. I et område med betydelig energiunderskudd og med store samfunnsmessige konsekvenser av eventuell energimangel, vil det kunne bli innført rasjonering av myndighetene. Rasjonering innføres for å sikre en samfunnsmessig rasjonell fordeling av gjenværende ressurser. Under rasjonering skal tilgjengelig energi prioriteres med hensyn til liv og helse, vitale samfunnsinteresser, næringsliv og øvrige økonomiske interesser.

Rasjoneringstiltak vil kunne bli innført gradvis og med varierende grad av markedskonsekvenser. Virkningen av de enkelte tiltakene vil bli vurdert før nye tiltak iverksettes. Opptrapping av tiltak vil skje både med hensyn til geografisk virkeområde og de energivolumer som rasjoneringen omfatter. Så langt som mulig vil gjeldende markedsløsninger bli videreført også under rasjonering, men i sin mest omfattende form vil hele markedet kunne bli ekskludert.

I første omgang kan det være aktuelt med informasjonstiltak overfor aktørene i kraftmarkedet og allmennheten, for eksempel i form av en «sparekampanje». I startfasen vil videre rasjoneringstiltak bli begrenset til de områder med betydelig energiknapphet og hvor markedsmekanismer ikke bidrar til å fordele ressursene på en samfunnsmessig rasjonell måte. Det forutsettes at slike områder er avgrenset gjennom etablering av egne elspotområder. Det legges videre til grunn at andre markedsløsninger utnyttes så langt det

er mulig, og at for eksempel kjelkundene benytter sine brenselsfyrte reserver. Dersom energiunderskuddet skyldes manglende tilsig til vannmagasinene, vil kraftprisene forut for innføring av rasjonering over tid ha steget betydelig. Kritisk energiknapphet vil imidlertid også raskt kunne oppstå i mindre områder som følge av havarier og ulykker.

Målet er i utgangspunktet å oppnå full overføring av kraft til underskuddsområdet, samtidig som høye priser skal gi insentiver til forbruksreduksjoner. For å oppnå dette vil rasjonering først kunne iverksettes i form av begrensninger i kraftproduksjonen. Dette vil kunne innebære både pålagt produksjon i noen anlegg og ekskludering av produksjon i andre. Produsenter som blir pålagt produksjonsbegrensninger vil ikke kunne delta med de berørte volumer i kraftmarkedet så lenge produksjonsbegrensningene opprettholdes av rasjoneringsmyndigheten. Inngåtte kraftleveringsavtaler vil måtte håndteres bilateralt mellom avtalepartene. Dette kan medføre at et større volum vil bli omsatt i elspotmarkedet. Det vil etter pålegg fra rasjoneringsmyndigheten være den systemansvarliges oppgave å sørge for at produksjonsbegrensinger gjennomføres av produsentene. Dette må imidlertid gjøres i nært samarbeid med berørte produsenter. Statnetts oppgave blir å sørge for en optimal utnyttelse av overføringsnettet med hensyn til flaskehalser og leveringssikkerhet i kombinasjon med produsentens kunnskap om lokale magasin- og tilsigsforhold. Dersom markedet må ekskluderes i sin helhet, vil det være den systemansvarlige som etter pålegg må sørge for produksjonsplanleggingen i hele det ekskluderte markedsområdet. Også dette vil kreve inngående samarbeid med produsentene for å få tilstrekkelig kunnskap om endringer i lokale forhold.

Dersom full overføring av kraft inn til området og full utnyttelse av all lokal produksjon ikke forventes å gi energibalanse i området gjennom den svært anstrengte perioden, vil det måtte bli gitt pålegg om begrensninger av forbruk. Forbrukernes reaksjoner på den høye prisen har da ikke gitt så store reduksjoner i forbruket at en kan forvente balanse. Driftsenhetene, det vil si systemansvarlig og regionale og lokale nettselskaper, må etter pålegg fra rasjoneringsmyndigheten utarbeide de operative planer for hvordan forbruksbegrensingene skal gjennomføres. Utarbeidelse av planene skal gjøres i samråd med sentrale, regionale og lokale myndigheter. Pålagt reduksjon av forbruk vil også kunne gjennomføres uten at hele kraftmarkedet ekskluderes. Ved utkobling eller pålagt reduksjon i forbruket, vil større sluttbrukere eller kraftleverandører måtte redusere sitt kjøp i elspot eller sitt uttak fra inngåtte kontrakter. Store sluttbrukere med egne bilaterale avtaler vil kunne selge sine rettigheter i elspot eller inngå nye kontrakter bilateralt. Leverandører til mindre sluttbrukere med ordinære kraftkontrakter (det vil si kontrakter som ikke har fast volum, jf. kapittel 6.6.1 og 6.6.2) vil tilsvarende kunne videreselge sine ubenyttede leveringsforpliktelser. Det forutsettes at markedsaktørene gjøres kjent med hvilket forbruk som skal kobles ut og hvor lenge dette vil vare, slik at anmeldinger av kjøp og salg kan tilpasses dette.

Dersom rasjonering av forbruk blir en realitet, vil alle forbrukskategorier kunne bli berørt, men på en slik måte at de samlede belastninger for samfunnet blir minimalisert. Det skal legges vekt på at de tiltak som blir iverksatt rammer så enhetlig og effektivt som mulig. For å redusere de negative virkningene vil berørte forbrukere bli varslet så tidlig som mulig før iverksettelse.

Ved pålagt reduksjon av forbruk skal det ved prioritering mellom ulike forbrukskategorier legges vekt på samfunnsøkonomiske forhold. For mange sluttbrukere vil konsekvensene av en delvis reduksjon av forbruket være vesentlig mindre enn ved en fullstendig frakobling, selv om reduksjonen vil vedvare over lengre tid enn ved fullstendig frakobling. Nettselskapene er derfor pålagt å utarbeide planer for hvordan tildeling av kvoter kan benyttes som et tiltak for å redusere forbruket under rasjonering. Som et vurderingsgrunnlag for prioriteringer ved rasjonering har NVE kartlagt avsavnsverdier for sluttbrukere i sentral- og regionalnettet basert på både kvotetildeling og full utkobling. Tilsvarende vurderinger for sluttbrukere i distribusjonsnettet vil bli basert på kartlagte avbruddskostnader for ulike næringer og kundegrupper. Avsavnsverdier og avbruddskostnader vil variere over tid med hensyn på markedsforhold, teknologiutvikling med mer, og må oppdateres jevnlig. Ved rasjonering vil de fleste sluttbrukere bli berørt. Sluttbrukere med lavest avsavnsverdier og avbruddskostnader vil imidlertid måtte påregne størst forbruksreduksjon. Tilgjengelig energi skal uansett prioriteres med hensyn til liv og helse, vitale samfunnsinteresser, næringsliv og øvrige økonomiske interesser.

Det er en rekke utfordringer til håndtering av kvoterasjonering spesielt forbundet med måling og avregning. 50 prosent av elektrisitetsforbruket er i dag fjernavlest. Dette utgjør allikevel kun 50 000 av om lag 2 500 000 målepunkter. Denne

manglende muligheten for oppfølging av tildelte kvoter kan resultere i redusert etterlevelse av rasjoneringspålegg for en betydelig del av forbruket. Alternativet til kvoterasjonering er roterende, sonevis utkobling av forbruket. Da ulike forbrukskategorier ofte er på felles brytere, vil det ved full utkobling kunne bli vanskelig å skjerme prioritert forbruk ved denne rasjoneringsløsningen.

Så langt som mulig skal virkemidler benyttes slik at ingen får insentiv til å fremprovosere rasjonering. Ingen bør ha åpenbar økonomisk gevinst av at rasjonering blir innført. Dette innbærer at kraftprisene under rasjonering må fastsettes under hensyn til hva som høyst sannsynlig ville ha vært gjeldende markedspris uten gjennomførte rasjoneringstiltak, hvilket tilsier at prisene må forventes å bli høye. Som angitt vil ventelig ordinære prisfastsettelsesmekanismer kunne fungere også etter at rasjonering er innført. Skulle det imidlertid bli behov for en administrativ fastsettelse av kraftprisen under rasjonering, må denne hensynta prinsippet om at ingen aktør skal ønske å komme i en slik situasjon.

NVE er pålagt å sørge for at det til enhver tid er utarbeidet planer og prosedyrer for sikker og effektiv varsling og rapportering om iverksettelse, gjennomføring og opphør av rasjonering. I planarbeidet skilles det mellom tiltak overfor produksjon og forbruk. Tiltak overfor forbruk skilles videre mellom sluttbrukere i sentral- og regionalnettet og sluttbrukere i distribusjonsnettet. Det er i dag på plass planer som gjør det mulig å gjennomføre rasjonelle rasjoneringstiltak overfor produsenter og sluttbrukere i sentral- og regionalnettet. For sluttbrukere i distribusjonsnettet er det etablert rutiner for gjennomføring av sonevis, roterende utkobling i henhold til tradisjonelle beredskapsplaner. Planer for kvoterasjonering er under utarbeidelse. Videre utvikler rasjoneringsmyndigheten planer for informasjonshåndtering og veileder for nettselskapene for gjennomføring av rasjonering. Det vil bli lagt vekt på å ha et planverktøy som til enhver tid er oppdatert og tilpasset utvikling i teknologiske og markedsmessige løsninger.

Nordisk samarbeid vedrørende rasjonering og beredskap skjer innenfor Nordisk Elberedskaps- og sikkerhetsforum (NEF). Dessuten er det en samarbeidsgruppe mellom de nordiske energiberedskapsmyndigheter som samarbeider med NEF. Her møter også bransjeorganisasjonene og de systemansvarlige selskapene i Norden. Utfordringer i forhold til anstrengte kraftsituasjoner og rasjonering er også tema innenfor samarbeidet mellom de nordiske regulatorene gjennom Forum of Nordic Energy Regulators (FNER). I fjor opprettet FNER et samarbeid med de systemansvarlige i Norden. NVE representerer Norge i hele dette arbeidet.

6.6 Bedre kontrakter, regelverk og målerutstyr for økt fleksibilitet

6.6.1 Bakgrunn

Kontrakter, betalingsmåter og måling er sentralt for hvordan alle grupper av forbrukere reagerer på anstrengte kraftsituasjoner. Ved en svikt i tilsiget er det viktig at forbrukerne har informasjon og motiver som bidrar til å redusere forbruket. Det vil bidra til å dempe prisøkningene og redusere ulempene ved en anstrengt kraftsituasjon. Forbrukerne viser økt interesse for omlegging av sitt elforbruk og for å redusere energikostnadene. Det skal legges til rette for at forbrukerne i større grad skal ha et reelt valg mellom ulike energikilder. Departementet øker derfor innsatsen for å få til mer hensiktsmessige kontrakter, bedre regelverk og bruk av ny teknologi for å fremme økt fleksibilitet hos forbrukerne.

Ved drøfting av fleksibiliteten i forbruket er det naturlig å vurdere forbruket i kraftintensiv industri, kjelmarkedet og alminnelig forsyning hver for seg.

Kontraktene innen kraftintensiv industri

Forbruksutviklingen i kraftintensiv industri i 2002 og 2003 er omtalt i kapittel 3.6.3.

Deler av denne industrien har i dag avtaler med Statkraft SF om levering av kraft på myndighetsbestemte vilkår. Kraftavtalene har en fast pris og et fast volum, og omfatter til sammen om lag 16 TWh/år. I tillegg har treforedlingsindustrien slike avtaler på 3,3 TWh/år. En stor andel av avtalene løper ut i perioden 2004-2011. Blant annet som følge av EØS-avtalens regler om statsstøtte, er det ikke lagt opp til at det skal inngås nye avtaler på myndighetsbestemte vilkår. I fremtiden må industrien derfor handle all kraft på ordinære vilkår i markedet, jf. St.prp. nr. 52 (1998-99), Innst. S. nr. 233 (1998-99), St.prp. nr. 78 (1999-2000) og Innst. S. nr. 251 (1999-2000).

Kraftavtalene med Statkraft har fast pris for et gitt volum. Industrien må derfor til enhver tid vurdere sitt kraftforbruk opp mot de løpende markedsprisene på kraft. Resten av kraftforbruket til den kraftintensive industrien dekkes ved hjelp av

bilaterale avtaler med andre leverandører, egenkraft eller kjøp av kraft i spotmarkedet. Større forbrukere av kraft vurderer løpende sitt kraftforbruk med hensyn på utviklingen av kraftprisene, og foretar tilpasninger ut fra lønnsomheten for bedriften. Industri som er omfattet av ordningen med myndighetsbestemte avtaler, kan foreta midlertidige omdisponeringer av krafttilgangen i inntil 3 år uten godkjennelse fra myndighetene. Bruk av egenkraft og kjøp av spotkraft kan vurderes løpende mot markedsprisene på kraften. Disse forholdene innebærer at den kraftintensive industrien og treforedlingsindustrien vil bidra med fleksibilitet på forbrukersiden også i framtiden.

Kontraktene i kjelmarkedet

Kjelmarkedet består av forbrukere som kan skifte mellom bruk av elektrisitet og i hovedsak olje. Forbruket av kraft vil normalt være avhengig av prisforholdet mellom elektrisitet og den andre energibæreren. Hovedvekten av forbruket i kjelmarkedet utgjøres av treforedlingsindustrien, fjernvarme, private og offentlige næringsbygg og boligblokker.

En vesentlig del av elkjelene har såkalt utkoblbar overføring, noe som innebærer at nettselskaper tilbyr elkjelkundene en redusert nettleie under forutsetning av at de har en driftsklar brenselfyrt reserve. Redusert nettleie gir kunden et insentiv til å etablere fleksible oppvarmingsløsninger, normalt ved å installere elkjel i kombinasjon med oljekjel. Elkjeler med utkoblbar overføring kan kobles ut dersom det oppstår en anstrengt situasjon i nettet. Slik reglene er i dag, gir ikke høye priser grunnlag for utkobling. For kunden er det kun prisforholdet mellom elektrisitet og olje som er avgjørende i slike situasjoner.

En del kjelkunder synes å ha inngått fastprisavtaler på kraft. Ordinære fastprisavtaler gjør forbruket mindre fleksibelt, siden kundene i mindre grad vil ha insentiv til å frakoble kjelene og benytte andre og billigere energibærere i perioder med høye markedspriser for kraft.

NVE foretar nå en gjennomgang av regelverket for uprioritert overføring for blant annet å vurdere i hvilken grad dagens regelverk legger til rette for økt fleksibilitet, samt hvordan denne type forbruk skal håndteres i en anstrengt kraftsituasjon.

Kontraktene i alminnelig forsyning

I alminnelig forsyning inngår alt forbruk unntatt forbruk i kraftintensiv industri og kjeler. Alminnelig forsyning er sammensatt av både husholdninger, tjenesteytende sektor, landbruk og skogbruk, treforedling og annen industri. Innenfor alminnelig forsyning er det derfor en stor variasjon mellom de ulike forbrukerne blant annet med hensyn på forbruk av energi og interessen for kraftpriser.

Storparten av norske husholdninger og andre mindre forbrukere har i dag kontrakter med priser som i stor grad følger den løpende utviklingen i markedsprisene, jf. kapittel 3.4.3. Disse forbrukerne vil være utsatt for høye kraftpriser ved tilsigssvikt, og har god motivasjon for å redusere forbruket når prisene øker. Et viktig tiltak for mange kunder for å sikre seg mot høye kraftpriser vil være å inngå mer langsiktige avtaler med fast pris. Dagens fastpriskontrakter er normalt ikke knyttet til et bestemt volum. Fastpriskontrakter gir kunden langt større forutsigbarhet knyttet til strømutgiftene. Dette kan være en fordel for eksempel for forbrukere med stort behov for forutsigbare strømregninger uten alternativ oppvarmingskilde. Slike kontrakter gir imidlertid kunden mindre motivasjon til å redusere forbruket ved høye markedspriser.

Andelen av norske husholdninger som har fastpriskontrakter har økt i 2003, og det antas at dette i stor grad skyldes kraftsituasjonen vinteren 2002-2003. En økning av fastpriskontrakter blant forbrukerne vil påvirke den samlede sammensetningen av kontrakter i kraftmarkedet, og vil trolig også påvirke sammensetningen i kontrakter hos kraftleverandører og -produsenter.

6.6.2 Utvikling av nye kontraktsformer

Departementet ønsker å bidra til å få utviklet nye kontraktstyper blant annet for husholdningskunder. Særlig interessant er kontrakter som kan være et alternativ til dagens fastpriskontrakter, som samtidig kan være gunstige i forhold til å opprettholde fleksibiliteten i forbruket og motivasjonen til sparing hos den enkelte. For eksempel kan dette være kontrakter med fast pris for et gitt volum over et lengre tidsrom. Det faste volumet kan eksempelvis basere seg på en viss andel av eller hele fjorårets forbruk. Kontrakten kan videre ha en mulighet for tilbakesalg av kraft til spotpris, noe som vil gi forbrukeren mulighet til å oppnå en gevinst ved å redusere elforbruket i perioder med høye kraftpriser.

Slike kontrakter har den fordelen at de kombinerer at forbrukerne reagerer på løpende priser med at de forsikrer seg mot svært store prisøknin-

ger. Løpende priser stimulerer til å tilpasse forbruket til lavere krafttilgang, og bidrar til en mer stabil kraftbalanse. Den faste delen vil gi mer påregnelige strømutgifter. Overraskende store utgifter til strøm var åpenbart et problem for mange forbrukere sist vinter.

Kraftleverandøren vil ha en fordel ved kontrakter med fast pris på bestemt volum fordi det påslaget leverandøren må ta for å dekke risikoen for usikkerheten knyttet til volumet i dagens fastpriskontrakter reduseres. Dette kan gi grunnlag for en lavere pris enn ordinære fastpriskontrakter.

Myndighetenes initiativ til utviklingen av slike kontrakter er forankret i målet om å redusere sårbarheten i kraftforsyningen. Kontraktene vil gi forbrukerne et reelt valg av risikonivå når det gjelder variasjonen i de løpende kraftprisene.

Kraftleverandørene har ansvar for å utvikle kontraktene som benyttes i kraftmarkedet, og departementet legger til grunn at konkurransen i sluttbrukermarkedet og kraftleverandørenes bevissthet knyttet til husholdningenes ønsker skal bidra til en løpende utvikling av nye kontraktsformer.

Energimyndighetene har ansvar for å legge til rette for et effektivt kraftmarked, herunder utvikling av nye kontraktsformer. Energimyndighetene må blant annet sørge for at hensiktsmessige måling- og avregningssystemer utvikles, og at nøytral og objektiv informasjonen om de ulike kontraktsformene i sluttbrukermarkedet foreligger. Departementet ønsker at slike kontraktstyper utvikles, og har bedt NVE arbeide for å legge til rette for ulike kontraktsformer. I dette arbeidet er det naturlig at blant annet forbruker- og konkurransemyndighetene samt bransje- og forbrukerorganisasjonene også har et ansvar. Departementet vil følge utviklingen i markedet og sikre at slike kontraktstyper blir tilgjengelig for forbrukerne.

6.6.3 Toveiskommunikasjon og timesmåling

Nettselskapene er i dag forpliktet til å installere timesmålere hos forbrukere med forventet årlig forbruk over 400 000 kWh. Fra 1. januar 2005 skal forbrukere med forventet årlig forbruk over 100 000 kWh ha installert timesmåler. Dette omfatter 60 prosent av det samlede norske elforbruket. Ved innføring av grensen på 100 000 kWh omfattes trolig de forbrukerne som kan medvirke mest i å håndtere en presset effektsituasjon. Toveiskommunikasjon er lite utbredt i Norge, men flere nettselskaper og andre arbeider med å øke bruken av toveiskommunikasjon blant annet som følge av NVEs arbeid på dette feltet.

Et mulig tiltak er å pålegge nettselskapene å bygge ut toveiskommunikasjon eller timesmåling til alle sine kunder innen en gitt tidsfrist. Alternativt kan man pålegge nettselskapene å installere toveiskommunikasjon ved nyinstallasjoner eller målerbytte. Det betyr at hver gang et nettselskap skal skifte en måler hos en kunde på grunn av ordinære utskiftninger eller ekstraordinære utskiftninger, så er nettselskapet pålagt å installere timesmåler og toveiskommunikasjon.

Tiltaket muliggjør timesavregning og eventuelt laststyring hos sluttbrukerne. Man får økt fleksibiliteten i forbruket både med hensyn på at sluttbrukeren vil få informasjon om løpende priser og forbruk, samt at det kan inngås avtaler om laststyring og utkobling mot en form for kompensasjon. En slik forbrukerfleksibilitet kan gjøre en anstrengt kraftsituasjon mindre belastende for forbrukerne, samt øke effektiviteten i kraftmarkedet ved at de løpende markedsprisene kommer helt ut til sluttbrukeren.

Tiltaket vil først og fremst kunne være et hjelpemiddel i håndteringen av ulike effektsituasjoner, men vil også kunne ha positiv innvirkning i en knapp energisituasjon. Det er knyttet stor usikkerhet til interessen blant aktørene for dette tiltaket og dermed også virkningen i en knapp energisituasjon. Valg av løsning vil være viktig for hvilke muligheter den nye teknologien vil gi. Timesmåling innebærer ikke nødvendigvis at man har toveiskommunikasjon, og toveiskommunikasjon behøver ikke innebære at man har laststyring.

Timesmåling kan også øke forbrukernes motivasjon for å foreta energisparing mer generelt, og til å investere i og bruke alternative energiløsninger. Ved ordinær måleravlesing eksempelvis for husholdninger legges det til grunn sjablonger for kundenes uttaksprofiler over døgnet og året. Disse reflekterer den generelle forbruksprofilen i nettområdet. Det kan derfor blant annet innebære at kunder som bruker alternativ oppvarming ikke i tilstrekkelig grad blir premiert for det gjennom lavere strømregning.

Nettselskapene vil gjennom tiltaket unngå problemene med stipulering i forbindelse med ordinær måleravlesning og måleravlesning i forbindelse med leverandørskifte. Det betyr også at det vil være enklere og kostnadsbesparende for nettselskapene å gjennomføre leverandørskifter på kortere tid.

For kraftmarkedet vil dette tiltaket bety økt effektivitet, da man kan forvente redusert leveran-

dørskiftefrist, samt at flere sluttbrukere vil ha produkter hvor prissignalene kommer helt frem.

EBL-Kompetanses prosjekt *Forbrukerfleksibilitet ved effektiv bruk av IKT*, hvor også NVE deltar, vil gi kost-/nytteanalyser av toveiskommunikasjon som vil være relevant for dette tiltaket. Dette prosjektet skal være ferdig sommeren 2004. Departementet ønsker at toveiskommunikasjon skal tas i bruk i kraftmarkedet, og vil bruke dette prosjektet til å fremskaffe kunnskap om hvordan dette best bør gjennomføres for blant annet å unngå feilinvesteringer. Departementet legger videre til grunn at NVE i arbeidet med å vurdere innføring av toveiskommunikasjon også har kontakt med andre myndigheter og organ som vil være berørt av toveiskommunikasjon, blant annet forbrukermyndighetene og Forbrukerrådet. Departementet viser videre til departementets gjennomgang av ulike modeller for finansiering av en frivillig ordning med toveiskommunikasjon mellom strømkunde, leverandør og nettselskap, jf. St.meld. nr. 41 (2002-2003) Om tariffar for overføring av kraft og tovegskommunikasjon og Innst. S. nr. 66 (2003-2004).

6.6.4 Hyppigere avlesning og fakturering i en anstrengt kraftsituasjon

Nettselskapene har ansvaret for måling og avregning. Det vises til nærmere omtale av gjeldende regelverk og NVEs arbeid knyttet til avlesning og fakturering under kapittel 6.7.

Departementet går inn for at det i en anstrengt kraftsituasjon kan foretas måleravlesninger og faktureres oftere enn i dag, for eksempel månedlig. Pålegget vil kunne omfatte både kjøp av elektrisk energi og nettjenester for alle kunder. NVE har nylig hatt et forslag til endring av forskrift om måling, avregning og fakturering ute på høring. Endringene innebærer at nettselskap og kraftleverandører i en anstrengt energisituasjon kan gis nødvendige pålegg om endringer i avlesnings-, fakturerings- og informasjonsrutiner for å bevisstgjøre forbrukerne om sitt energiforbruk og for å gi bedre incitamenter til energisparing. Bestemmelsene skal tre i kraft 1. oktober 2004.

Tiltaket vil først og fremst føre til en mer nøyaktig avregning og gjøre det mulig for forbrukeren å ha et bevisst forhold til strømpris og bruk av elektrisk energi i en anstrengt kraftsituasjon. Det er imidlertid usikkert i hvilken grad dette vil påvirke strømforbruket. Tiltaket vil legge til rette for økt fleksibilitet hos husholdningene og andre forbrukere i en anstrengt kraftsituasjon. Forbrukerne får større insentiv til å spare elektrisk energi i høyprisperioder og bedre informasjon om kostnadene ved sitt løpende elforbruk. Tiltaket vil også kunne bidra til en mer skånsom gjennomføring av tvangsmessig leveringsinnskrenkning i forbindelse med en eventuell rasjoneringssituasjon. Hyppigere avlesning og fakturering vil øke kostnadene for nettselskapene og kraftleverandørene, men vil også kunne bidra positivt i forhold til tilliten hos forbrukerne og likviditeten i selskapene.

6.7 Bedre forbrukernes stilling i kraftmarkedet

6.7.1 Innledning

Kraftsystemet bør stadig utvikles for å tilpasse seg forbrukernes behov. Forbrukernes stilling i kraftmarkedet har endret seg etter innføringen av energiloven. Forbrukerne har fått anledning til å skifte mellom ulike kontrakter og leverandører. Det er imidlertid viktig å sikre at det foreligger tilstrekkelig informasjon om de ulike tilbudene og å vurdere eventuelle tiltak for å verne om forbrukernes rettigheter. Etter erfaringene fra vinteren 2002-2003, har departementet kommet til at enkelte justeringer av regelverket bør gjennomføres eller vurderes for å bedre forbrukernes stilling i en anstrengt kraftsituasjon. Det forutsettes at NVE innhenter innspill fra forbrukermyndighetene og Forbrukerrådet i dette arbeidet. Det vises for øvrig til tiltak knyttet til fleksibiliteten i forbruket, jf. kapittel 6.6.

Energiloven legger det formelle grunnlaget for reguleringen av sektoren. Mange vilkår er regulert med hjemmel i energiloven, men også andre lovverk regulerer forbrukernes rettigheter i kraftmarkedet.

6.7.2 Redusere fristen for leverandørskifte fra 3 til 2 uker

Det tar i dag 3 uker fra den første påfølgende mandag å skifte kraftleverandør. Det vil si at det for kunden vil gå 3 uker fra første mandag etter at leverandørskiftet ble meldt inn til nettselskapet til det vil bli gjort gjeldende. Departementet mener fristen bør reduseres til 2 uker. NVE arbeider nå videre med spørsmålet med sikte på å innføre tiltaket. Det vil være behov for forskriftsendring for å kunne innføre tiltaket.

En slik endring vil innebære at leverandørskiftefristen koordineres med fristen for varsling

av prisendringer som er regulert i standardavtalen mellom Forbrukerombudet og EBL. Standard variabel kraftpris kan som hovedregel endres med 14 dagers varsel. Ved vesentlige prisøkninger skal slikt varsel gis direkte til kunden. Med vesentlig prisøkning forstås økning hvor prisen samlet sett har steget med 2,5 øre/kWh eller mer siden sist kunden fikk tilsendt prisinformasjon direkte fra kraftleverandøren.

Konsekvensen for sluttbrukerne er at de kan skifte kraftleverandør raskere, og at de har en reell mulighet til å skifte kraftleverandør før en prisøkning trer i kraft. Dette tiltaket vil være spesielt viktig i en anstrengt kraftsituasjon når det kan være store prisendringer. Tiltaket legger til rette for at konkurransen i sluttbrukermarkedet blir større.

Nettselskapene må etablere systemer og rutiner som gjennomfører leverandørskifter på 2 uker istedenfor 3 uker. Det er spesielt kundeinformasjonssystemene og måleverdiinnsamlingsrutinene som må endres.

6.7.3 Bedre regulering av pris på kraft levert i henhold til leveringsplikten

Dersom en forbruker ikke har avtale med en ordinær kraftleverandør, har det lokale nettselskapet plikt til å levere strøm inntil ny kraftleveringsavtale er inngått. Det tar i dag 3-4 uker å skifte kraftleverandør. Ingen bestemmelser regulerer hvordan nettselskapene skal håndtere prisingen av de leveringspliktige kraftleveransene (ventetariffen). Departementet går inn for at myndighetene skal fastsette rammer for hvordan prisfastsettelsen skal være for denne tjenesten, og vil ta initiativ til å foreta endring av energiloven for å gi myndighetene mulighet til dette. Det vil videre være behov for en endring i NVEs forskrift om måling, avregning og fakturering for å kunne gjennomføre dette tiltaket.

Hensikten med tiltaket er å unngå at forbrukere som uforskyldt havner på nettselskapets leveringsplikt for eksempel ved konkurser, skal risikere å måtte betale spesielt høy ventetariff frem til forbrukeren igjen får kraft levert fra en ordinær kraftleverandør.

En sluttbruker risikerer i dag å måtte betale en ventetariff som kan være uforholdsmessig høy i forhold til markedsprisen. Dette tiltaket vil være en fordel for sluttbrukerne.

Reguleringen skal på den andre siden sikre at nettselskapene får dekket inn sine kostnader, og sørge for at prisen ikke blir konkurransedyktig i forhold til ordinære kraftleverandørers priser. En må ikke legge opp til at ventetariff blir den ordinære kontraktsformen for enkelte husholdninger.

6.7.4 Felles håndtering av avregning og fakturering

I dag kan nettselskapet tilby fellesfakturering overfor kraftleverandørene. Tilbudet må gjelde alle eller ingen fordi nettselskapene skal opptre nøytralt. I praksis er det kraftleverandører med eiermessig tilknytning til nettselskapet som har fellesfakturering. Andre kraftleverandører vil i praksis ikke ha de samme fordelene som fellesfakturering kan gi. Departementet har bedt NVE utrede nærmere et pålegg om felles fakturering, uavhengig av hvilken kraftleverandør kunden har. Utredningen av tiltaket vil omfatte konsekvensene for kunde, nettselskap, kraftleverandører og konkurransen i kraftmarkedet. Innføring av tiltaket vil kreve endringer i NVEs forskrift for måling, avregning og fakturering.

Hensikten med et slikt tiltak er å legge til rette for økt forbrukervennlighet og mer virksom konkurranse mellom kraftleverandørene i sluttbrukermarkedet. En fellesfakturering vil automatisk medføre etterskuddsfakturering for alle. For kraftleverandører som i dag forskuddsfakturerer, kan dette medføre likviditetsmessige ulemper i forhold til i dag. Tiltaket kan også medføre større etableringshindringer for nye kraftleverandører fordi etterskuddsvis fakturering kan kreve større økonomisk soliditet hos leverandøren.

Det skal også utredes om det bør pålegges at kraftleverandørene forestår all administrativ og avregningsmessig kundehåndtering for både nett og kraft. Sluttbrukeren må etter dagens regler både ha kontakt med nettselskap og kraftleverandør for å få oppstart, bli avregnet og fakturert. Det kan være hensiktsmessig at sluttbrukeren i større grad kun må forholde seg til én aktør. Det kan være naturlig at kraftleverandøren som en konkurranseutsatt aktør tar seg av fellesfakturering, og da i så fall også størstedelen av annen kundehåndtering. En slik løsning forutsetter nærmere vurderinger av dagens organisering og regulering av ansvarsforholdene for netteier og kraftleverandør, herunder spørsmål om leveringsplikten, ansvar overfor forbrukeren for mangelfulle leveranser og avbrudd. Avhengig av utredningen vil gjennomføring av forslaget kunne utløse behov for endringer i energiloven og annet regelverk som regulerer rettigheter og plikter for forbrukeren relatert til elektrisk energi.

I utredningsarbeidet om fellesfakturering vil man blant annet benytte resultater av allerede igangsatt utredning vedrørende måling, avregning og fakturering. Pågående prosjekt, som er i regi av NVE og bransjen, har som hovedmålsetning å avdekke om dagens regler bidrar til at sluttbruker bevisstgjøres sitt forbruk av elektrisk energi. NVE vil avslutte sine evalueringer av resultatene fra dette prosjektet i løpet av våren 2004.

6.7.5 Klargjøring av ansvars- og myndighetsområder, og generell informasjon om kraftmarkedet

Den anstrengte kraftsituasjonen vinteren 2002-2003 avdekket et behov for å klargjøre de ulike ansvars- og myndighetsområder.

Departementet har gått inn for at NVE skal ta initiativ til at det utarbeides en oversikt over hvilke oppgaver som ligger under de ulike myndighetenes/organenes ansvars- og myndighetsområder, og hvilke regelverk som kan komme til anvendelse. Oversikten over reglene bør samles i et felles oppslagsverk slik at det blir lettere for forbrukerne å orientere seg om sine rettigheter. Myndigheter og organ som NVE, Konkurransetilsynet, Forbrukerombudet, Forbrukerrådet, Elklagenemda, Sosial- og helsedirektoratet, Direktoratet for samfunnssikkerhet og beredskap og Enova, bør delta i dette arbeidet. For øvrig skal NVE gjøre generell informasjon vedrørende kraftmarkedet tilgjengelig for allmennheten, for eksempel gjennom NVEs internettsider. Dette arbeidet er nå påbegynt.

Det skal bli enklere for forbrukeren å få oversikten over de ulike myndigheter/organer og få avklart problematiske forhold når henvendelsen kanaliseres til rette instans.

6.7.6 Andre tiltak og bestemmelser

Gjøre målepunkt ID lett tilgjengelig

Tiltaket innebærer at målepunkt ID gjøres lett tilgjengelig for sluttbrukerne, og for kraftleverandører som opptrer på vegne av sluttbrukerne. NVE skal vurdere ulike modeller for dette. Det vil være behov for en endring i NVEs forskrift om måling, avregning og fakturering.

Formålet er at leverandørskifter skal kunne gjennomføres mest mulig effektivt, samt skape likere konkurranseforhold mellom uavhengige kraftleverandører og kraftleverandører med eiermessig tilknytning til det lokale nettselskapet. Nettselskapene vil måtte sørge for at databasen til enhver tid er mest mulig oppdatert.

Dersom nettselskapene pålegges å utarbeide internettbaserte databaser for målepunkt ID, kan det også bli aktuelt å vurdere økning i inntektsrammene for å dekke kostnadene forbundet med dette.

Lovbestemte forbrukervernregler om elektrisk energi

På bakgrunn av Stortingets behandling av forbrukerkjøpsloven, oppnevnte Justisdepartementet høsten 2002 en arbeidsgruppe under ledelse av Justisdepartementet. Denne arbeidsgruppen skal vurdere hvorvidt det skal gis forbrukervernregler om strøm, og hvor slike regler eventuelt skal plasseres. Arbeidsgruppen skal også vurdere økonomiske, administrative og eventuelle andre vesentlige konsekvenser av forslagene, herunder for næringsdrivende.

Arbeidsgruppen består av representanter fra Justisdepartementet, Olje- og energidepartementet, Barne- og familiedepartementet, NVE, Forbrukerombudet, Forbrukerrådet og EBL.

Arbeidsgruppen skal avgi sin rapport til Justisdepartementet innen utløpet av 2003. Regjeringen ser det som viktig å styrke og klargjøre forbrukernes stilling overfor energiselskapene. Oppfølgningen av rapporten fra arbeidsgruppen vil derfor bli gitt høy prioritet.

Nye bestemmelser i el-markedsdirektivet knyttet til forbrukernes stilling

EU vedtok sommeren 2003 et nytt el-markedsdirektiv, jf. kapittel 5.7.1. Det nye direktivet oppstiller visse minstekrav som medlemsstatene skal sette i verk for å beskytte sluttbrukere av elektrisk energi. Sluttbrukerne skal sikres visse minimumsrettigheter med hensyn til forsyning av elektrisk energi, og gir medlemsstatene plikt til å sikre et høyt nivå for forbrukerbeskyttelse.

Hvorvidt, og eventuelt i hvilken grad, det må foretas endringer i norsk lov- og forskriftsverk som følge av det nye direktivet, utredes for tiden nærmere i departementet samt i ovennevnte arbeidsgruppe nedsatt av Justisdepartementet.

7 Nærmere om vilkår for investeringer i vannkraftproduksjon

Rammevilkårene til en næring omfatter mange ytre faktorer som påvirker næringens lønnsomhet og utvikling. Eksempler her er tilgang på naturressurser, arbeidskraft og kapital, lokalisering i forhold til markedet, organisatoriske og juridiske rammer mv. I Norge har mange forutsetninger vært til stede for å bygge ut vannkraftproduksjon fremfor andre typer kraftproduksjon. Omtalen her legger vekt på de rammevilkårene som har størst betydning for investeringsviljen for norske vannkraftprodusenter, herunder fiskale vilkår som særskatter og konsesjonsbaserte ordninger. Investeringer i andre typer kraftproduksjon er ikke underlagt samme kraftskatteregime og særvilkår, men er underlagt ordinær bedriftsbeskatning. Det vises til kapittel 5.4 for en generell omtale av grunnlaget for økt vannkraftproduksjon.

Det nåværende kraftskattesystemet for vannkraftproduksjon ble innført fra og med inntektsåret 1997, jf. Ot.prp. nr. 23 (1995-96) og Innst. O. nr. 62 (1995-96). Bakgrunnen var økt konkurranse i produksjon og omsetning av kraft som følge av energiloven av 1990, og en tilpasning til prinsippene nedfelt i skattereformen av 1992 for bedrifts- og kapitalbeskatningen. Skattesystemet er i større grad enn tidligere tilpasset skatteevne og lønnsomhet. Systemet sikrer dermed mer nøytralitet i forhold til investeringsbeslutninger. Skattesystemet legger opp til at statens inntekter i sterk grad påvirkes av lønnsomheten. Samtidig er skatteinntektene til vertskommunene for vannkraftutbygging relativt stabile og mindre avhengig av kraftselskapenes lønnsomhet.

Utover skattekostnader er kraftselskapene pålagt konsesjonsbaserte ordninger som konsesjonsavgifter og levering av konsesjonskraft. De konsesjonsbaserte ordningene er hovedsakelig begrunnet ut fra et ønske om å tilgodese vertskommunene med inntekter fra vannkraftproduksjonen, delvis som en kompensasjon for naturinngrep og delvis fordi det har vært ønskelig at vertskommunene skal ha en andel av verdiskapingen i kommunen. Det vises til boks 7.1 for en nærmere beskrivelse av skattesystemet og de konsesjonsbaserte ordningene.

I forbindelse med statsbudsjettet for 2004 la Regjeringen frem flere forslag som vil bidra til å forbedre rammevilkårene for investeringer i vannkraftsektoren. Regjeringens forslag ble i hovedsak vedtatt av Stortinget. Endringene berører ikke hovedlinjene i det nåværende regimet, slik at de ulike skatteartene og de konsesjonsbaserte ordningene videreføres. Etter Regjeringens syn vil endringene bidra til både forenkling av regelverket og bedre investeringsinsentiver i kraftproduksjonen. Endringene legger også vekt på å ivareta de fordelingshensyn som er tillagt skattereglene og de konsesjonsbaserte ordningene. Det vises til St.prp. nr. 1 (2003-2004) – Skatte-, avgifts- og tollvedtak og Ot.prp. nr. 1 (2003-2004) – Skatte- og avgiftsopplegget for 2004 – lovendringer, samt Innst. O. nr. 20 (2003-2004) for en detaljert omtale av endringene. I det følgende vil endringene omtales i forhold til virkningene på investeringsinsentivene.

7.1 Om investeringsinsentivene

Hensynet til effektivitet tilsier at kapitalen bør investeres der den gir størst samfunnsøkonomisk avkastning. Skattesystemet og de konsesjonsbaserte ordningene kan påvirke investeringsbeslutninger i forhold til vannkraftselskapenes evne til å finansiere investeringer (tilgangen på kapital, jf. kapittel 7.2) og i forhold til om investeringer som er lønnsomme før skatt også er lønnsomme etter skatt (nøytralitet med hensyn til kraftprodusentenes investeringsbeslutninger, jf. kapittel 7.3).

7.2 Kapitaltilgang for vedlikehold og utbygging av vannkraft

Selskapenes evne til å finansiere investeringsprosjekter avhenger av tilgangen på kapital. I et perfekt kapitalmarked kan selskapene alltid låne for å finansiere lønnsomme prosjekter. I praksis avhenger et selskaps finansieringsevne av blant annet eierens mulighet og vilje til å tilføre selskapet kapital. Imperfeksjoner i kapitalmarkeder gjør

Boks 7.1 Kraftskattesystemet og de konsesjonsbaserte ordningene

På tilsvarende måte som i andre næringer, iilignes alle kraftselskap inntektsskatt på 28 prosent til staten i henhold til årlig resultat. I tillegg beregnes det en lønnsomhetsuavhengig naturressursskatt på 1,3 øre/kWh til kommunen og fylkeskommunen. På denne måten sikres kommunene og fylkeskommunene et stabilt element i skatteinntektene. Naturressursskatten innebærer i utgangspunktet ingen ekstrabelastning for selskapene, ved at den kan trekkes fra mot inntektsskatten og ved at eventuell differanse kan fremføres med rente. Kraftselskaper som oppnår avskatning utover normalavkastningen betaler også grunnrenteskatt på 27 prosent. Sammen med øvrige skatter bidrar grunnrenteskatten til at en stor del av eventuell grunnrente blir trukket inn som offentlige inntekter. Videre kan kommunen skrive ut eiendomsskatt på produksjonsanlegg. Taksten for beregningen av eiendomsskatten er i hovedsak lønnsomhetsbasert og skal reflektere markedsverdien på eiendommen.

Konsesjonsavgifter er en kompensasjon for påførte skader til distriktene hvor ressursen befinner seg, samt et virkemiddel for å la distriktene ta del i det økonomiske utbyttet ved en vannkraftutbygging. Avgiftssatsen blir skjønnsmessig vurdert for hver konsesjon, basert på skadeomfang, utbyggingens lønnsomhet og utbyggers økonomi. Konsesjonæren er også pålagt å avgi inntil 10 prosent av innvunnet kraftøkning som konsesjonskraft til kommuner og fylkeskommuner, og 5 prosent til staten. Staten har ikke benyttet denne retten. Prisen som konsesjonskraftmottaker betaler, skal tilsvare om lag produksjonsomkostningene eller selvkost av leveransen. I dag eksisterer to regelverk for prisfastsettelse. For konsesjoner gitt før 1959, forhandles prisen mellom konsesjonær og kommune, med en maksimalpris som øvre tak. For konsesjoner gitt etter 1959, fastsettes prisen av Olje- og energidepartementet i henhold til selvkost i et representativt utvalg av kraftverk. Den økonomiske betydningen av konsesjonskraftavståelsen tilsvarer differansen mellom prisen på kraft i markedet og prisen på konsesjonskraft, hensyntatt at konsesjonskraftmottaker må betale innmatingsavgift for konsesjonskraften.

Når en tar hensyn til alle skatteartene og verdien av konsesjonskraftavståelse, kan marginalskatten for norske vannkraftprodusenter komme opp i om lag 60 prosent for avkastning utover normalavkastning. Bedrifter som kan utnytte naturgitte fortrinn, kan imidlertid bære et høyere skattenivå enn andre bedrifter. Når en næring utnytter en begrenset naturressurs, slik vannkraftprodusentene gjør, kan det gi opphav til en avkastning utover normalavkastningen (grunnrente).

Grunnrenten kan i prinsippet trekkes inn gjennom skattlegging, uten at rammevilkårene samlet sett blir dårligere enn for kraftprodusenter som ikke er knyttet til en slik begrenset naturressurs. Årsaken er at et ideelt system som kun beskatter grunnrente, ikke virker vridende på et selskaps investerings- og driftsbeslutninger. En korrekt utformet grunnrentebeskatning vil redusere kraftprodusentenes finansielle overskudd etter skatt, men vil isolert sett ikke påvirke motivene til å investere i vannkraftproduksjon, selv om tilsvarende skatter ikke er pålagt andre kraftproduserende virksomheter. Inndragningen av grunnrente gjør det således mulig å redusere andre vridende skatter som svekker den samfunnsøkonomiske effektiviteten.

seg gjeldende i de fleste sektorer, men de kan ha ekstra negativ betydning for en sektor som er underlagt et særskilt eierskap og rammevilkår. Det er særlig to forhold som bidrar til å øke kostnadene ved å hente inn ny kapital for norske vannkraftselskaper.

For det første kan konsesjonslovverket virke begrensende for norske selskapers muligheter for å hente inn risikokapital fra markedet. I Norge er kraftselskapene i stor grad offentlig eid. Vilkår om hjemfall blir pålagt kraftselskapet dersom den private eller utenlandske eierandelen overskrider nærmere angitte terskelverdier[1]. Nye private eller utenlandske eiere kan derfor føre til at verdien av selskapet blir redusert ved at vilkår om hjemfall utløses. Dette innebærer at nye eiere som potensi-

[1] Hjemfall innebærer at vannfallet med kraftverk tilfaller staten vederlagsfritt ved utløp av konsesjonsperioden.

elt kan tilføre selskapene ressurser, til en viss grad holdes ute.

For det andre har offentlig eide vannkraftselskaper frem til i dag vært pålagt en gjeldsbegrensningsregel ved at selskapet maksimalt får skattefradrag for 70 prosent av finanskostnadene. Gjeldsrentebegrensningsregelen har ført til at offentlig eide kraftselskaper har stått overfor en høyere marginal kapitalkostnad når gjeldsgraden når taket på 70 prosent.

Endringer mht. bedret kapitaltilgang i statsbudsjettet for 2004

For å bedre kapitaltilgangen og legge til rette for samfunnsøkonomisk fornuftige omstruktureringer i kraftsektoren, har Regjeringen i budsjettet for 2004 foreslått flere endringer. For det første blir gjeldsbegrensningsregelen for offentlig eide kraftforetak opphevet fra og med 1.1.2004. Oppheving av gjeldsbegrensningsregelen vil kunne bidra til å bedre finansieringsmulighetene for offentlig eide kraftforetak, noe som kan legge til rette for at offentlige kraftforetak i større grad kan delta aktivt i omstruktureringen i bransjen, i tillegg til å bedre mulighetene for å oppgradere og videreutvikle produksjonskapasiteten.

Videre oppheves gevinstbeskatningen på særskilte driftsmidler i kraftproduksjon, mot å innføre skattemessig kontinuitet for disse fra og med 1.1.2004. Dette vil innebære skattemessig likebehandling ved salg av aksjer/eierandeler i forhold til realisasjon av driftsmidler. Det antas at dette særlig vil kunne bidra til å lette samfunnsøkonomiske fornuftige omstruktureringer i kraftsektoren.

Når det gjelder konsesjonsregelverket, har Regjeringen nedsatt et offentlig utvalg som skal utrede et mer hensiktsmessig regelverk med hensyn til hjemfall. I mandatet er det blant annet lagt vekt på god ressursbruk og verdiskapning, samt harmonisering av regelverket mellom aktørene. Utvalget skal avgi sin innstilling høsten 2004.

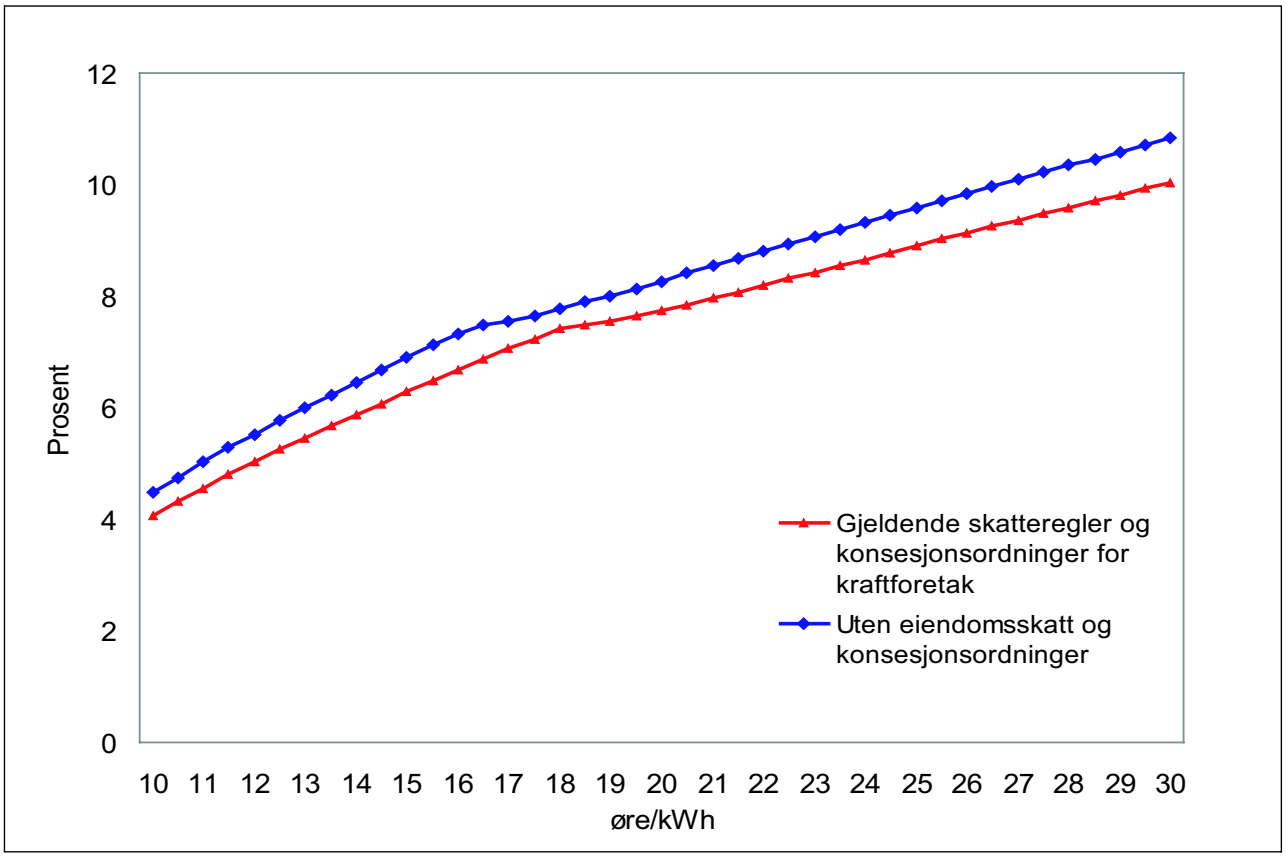
7.3 Et godt grunnlag for investeringsbeslutningene

Selv om det i teorien er mulig å trekke inn hele grunnrenten gjennom skatter uten at det oppstår samfunnsøkonomisk effektivitetstap, er det problematisk å utforme slike skatter i praksis. I dag spiller grunnrenteskatten en nøkkelrolle i grunnrenteinndragningen fra norske vannkraftprodusenter. I tillegg vil inntektsskatten, eiendomsskatten og naturressursskatten, sammen med konsesjonsavgifter og konsesjonskraftsavståelse, bidra til at en betydelig andel av eventuell grunnrente tilfaller fellesskapet gjennom offentlig inntekter. Det er imidlertid noen uheldige sider ved disse skatteartene og konsesjonsbaserte ordninger som kan virke vridende på selskapenes investeringsinsentiver. Denne ikke-nøytraliteten er særlig knyttet til de konsesjonsbaserte ordningene (konsesjonskraft og konsesjonsavgifter), men til en viss grad også grunnrenteskatten og eiendomsskatten.

I sin nåværende utforming virker ikke grunnrenteskatten helt nøytralt. Det skyldes at investor ikke er garantert å få fradrag for investeringskostnaden, selv ikke med fremføring av negativ grunnrenteinntekt med rente. Eiendomsskatten kan også virke vridende på investeringsbeslutningene. Det er blant annet fastsatt en minimumstakst, slik at eiendomsskatten ikke er nøytral i forhold til lønnsomheten i investeringer. Konsesjonsavgifter og konsesjonskraft kan bidra til at avkastningen etter skatt i prosjekter med marginal lønnsomhet blir lavere enn i alternative investeringer. Omfanget av disse vridningene kan variere mellom ulike vannkraftprosjekter, da omfanget av ordningene avhenger av i hvilken grad tilsiget er regulert. Naturressursskatten kan i enkelte tilfeller medføre en likviditetsbelastning, særlig for små vannkraftprosjekter. For aktører som har begrenset egenfinansiering og ikke har skattbart overskudd fra annen virksomhet, kan naturressursskatten medføre økte skattekostnader i oppstartsfasen av prosjektet.

En måte å vurdere hvordan disse ordningene påvirker investeringsinsentivene i vannkraftproduksjon, er å beregne internrenten etter skatt for et tenkt investeringsprosjekt. Internrenten viser det avkastningskravet etter skatt som gjør at prosjektet er akkurat lønnsomt. Dersom en investor har et avkastningskrav etter skatt som er lavere enn internrenten, er prosjektet følgelig bedriftsøkonomisk lønnsomt. En investors avkastningskrav etter skatt vil tilsvare den avkastningen som kan oppnås i beste alternative anvendelse av kapitalen.

Det er de særskilte reglene for kraftforetak som er av betydning når rammevilkårene i kraftnæringen skal sammenlignes med andre næringer. I eksemplet nedenfor er det tatt utgangspunkt i de konsesjonsbaserte ordningene og eiendomsskatten. Som nevnt over er det også andre elementer i beskatningen som kan tenkes å påvirke



Figur 7.1 Internrenten etter skatt ved ulike kraftpriser for en nyinvestering i vannkraftproduksjon. Med og uten eiendomsskatt og konsesjonsbaserte ordninger. Prosent.

Kilde: Finansdepartementet.

investeringsbeslutningene i vannkraftproduksjon. Blant annet er det mangel på symmetri i behandlingen av positiv og negativ grunnrenteinntekt. En prinsipielt riktig utformet grunnrenteskatt vil ikke påvirke investeringsinsentivene i vannkraftproduksjon.

Figur 7.1 illustrerer hvordan eiendomsskatt og de konsesjonsbaserte ordningene påvirker internrenten for en tenkt nyinvestering i vannkraft for ulike kraftpriser.[2] Som figuren viser, reduserer eiendomsskatten og de konsesjonsbaserte ordningene internrenten etter skatt for alle kraftpriser. Gitt at skattesystemet (og konsesjonssystemet) ellers er relativt nøytralt i forhold til investeringsbeslutninger, vil dette føre til at enkelte samfunnsøkonomisk lønnsomme vannkraftprosjekter kan bli bedriftsøkonomisk ulønnsomme.

I revidert nasjonalbudsjett for 2001, jf. St.meld. nr. 2 (2000-2001), ble det foretatt en sammenlikning av rammevilkårene for kraftnæringen i de nordiske landene. Det fremkom der at norsk vannkraftproduksjon er underlagt strammere rammevilkår sammenliknet med andre energiprosjekter i Norden. Det er foreløpig ikke skjedd endringer i de nordiske rammevilkårene som forandrer dette bildet vesentlig. Ulikhetene skyldes delvis store forskjeller i naturressurser og ulike produksjonsteknologier mellom landene, og dermed ulik kostnadsstruktur og lønnsomhet. Gjeldende rammevilkår kan imidlertid innebære at det er mindre lønnsomt å investere (opprusting, utvidelse, ny produksjon) i norsk vannkraftproduksjon enn i andre investeringer i energisektoren i Norge og Norden.

Skatter, avgifter, konsesjonskraftavståelse og hjemfall av kraftanlegg innebærer en inntektsoverføring fra kraftselskapene til staten, kommu-

[2] Det tas utgangspunkt i en tenkt investering i ny produksjonskapasitet. I beregningen er det blant annet lagt til grunn at om lag 3,5 prosent. av produksjonen avstås i konsesjonskraft, og at konsesjonsavgiften blir 0,25 øre/kWh. For reinvestering i et eksisterende kraftverk med en viss grad av reguleringsevne, vil konsesjonskraftandelen og konsesjonsavgiften trolig være høyere enn dette. I gjennomsnitt avstås vel 7 prosent. av samlet produksjon til konsesjonskraft, og konsesjonsavgiften utgjør om lag 0,5 øre/kWh i gjennomsnitt.

ner og fylkeskommuner. I tillegg til fiskale forhold, er det også andre hensyn knyttet til rammevilkårene, som for eksempel kompensasjon for naturinngrep, ivaretakelse av offentlig styring og kontroll over vannfallene, virkning på motivene til å investere og en samfunnsmessig rasjonell nettvirksomhet. Ved en vurdering av om rammevilkårene er hensiktsmessige, må disse hensynene veies opp mot de eventuelle uønskede virkninger som rammevilkårene kan medføre.

Endringer med hensyn til økt nøytralitet i statsbudsjettet for 2004 og 2005

I statsbudsjettet for 2004 la Regjeringen frem flere forslag til endringer og omtalte forslag for å bedre nøytraliteten i skattereglene og dermed å bedre insentivene til å investere i norsk vannkraft. I St.prp. nr. 1 (2003-2004) for Olje- og energidepartementet ble det varslet flere mulige endringer som vedrører konsesjonsregelverket og de konsesjonsbaserte ordningene.

I Sem-erklæringen har Regjeringen blant annet gått inn for å legge til rette for utbygging av småskala vannkraftverk. Fra og med 1.1.2004 heves nedre grense for fastsettelse av grunnrenteinntekt og naturressursskatt fra 1500 kVA til 5500 kVA. Dette vil bety at kraftverk med installert effekt opptil om lag 5 MW unntas fra disse skattene. Endringen bidrar til bedre investeringsinsentiver i kraftproduksjon, ved at det isolert sett blir mer lønnsomt å investere i små vannkraftverk. Det vises til kapittel 5.4 om øvrige forbedringer i rammevilkårene for slik produksjon.

Fra og med eiendomsskatteåret 2004 gjennomføres enkelte justeringer i eiendomsskatt på kraftproduksjonsanlegg. Stortinget vedtok blant annet å redusere minimumsverdien på eiendomsskattegrunnlaget fra 1,1 til 0,95 kroner pr. kWh. I tillegg innføres en maksimumsverdi på eiendomsskattegrunnlaget på 2,35 kroner pr. kWh. Dette vil føre til at eiendomsskatten virker mer symmetrisk ved høy og lav lønnsomhet.

I tillegg peker Regjeringen på at det innenfor dagens regelverk er enkelte elementer som gjør at grunnrenteskatten ikke virker helt nøytralt. Dette skyldes i hovedsak at positiv og negativ grunnrenteinntekt ikke behandles symmetrisk. Det vises til St.prp. nr. 1 (2003-2004) – Skatte-avgifts-, og tollvedtak for en nærmere omtale av dette. Etter Regjeringens syn er det viktig å sikre nøytralitet i grunnrentebeskatningen, slik at flere samfunnsøkonomisk lønnsomme prosjekter kan realiseres. Regjeringen varsler at den i budsjettet for 2005 vil vurdere endringer i grunnrenteskatten med sikte på at skatten skal virke mer nøytral i forhold til investeringsbeslutninger.

8 Vanndisponering og grunnrenteskatt

I dag fastsettes beregningen av grunnrenteinntekt, med noen unntak, med utgangspunkt i spotpris. Energibedriftenes landsforening (EBL) har i flere sammenhenger pekt på at faktiske oppnådde priser i stedet bør legges til grunn. Organisasjonen hevder at en spotprisberegnet grunnrenteskatt kan føre til skattemessige vridninger i forhold til vanndisponering og kontraktsporteføljer hos produsentene. Videre har EBL foreslått som et spesifikt tiltak å innføre en maksimalpris ved beregning av grunnrenteinntekten i unntakssituasjoner. Dette for å gi produsentene insentiv til å utsette produksjonen, slik at noe vannbeholdning spares og knapphetssituasjoner motvirkes.

8.1 Begrunnelse for bruk av spotmarkedspris

Bruttoinntekten for året fastsettes ved å multiplisere spotpris og faktisk produksjon time for time. Unntakene fra hovedregelen er konsesjonskraft (verdsatt til konsesjonskraftprisen), langsiktige kontrakter som benyttes i kjøpers produksjonsvirksomhet (verdsatt til faktisk kontraktpris), og kraft til intern bruk i samme foretak/konsern (verdsatt til prisen på Statkrafts 1976-kontrakter)[1]. Som del av kraftselskapenes prissikringsstrategier, jf. Boks 8.1, blir deler av den øvrige produksjonen sikret i terminmarkedet, men denne produksjonen blir beskattet etter spotpriser. Siden grunnrenteskatten er en spotprisavhengig kostnad, gir en høy spotpris høy skattekostnad og motsatt.

Det er flere årsaker til at grunnrenteskatten beregnes på denne måten. Prinsipielt skal grunnrenteskatten inndra deler av grunnrenten, dvs. inntekt som er knyttet til utnyttelse av naturressursen. Denne inntekten er knyttet til kraftproduksjon, og markedsverdien av kraftproduksjonen (fratrukket kostnader til drift og kapital) er lik prisen på den marginale enheten, dvs. spotprisen. Ved å bruke timesverdier tas det hensyn til kraftverkenes ulike produksjonsegenskaper. Kraftomsetning på terminkontrakter er omsetning av forsikringstjenester eller spekulasjon, som prinsipielt sett er en annen aktivitet enn produksjon av kraft. Kontraktspriser har derfor ikke en tilsvarende direkte tilknytning til grunnrenten i perioden.

Bruk av spotmarkedspriser innebærer at grunnrenteskatten virker nøytralt i forhold til produsentenes vanndisponeringer. Årsaken er at den vanndisponeringen som maksimerer forventet produksjonsinntekt uten grunnrenteskatt, da er den samme som maksimerer forventet produksjonsinntekt etter skatt. Nøytralitetshensyn tilsier derfor at man ikke skal endre gjeldende regler.

En særskatt kan gi insentiver til omgåelser. For å holde omgåelsesmuligheter og nødvendig kontrollapparat på et begrenset nivå, er det hensiktsmessig at inntekten fastsettes ut fra et objektivt grunnlag. Spotpris og faktisk produksjon oppfyller dette kriteriet. Det er viktig at det ikke oppstår skattemessige motiver til å selge kraft under markedspris. Videre vil bruk av kontraktspriser medføre et mer komplisert regelverk, hvor det bl.a. vil være nødvendig med regler for å unngå at spekulasjonshandler inngår i skattegrunnlaget. Administrative hensyn taler også for å benytte spotpriser fordi leveringskontraktene som regel er underlagt selskapet mens grunnrenteinntekten fastsettes pr. kraftverk, der gjerne flere kraftverk inngår i samme selskap.

8.2 Vurdering av forslaget om grunnrenteskatt med maksimalpris

Som tiltak i unntakssituasjoner har EBL foreslått å innføre en midlertidig, fallende maksimalpris ved beregningen av grunnrenteskatt. Tiltaket er foreslått å vare i en kortere periode, for eksempel fra tidlig vinter og frem mot snøsmeltingen. Hvis maksimalprisen er lavere enn den spotprisen aktørene forventer, kan tiltaket gi produsentene en økonomisk interesse i form av lavere skatt, ved å skyve produksjonen ut i tid, fra perioder med høy maksimalpris til perioder med lav maksimalpris. For å oppnå denne virkningen forutsetter for-

[1] Skatteloven § 18-3 annet ledd.

Boks 8.1 Kraftprodusentens optimeringsproblem i forhold til sikringsstrategi og grunnrenteskatt

Kraftprodusentens primære mål er å maksimere sin fortjeneste ved å optimalisere produksjonen utfra vannverdier og spotpris. Vannverdien er produsentens anslag for markedsverdien av å la vannet ligge i magasinet.

Kraftprodusenten kan av ulike grunner ønske å sikre hele eller deler av inntekten fra produksjonen. Når en kraftprodusent vurderer om de skal selge eller kjøpe kraft langsiktig, er det særlig to hensyn som kommer inn i vurderingen. For det første er det markedsprisen. Her spiller markedets og produsentens prisforventninger inn. For å prissikre produksjonen, og dermed fremtidige inntekter, selger produsentene deler av kraften på kontrakter med levering frem i tid. Ved bruk av kontraktsmarkedet kan en sikre seg mot prisnedgang hvis en skal selge, og prisoppgang hvis en skal kjøpe. Aktørenes optimale prissikringsstrategi før skatt kan fullt ut tilpasses skattesystemet. En aktør som ønsker å prissikre deler av sin produksjon, vil formulere strategien slik at inntekt eller resultatet etter skatt blir sikret. Grunnrenteskatten påvirker behovet for prissikring ved at den bidrar til å dempe risikoen eller usikkerheten. Dersom man er i posisjon for grunnrenteskatt vil det ikke være optimalt å prissikre like store volumer som i en situasjon uten grunnrenteskatt. En kan betrakte dette som at en del av produksjonen i realiteten tilfaller staten gjennom skatten. Denne delen av produksjonen må ikke prissikres for at aktørens egen andel skal være uavhengig av spotprisen. Men dersom en aktør ønsker å sørge for en stabil inntekt etter skatt, må resten av produksjonen prissikres. Den optimale andel som prissikres er avhengig av aktørens risikopreferanser, og aktørenes risikoaversjon avgjør dermed hvor stor andel av resultatet etter skatt som skal være helt uavhengig av utviklingen i spotprisen.

Det andre hensynet ved handel av kontrakter er produsentens kraftbalanse. Aktørens optimale sikringsstrategi av vannkraftproduksjon må ta hensyn til variasjoner i produksjon i tillegg til variasjoner i pris. Det faktum at produksjonsevnen er prisgitt værforholdene er et viktig usikkerhetsmoment. Dersom tilsiget er lavere enn forventet for én produsent, vil dette sannsynligvis gjelde flere produsenter, og det kan derfor føre til høyere markedspriser. En produsent må hele tiden nedjustere sine kontraktsforpliktelser i forhold til sitt sikringsbehov ettersom hans forventede produksjon går ned, og omvendt dersom forventet produksjon går opp. En produsent som har sikret store deler av sin produksjon, bør være tilbakeholden med å inngå nye fremtidige kontrakter uten å sikre seg gjennom motkontrakter. I motsatt fall kan utleggene til kraftkjøp for å innfri kontraktene bli høye.

I tillegg til ordinær prissikring driver en del kraftselskaper med ytterligere finansiell handel av kraft for å utnytte den kompetansen og informasjon kraftselskapet innehar om kraftmarkedet. I tillegg til kompetanse avhenger fortjenestemulighetene også av hvilken risiko selskapet tar. Økt risikoeksponering gir samtidig økte muligheter for tap.

slaget at det for tilstrekkelig mange produsenter fremstår som sannsynlig at maksimalprisen synker mer enn spotmarkedsprisen.

Departementet anser dette å være et lite treffsikkert virkemiddel, da det er usikkert hvordan tiltaket vil påvirke produsentene totalt. Siden grunnrenteskatten i utgangspunktet ikke påvirker aktørenes produksjonsbeslutninger, bør regelverket av nøytralitetshensyn ligge fast. Det er også et selvstendig poeng at rammevilkårene ikke bør endres for ofte. Dessuten har regjeringen ikke ønsket å gå nærmere inn på forslag som innebærer skattelette for produsenter i situasjoner med svært høye kraftpriser. Det å åpne for midlertidige endringer i skattereglene, kan i seg selv gi opphav til usikkerhet og spekulasjon i markedet.

9 En vurdering av forslaget om å regulere vannmagasinene

9.1 Innledning

I forbindelse med kraftsituasjonen 2002-2003 ble det rettet oppmerksomhet mot vannkraftprodusentenes disponering av magasinene. I Dok 8:15 (2002-2003) ble det reist krav om at myndighetene burde innføre krav til vannmagasinene for å regulere mulighetene for eksport, med tanke på å sikre nok ressurser i forhold til svikt i nedbøren.

En gjennomgang av produsentenes disponering av magasinene i 2002-2003, samt bakgrunnen for utvekslingen av kraft er nærmere omtalt i kapittel 4. Det vises videre til svar til Dok 8:15 (2002-2003) som er gitt i brev av 29. november 2002.

Departementet har fått utarbeidet flere vurderinger av spørsmålet knyttet til økt regulering av magasinene. Etter departementets syn vil et slikt tiltak bli meget kostbart, med et betydelig tap av produksjon av fornybar vannkraft. Departementet legger derfor ikke fram forslag om å vurdere slike tiltak ytterligere. Forsyningssikkerheten for strøm og en stabil kraftbalanse fremmes gjennom den strategien Regjeringen legger fram, jf. kapittel 5 og 6.

9.2 Nærmere om reguleringer av magasinene

9.2.1 Innledning

Vassdragsreguleringsloven omfatter reguleringstiltak som utjevner vannføringen i et vassdrag over året. Loven gir hjemmel for å pålegge en rekke vilkår for å redusere skadene forbundet med reguleringen, slik at miljøvirkningene blir minst mulige.

I tillatelser til vassdragsregulering fastsettes et manøvreringsreglement som angir høyeste tillatte regulerte vannstand (HRV), laveste tillatte regulerte vannstand (LRV) og vilkår om minstevannsføring.

9.2.2 Aktsomhetsansvaret etter vannressursloven

Vannressursloven § 5, første ledd, pålegger regulantene et aktsomhetsansvar for å unngå skade eller ulempe i vassdraget for allmenne eller private interesser. Dette gjøres blant annet ved at regulantene har utarbeidet strategier for hvordan man skal tappe vannet i perioder med fare for flom.

Regulantene har med hjemmel i § 5, annet ledd også en varslingsplikt overfor NVE ved fare for skadeflom.

Hovedformålet med å fokusere på tappestrategier i vannressursloven har vært å bevisstgjøre regulantene med tanke på å sikre seg mot skadeflommer. Flommer kan ødelegge store materielle verdier, og i de verste tilfellene også sette liv og helse i fare. Når det gjelder tørke, har fokus vært sikring mot biologiske og naturmessige skadevirkninger som følge av manglende vannføring. Regulantene må derfor ha tappestrategier for å sikre at man bruker vannet på en måte som gjør at man kan oppfylle sine forpliktelser. Regulantene kan ikke holde igjen så mye vann at det oppstår fare for flommer eller at høyeste regulerte vannstand overskrides. Regulantene kan komme i privatrettslig erstatningsansvar dersom man ved manøvreringen av magasinet f. eks. oversvømmer arealer som ikke har vært en del av det erstatningsrettslige skjønn.

Vannressursloven § 5 har imidlertid ikke vært vurdert med henblikk på å sikre en kraftreserve. Det ligger derfor ikke innenfor vannressurslovens formål å gripe inn overfor regulantenes tapping med sikte på prisdemping eller beredskapsmessig kraftreserve. Vassdragsreguleringsloven har heller ikke et slikt formål.

9.2.3 Vurdering av forslaget om økt regulering av magasinene

Reguleringer av magasinene med hensyn på å sikre større reserver er imidlertid foreslått som et tiltak for bedret forsyningssikkerhet gjennom tappesesongen, blant annet i Dokument 8:15 (2002-2003). Tanken bak et slikt forslag er å sikre at magasinfyllingen ved inngangen til vinteren eller ved slutten av tappesesongen er stor nok til å sikre en god balanse innenlands fram mot snøsmeltingen setter inn. Gjennom krav til magasin-

fyllingene reguleres indirekte mulighetene for produksjon, noe som indirekte vil ha konsekvenser for kraftutvekslingen med utlandet.

Departementet har fått utført flere analyser knyttet til magasindisponering og hvordan eventuelle krav til magasinfyllingen i Norge vil virke i kraftmarkedet. Blant annet har Frischsenteret, SKM Consulting og SINTEF Energiforskning AS vurdert ulike forhold knyttet til magasindisponering, jf. vedlegg 1. Hovedutredningen knyttet til regulering av magasinene er utført av SINTEF og gjengitt i boks 9.1.

Det er flere årsaker til at en strengere regulering av vannmagasinene innenfor tappesesongen vil være krevende:

- Praktiske problemer knyttet til bestemmelse av en hensiktsmessig regulering av et stort antall magasiner og vassdrag med ulike egenskaper, geografisk plassering og eksisterende regulerings- og miljøhensyn etter vassdragslovgivningen
- Usikkerheten knyttet til tilsigenes størrelse fra år til år og innen ulike sesonger, og usikkerhet knyttet til tidspunkt for snøsmelting og kulminasjon om høsten
- Usikkerheten knyttet til prisvirkninger og minsket fleksibilitet i det nordiske kraftmarkedet
- Negative (evt usikre) samfunnsøkonomiske effekter
- Usikkerhet knyttet til om lovforslag med tilbakevirkende kraft kan gripe inn i eksisterende rettigheter.

Det vil være store praktiske problemer knyttet til vurderingen av en hensiktsmessig regulering av de ulike magasinene i det norske vannkraftsystemet. Det er i Norge rundt 830 magasiner som brukes for kraftproduksjon. Magasinene har ulike egenskaper, geografisk plassering og er pålagt ulike vilkår etter vassdragslovgivingen ut i fra regulerings- og miljøhensyn. Magasinene har flere funksjoner, blant annet å redusere flomtap i et kraftverk eller en vannstreng, og å flytte tilsig mellom ulike sesonger eller år. Noen blir også brukt til å redusere flomproblemer i vannstrengen eller øke vannføringen i spesielt tørre perioder av hensyn til fisk og evnen til å motta lokale forurensninger.

Magasinene i Norge er svært ulike med hensyn til evnen til å kunne redusere flom og å lagre tilsiget. Denne evnen kan uttrykkes som forholdet mellom magasinvolum og tilsig, kalt reguleringsgrad. Reguleringsgraden spenner fra nær null til over 300 prosent. Det innebærer at noen magasiner blir fulle etter et lengre regnskyll mens andre trenger flere år på å fylles opp om de har blitt kjørt tomme pga ett eller flere tørrår.

Ved å legge krav til oppfylling på visse tidspunkt gjennom fyllingssesongen vil flomrisikoen øke for magasiner som har lav reguleringsgrad. Magasinene vil måtte ha en større fylling enn det som er ønskelig av hensyn til å utnytte mest mulig av magasinet til å få fanget opp tilsiget for senere produksjon. Det kan også oppstå problemer med bruk av magasinet i flerbruksøyemed.

Variasjonene i tilsiget er den grunnleggende usikkerheten knyttet til disponeringen av magasinene jf. kapittel 4.4.2. Dersom tilsigssvikten var forutsigbar ville produsentene selv sette verdien av vannet høyt, og holde tilbake produksjon. Utfordringen knyttet til disponeringen av magasinene er derfor i første rekke knyttet til en uventet svikt i tilsigene. Om magasinkravene skal ha som hensikt å redusere denne usikkerheten, må slike krav innføres som en fast ordning.

Den store usikkerheten knyttet til fordelingen og størrelsen på tilsigene fra år til år, skaper imidlertid utfordringer når det skal vurderes hva som vil være hensiktsmessige magasinkrav, både i forhold til hvilket nivå som bør velges for magasinkravet og fra hvilke tidspunkt et slikt krav bør virke.

Tilsiget til kraftmagasinene kan variere betydelig fra år til år. Variasjonene innenfor enkelte år kan imidlertid være større enn de årlige tallene tilsier. Utviklingen i kraftsituasjonen 2002-2003 viser at store endringer i tilsigene kan finne sted innenfor korte tidsrom. Tidspunktet for snøsmeltingen kan variere fra uke 14 til uke 21. På samme måte kan kulmineringen i magasinene i løpet av høsten variere. Å fastsette krav med tanke på en effektiv regulering av magasinene fra år til år vil generelt være svært vanskelig.

Statistikken over tilsigsårene 1930 - 2000 viser at forekomsten av svært tørre og svært våte år er relativt jevnt fordelt. En regulering med tanke på å avhjelpe tørrår vil dermed ikke være hensiktsmessig for opp til halvparten av tilsigsårene som vil realiseres. I dagens reguleringer av magasiner og vassdrag er det nedlagt et stort arbeid for å sikre et manøvreringsreglement som minimerer faren for, og skadevirkningene av flom. Et krav som i større grad skal ivareta tørkesituasjoner må på mange måter ta det motsatte hensynet. Usikkerheten knyttet til tilsigene gjør at det trolig vil være svært vanskelig å utarbeide en regulering som på en god måte kan ivareta begge disse hensynene.

Boks 9.1 Nærmere om SINTEFs beregninger

SINTEF har på oppdrag av departementet beregnet virkningene på kraftsystemet av 4 alternative magasinkrav sammenliknet med dagens situasjon.

Det er sett på 4 alternative magasinkrav:

1. Krav om at magasinfyllingen skal være minst 20 prosent ved inngangen til uke 15
2. Krav om at magasinfyllingen skal være minimum 80 prosent ved inngangen til uke 40 og at magasinfyllingen skal være minimum 20 prosent ved inngangen til uke 15
3. Krav om tappeprofil I: Basert på at magasinfyllingen skal være minimum 20 prosent i uke 15 er det fastsatt en tappeprofil basert på at innenlandsk forbruk skal kunne dekkes uten import med tilsig som i 2002-2003
4. Krav om tappeprofil II: Basert på at magasinfyllingen skal være minimum 20 prosent i uke 15 er det fastsatt en tappeprofil basert på at innenlandsk forbruk skal kunne dekkes uten import med normale tilsig

For kraftprodusentene innebærer alternativ 3 og 4 at myndighetene i praksis styrer magasindisponeringen gjennom tappesesongen fra uke til uke. Alternativ 3 er det strengeste kriteriet, satt ut fra at magasinfyllingen skal være tilstrekkelig til å håndtere en tilsigssvikt som i 2002-2003 uten import.

Kravene er i utgangspunktet definert for landet som helhet. I beregningene er det imidlertid nødvendig å fastsette kravene inndelt på de ulike vannkraftregionene i landet, slik at alle regioner må oppfylle kravene til prosentvis fyllingsgrad.

For sammenlikning av virkningene av de ulike alternativene er det beregnet et referansealternativ der dagens reguleringer av magasinene ligger til grunn. Virkningene av de enkelte kravene beregnes deretter enkeltvis. Ved å ta utgangspunkt i tilsigsserien for 1930-2000 blir det illustrert hvordan det enkelte magasinkravet vil påvirke tilpasningen under ulike tilsigsforhold. Særlig viktig er det å undersøke hvordan magasinkravene påvirker situasjonen i kraftmarkedet i ekstreme tørrår.

Resultatene fra beregningene er vist i tabell 9.1. Tabellen viser gjennomsnittlige endringer over de 70 årene i tilsigsserien sett i forhold til alternativet med dagens regulering av magasinene.

Beregningene viser at alle restriksjonene bidrar til å redusere vannkraftproduksjonen sammenliknet med situasjonen uten nye reguleringer. Dette må ses i sammenheng med at magasinkravene pålegger produsentene å spare mer vann, og dermed produsere mindre enn det som ellers ville ha vært tilfelle. Mer sparing av vann fører til at flomtapene øker i alle beregninger. Flomtapene øker mest i alternativene der det er nødvendig med størst tilbakeholding av produksjon for å holde magasinkravet. Flomtapene som er gjengitt i tabellen representerer gjennomsnittstall. Dette innebærer at det innen enkelte år og perioder kan være store økninger i flomtapene. For alle alternativene vises det en større økning i flomtapene enn det som blir spart ved tilbakeholding av produksjon/sparing av vann.

Alle kravene til magasinene fører til økte gjennomsnittspriser. Krav 1, som kun innebærer at det skal overholdes en magasingrense på 20 prosent før snøsmeltingen gir moderate virkninger på gjennomsnittsprisen. Prisøkningen kan være betydelig høyere innen det enkelte år. Den sterkeste prisøkningen finner sted ved å sette magasinkrav som i alternativ 3 og 4, der magasinene styres gjennom ukentlige krav til magasinfyllingen. I disse alternativene vil kraftprisen over året i gjennomsnitt øke med i henholdsvis 6 og 8,5 øre/kWh.

De økte prisene som magasinkravene genererer medfører økt nettoimport og redusert forbruk. Alternativ 3 og 4 med den sterkeste prisøkningen bidrar også til den sterkeste økningen i importen. Sett over gjennomsnittet for de ulike tilsigsårene fører magasinkravene samlet sett til en forverring av ressurssituasjonen. Den økte tilgangen på kraft gjennom import og forbruksreduksjoner som prisøkningen genererer er ikke tilstrekkelig til å oppveie tapet av produksjon i noen av alternativene.

I tørrår vil imidlertid alternativ 2 og 3, gi en liten nedgang i nødvendig forbruksreduksjon over året. De to øvrige alternativene 1 og 4, som pålegger de høyeste kravene til magasinfylling ved slutten av tappesesong, gir imidlertid en økning i nødvendig forbruksreduksjon. Dette skyldes at magasinkravene tvinger produsentene til å holde tilbake mer produksjon fram til snøsmeltingen, og det oppstår en knapphet. Importen er ikke nok til å dekke dette frafallet av produksjon, og prisene innenlands.

Boks 9.1 (forts.)

må øke til svært høye nivåer for å redusere forbruket tilstrekkelig til at det oppnås balanse.

Tabell 9.2 viser de samfunnsøkonomiske virkningene av de ulike magasinkravene sett i forhold til situasjonen med dagens reguleringer, målt som endringer i produsent- og konsumentoverskudd. De strengeste magasinkravene innebærer en gjennomsnittlig årlig kostnad på henholdsvis 3,8 og 2,7 mrd kroner pr år i beregningene. Også kravene som innebærer at noe mindre vann holdes tilbake gjennom sesongen, viser en gjennomsnittlig kostnad på mellom 0,9 – 1,4 mrd. kroner pr. år.

Reduksjonene i det samfunnsøkonomiske overskuddet skyldes at forbrukerne av kraft påføres et tap gjennom de økte prisene som kravene til magasinfylling medfører. Kraftprodusentene oppnår imidlertid økt fortjeneste i alle restriksjonsalternativene på grunn av økning i kraftprisene. Denne økte fortjenesten mer enn oppveier det tap som påløper på grunn av redusert produksjon.

Tabell 9.1 Hovedresultater fra beregninger av ulike magasinkrav

Avvik fra referanse	Restriksjon 1	Restriksjon 2	Restriksjon 3	Restriksjon 4	
Vannkraftproduksjon	-0,78	-2,18	-3,31	-0,56	TWh/år
Flomtap	0,9	2,39	3,55	0,68	
Rasjonering	0,04	-0,05	-0,06	0,02	
Forbruk	-0,24	-0,85	-1,16	-0,36	
Netto import	0,46	1,28	2,04	0,14	
Middelpris	1,6	5,9	8,5	3,1	øre/kWh
Samfunnsøkonomisk overskudd	-880	-2694	-3836	-1391	Mill. NOK

Kilde: Sintef

Tabell 9.2 Samfunnsøkonomisk overskudd. Produsent og konsumentoverskudd. Alle tall i millioner kroner.

	Produsentoverskudd	Konsumentoverskudd	Samf.øk. overskudd
Referansesimulering	25 273	310 007	335 279
Restriksjon1	26 799	307 600	334 399
Restriksjon2	30 959	301 627	332 585
Restriksjon3	32 774	298 669	331 443
Restriksjon4	27 968	305 920	333 889
Differanser			
Restriksjon1	1 527	-2 407	-880
Restriksjon2	5 686	-8 380	-2 694
Restriksjon3	7 501	-11 337	-3 836
Restriksjon4	2 696	-4 086	-1 391

Kilde: Sintef

En fast regulering av magasinene med tanke på å begrense produksjon og eksport medfører også at det vil gå ressurser tapt i mange år fordi produksjonen ikke kan utnyttes fullt ut, og fordi faren for flom øker. Resultatene indikerer at en forsikring gjennom tappesesongen via tvunget tilbakehold-

ning av vann kan være svært kostbart. I første rekke er dette knyttet til at forbrukerne vil oppleve prisøkninger på kraft i alle år fordi tilbakeholdingen av vann gir mindre produksjon.

Det er imidlertid vanskelig å fastslå om de økte kostnadene motsvares av en redusert risiko for en anstrengt situasjon i tørrår, der forbruket må salderes til svært høye priser for å opprettholde den fysiske balansen. Beregningene viser også at risikoen for rasjonering ikke elimineres, men at den økes eller reduseres litt avhengig av beregningsforutsetningene. Etter departementets vurdering er det vesentlig bedre å sikre seg ved målrettede tiltak for å mestre særlig anstrengte kraftsituasjoner.

En eventuell innføring av krav til magasinfylling i vannkraftverk vil bety en omfattende kartlegging og regulering av landets vannmagasiner. Tilsiget til vannmagasinene varierer over året, mellom år og på tvers av regioner. Det vil være en svært vanskelig vurdering og det vil kreve et betydelig administrativt arbeid å fastsette de magasinnivåer som til enhver tid skulle gjelde for de ulike vannmagasinene.

Det foreligger i dag ingen direkte hjemmel i vassdragsreguleringsloven til å pålegge regulantene å holde tilbake vann av hensyn til å dempe prissvingninger i markedet, eller som en forberedelse til en rasjoneringssituasjon. Ved å akseptere en reguleringskonsesjon, har regulantene påtatt seg en plikt til å regulere innenfor visse rammer satt i konsesjonsvilkår og manøvreringsreglement. På den annen side har regulantene også fått en rettighet til å utøve næringsvirksomhet innenfor de samme rammer. Regulantene har foretatt store økonomiske investeringer i forbindelse med utbygging av reguleringsanlegg, mot å få disponere vannet innenfor konsesjonens rammer.

En eventuell lovendring som gir myndighetene fullmakt til å gripe inn i regulantenes disposisjoner, vil kunne påføre økonomisk tap. På denne bakgrunn må en eventuell lovendring vurderes mot Grunnlovens forbud mot å gi lover tilbakevirkende kraft og krav om at det skal betales full erstatning ved ekspropriasjon.

Olje- og energidepartementet finner på bakgrunn av ovennevnte at det kan være tvilsomt om det er rettslig adgang til å pålegge regulantene vannslippingskrav utover det som følger av konsesjonen.

Del II
Opprustning av nettet for å redusere energitapet

10 Opprustning av nettet for å redusere energitapet

10.1 Innledning

18. juni i år fattet Stortinget følgende vedtak nr. 552 (2002-2003):

> «Stortinget ber Regjeringen om å lage en plan for opprustning av overføringsnettet med sikte på å redusere energitapene. Planen skal vise hvilket potensial der er for å unngå energitap i ledningsnettet, hva det vil koste og hvilke virkemidler som skal brukes. Denne legges fram for Stortinget innen utgangen av 2003.»

Som oppfølging av dette vedtaket vil Olje- og energidepartementet redegjøre for ulike forhold knyttet til nettap, hvordan kraftnettet er organisert, hvilke virkemidler og regulering som myndighetene benytter, samt målsetninger i forhold til overføringsnettet for kraft.

10.2 Overføringsnettet

Det norske nettet for overføring av kraft er bygget opp igjennom vel 100 år. Nettet transporterer elektrisk kraft fra kraftverk til forbruker i de mengder og på det tidspunkt kundene ønsker. Kraftforbruket varierer betydelig over året og over døgnet. Nettet må være sterkt nok til å håndtere forbruket når det er størst.

Etter innføringen av markedsreformer i kraftsektoren på begynnelsen av 1990-tallet, og et sterkere fokus på effektivisering av nettvirksomheten, har investeringene i både produksjon og nett blitt betydelig redusert til tross for en fortsatt vekst i forbruket. Dette har medført at utnyttelsen av tidligere investeringer i systemet har økt.

Nettet består av overføringsledninger og kabler. Når elektrisk kraft transporteres vil det ut fra fysiske lover alltid oppstå energitap. Tapet i nettet øker proporsjonalt med avstanden kraften skal overføres og kvadratisk med mengden strøm som transporteres. Ved å øke spenningen i overføringen kan de samme mengder overføres, men med et mindre tap. På denne måten kan større mengder overføres over større avstander med mindre tap.

Overføring av kraft i sentralnettet skjer vanligvis over store avstander, for eksempel fra Vestlandet til Oslo-området. I regionalnettet overføres vanligvis kraften over kortere avstander enn på sentralnettsnivå. På grunn av lavere spenningsnivå er tapene større per overført mengde. De største tapene oppstår i distribusjonsnettet som er det siste, og vanligvis det korteste stykket før kraften kommer fram til forbruker.

Av den totale lengden på nettet representerer distribusjonsnettet om lag 91 prosent, regionalnettet om lag 6 prosent og sentralnettet om lag 3 prosent. I distribusjonsnettet er andelen kabel om lag 37 prosent, mens den i regional- og sentralnettet er om lag 3 prosent. Dette henger sammen med at kostnadene for kabling er høyere på de høyere spenningsnivåene (regional- og sentralnett) enn på de lavere spenningsnivå (distribusjonsnett). Andelen av kabel er ellers mye større i byområder enn i landlige områder. Dette skyldes i all hovedsak utfordringene ved å bygge nettanlegg i tettbebygde strøk.

De marginale tapene ved overføring av elektrisk kraft fra kraftverk til forbruker avhenger av samlet produksjon og forbruk. Det marginale tapet er det økte tapet ved å sende èn ekstra kWh gjennom nettet. Det vil også variere med lokaliseringen av produksjonen og forbruket. Tapene endres derfor over døgnet og året. I noen områder av Norge er tilgangen på kraft større enn etterspørselen, mens etterspørselen vil være større enn tilgangen i andre områder. En økning av etterspørselen i overskuddsområder, for eksempel Helgeland, vil medføre lavere nettap enn om økning i etterspørselen skjer i underskuddsområder, for eksempel i Oslo.

Sett i forhold til årlig kraftforbruk har de årlige nettapene blitt redusert fra om lag 10 prosent på begynnelsen av 1970-tallet til om lag 7,5 prosent på begynnelsen av 1990-tallet. I dagens nett er tapet om lag 8 prosent, hvilket tilsvarer om lag 10 TWh/år. Den svake økningen de siste 10-15 årene har sammenheng med reduksjonen i investeringer i nettet. Nettapene varierer fra år til år som følge av varierende forbruk gitt av varierende

energipriser, temperaturer, konjunkturer og utveksling av kraft med utlandet.

Tapene fordeler seg med om lag halvparten på distribusjonsnett, en fjerdedel på regionalnett og en fjerdedel på sentralnett. Tapskostnadene vil variere fra år til år som følge av endringer i fysiske forhold og kraftprisen. Med en kraftpris på 20 øre/kWh (eksklusive avgifter), vil årlige tapskostnader beløpe seg til anslagsvis 1 mrd. kroner for distribusjonsnett og 0,5 mrd. kroner for henholdsvis regionalnett og sentralnett. Samlet sett utgjør dette om lag 15 prosent av total årlig inntektsramme for nettselskapene i Norge.

10.3 Regelverk og virkemidler

I dagens regulering er det flere virkemidler i form av insentivordninger, prosesser og direkte krav som skal bidra til en samfunnsmessig rasjonell utvikling av kraftnettet, og som tar hensyn til tapene i nettet.

10.3.1 Krav til planlegging ved nettinvesteringer og vurderinger av konsesjonssøknader

Ved innføringen av energiloven i 1991 ble alle anleggskonsesjonærer pålagt å delta i kraftsystemplanleggingen i regional- og sentralnettet. Ved utarbeidelse av ny forskrift om energiutredninger gjeldende fra 1.1.2003, ble det satt ytterligere fokus på nødvendigheten av en koordinert utredningsvirksomhet i regional- og sentralnettet. For sentral- og regionalnettet er Norge for tiden delt inn i 19 utredningsområder hvor en større anleggskonsesjonær er pålagt å koordinere kraftsystemutredningen. Målet for utredningsarbeidet er å bidra til en samfunnsøkonomisk riktig utbygging av regional- og sentralnettet, hensyn tatt til andre aktuelle energibærere for stasjonær energibruk. Videre vil kraftsystemutredningen fortsatt være et viktig grunnlagsdokument i NVEs arbeid med vurdering av konsesjonssøknader for anlegg i sentral og regionalnettet. Dette vil spesielt gjelde konsesjonssøknader for større kraftledninger.

I tillegg til krav til kraftsystemutredninger, vises det til at Statnett SF også er pålagt å gjennomføre investeringer i sentralnettet etter samfunnsøkonomiske kriterier. Statnett kan også foreta investeringer i regionalnettsanlegg, dersom aktører i underliggende nett ikke gjennomfører samfunnsmessige rasjonelle investeringer, og det er nødvendig av hensyn til systemansvaret, jf. St.prp. nr. 1 (2001-2002) Del IV for Olje- og energidepartementet og Innst. S. nr. 83 (2001-2002).

Forskrift om energiutredning pålegger alle områdekonsesjonærer å gjennomføre en årlig energiutredning for hver kommune i sitt konsesjonsområde, det vil si i distribusjonsnettet. Utredningen skal presenteres for kommunene i et årlig offentlig møte der også andre interesserte aktører skal ha anledning til å delta. Den lokale energiutredningen skal ta utgangspunkt i den nåværende energibruken i kommunen. Utredningen skal vise hvor mye elektrisitet, fjernvarme, olje, gass, biobrensel og eventuelle andre energibærere som benyttes stasjonært i kommunen. Den skal også gi en beskrivelse av forventet energietterspørsel i kommunen fordelt på ulike energibærere, samt en vurdering av hva som regnes som de mest rasjonelle løsningene for samfunnet for å møte den forventede etterspørselen. Etablering av denne type faktagrunnlag er viktig for å legge til rette for en rasjonell utvikling av energisystemet.

Forskriften om energiutredninger åpner for at NVE som forvaltningsmyndighet innenfor energisektoren kan pålegge områdekonsesjonærer og utredningsansvarlige å utrede nettmessige konsekvenser av spesifiserte endringer i energisystemet. NVE godkjenner imidlertid ikke det enkelte anlegget som ønskes utbygd innenfor konsesjonsområdet i distribusjonsnettet, slik NVE gjør for enkeltanlegg innenfor regional- og sentralnettet.

I de samfunnsmessige vurderinger av nettiltak som skal foretas i forbindelse med energiutredninger og senere konsesjonssøknader, og som Statnett er pålagt å nytte som investeringskriterium, vil kostnadene ved energitap kun være ett av flere elementer.

Nettinvesteringer bør gjennomføres når det er samfunnsøkonomisk lønnsomt. En nettinvestering kan blant annet være lønnsom fordi den reduserer en flaskehalskostnad innenlands, eller fordi inntekter gjennom økt handel mellom to land blir realisert. I en samfunnsøkonomisk investeringsanalyse skal alle elementer på kostnads- og inntektssiden hensyntas. Kostnadene ved tiltaket vil i stor grad bestå av investeringskostnader og drift- og vedlikeholdskostnader. I tillegg medregnes eventuelle negative virkninger for forbrukere eller produsenter som følge av prisendringer innenlands og eventuelle reduksjoner i flaskehalsinntekter mot andre land. I tillegg til redusert nettap, vil inntektskomponentene være knyttet til om

tiltaket fører til reduserte flaskehalskostnader innenlands eller økt flaskehalsinntekt mot andre land. Det må også medregnes som inntekt dersom tiltaket medfører redusert fare for kortere eller lengre strømavbrudd, eller om tiltaket medfører positive effekter for forbrukere eller produsenter som følge av eventuelle prisendringer. Tekniske standarder, miljøkrav, områdekonsesjonærenes leveringsplikt og eventuelle andre krav må også oppfylles.

10.3.2 Regulering av nettselskapenes inntekter

Målet med også denne reguleringen er et samfunnsmessig rasjonelt nett, hensyn tatt til blant annet nettapene.

NVE fastsetter en årlig inntektsramme for hvert enkelt nettselskap. Inntektsrammen angir øvre grense for hvor store inntekter selskapet kan hente inn fra nettvirksomheten. Innhenting av inntekter skjer gjennom nettleien. NVE fastsetter inntektsrammen slik at inntekten over tid skal dekke kostnadene ved drift og avskrivning av nettet, samt gi en rimelig avkastning på investert kapital gitt effektiv drift, utnyttelse og utvikling av nettet. Innenfor denne inntektsrammen må selskapene selv disponere midlene på en mest mulig hensiktsmessig måte. Selskapene har dermed insentiv til å avveie kostnadsutviklingen for hver enkelt innsatsfaktor opp mot hverandre.

Ved en investeringsbeslutning må nettselskapet avveie reduksjonen i selskapets kostnader (overføringstap, avbrudd mv.) opp mot de økte kostnadene investeringen medfører (drifts- og vedlikeholdskostnader og kapitalkostnader). I tillegg må effektene på inntektsrammen tas hensyn til. Dersom effekten av reduksjonen i selskapets eksisterende kostnader samt en eventuell økning i inntektsrammen er større enn de økte kostnadene som følger av investeringen, er investeringen lønnsom for nettselskapet.

Kostnader knyttet til overføringstap behandles derfor på lik linje med andre kostnader knyttet til overføringstjenester. På denne måten sikrer også NVEs regulering at nettselskapene har insentiver til å redusere overføringstapet på lik linje med andre kostnader. Dersom selskapene var garantert kostnadsdekning for kjøp av kraft til dekning av overføringstap, ville de kunne økt energitapet mer enn det som var optimalt.

Kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke levert energi (KILE) ble introdusert i 2001, med den hensikt å bidra til riktig leveringskvalitet i overføringsnettet. Selskapenes insentiver til investering i leveringskvalitet ligger i en avveining mellom økte kostnader ved å redusere avbruddene (og dermed øke leveringskvaliteten) og reduserte avbruddskostnader (lavere faktisk KILE-beløp). Dersom verdien av de reduserte avbruddene er større enn økningen i andre kostnader, vil selskapet investere i økt leveringskvalitet. Insentivene til investeringer i leveringskvalitet må imidlertid naturligvis sees i sammenheng med utviklingen av andre kostnader forbundet med overføringsnettet, for eksempel overføringstap og kapitalkostnader.

Når det gjelder forholdet mellom nettselskapenes inntektsramme og selskapenes fastsettelse av nettleien vises det til St.meld. nr. 41 (2002-2003) Om tariffar for overføring av kraft og tovegskommunikasjon og Innst. S. nr. 66 (2003-2004).

NVE gjennomfører etter oppdrag fra Olje- og energidepartementet prinsipielle og faglige analyser av aktuelle modeller for regulering av nettvirksomheten i neste reguleringsperiode, det vil si fra 2007.

10.3.3 Hensynet til energitapet i nettleien

Dagens regelverk sier generelt at nettleie skal bestå av et energiledd som skal fastsettes på grunnlag av marginale tapskostnader i nettet, og andre ledd (fastledd/effektledd) som skal dekke de residuale kostnadene. For distribusjonsnettets kunder som ikke er effektmålt (hovedsakelig husholdningskunder), angir forskriften at energileddet som et minimum skal dekke kostnader knyttet til marginale tap, mens fastleddet som et minimum skal dekke kundespesifikke kostnader.

Et energiledd som reflekterer de marginale tapskostnadene i nettet vil synliggjøre kostnaden knyttet til nettap ved overføring av kraft, og legger dermed til rette for en effektiv utnyttelse av nettet. Energileddet gir da signaler til bruker av nettet med hensyn på tapskostnaden av økt forbruk eller produksjon.

For sentralnettet og regionalnett fastsettes energileddene for hvert enkelt punkt i nettet og synliggjør at det er ulikt tap forbundet med å mate inn eller ta ut kraft på ulike steder i nettet. For forbrukerne i distribusjonsnettet beregnes normalt et gjennomsnittlig energiledd for hele området. For innmating i distribusjonsnettet beregnes energileddet punktvis slik som det gjøres for innmating i sentral- og regionalnettet.

Dessuten skal energileddet tidsdifferensieres i regional- og sentralnettet. I distribusjonsnettet

skal nettselskapet tilby en tariff med tidsdifferensiert energiledd til de kunder som er pålagt måleravlesning flere ganger i året. Lasten i nettet vil variere over tid (sesong og døgn). Normalt er det slik at høy last i nettet også medfører høyere tap i nettet, og motsatt. Ved å tidsdifferensiere energileddet tar man hensyn til at tapene varierer med tidspunkt på døgnet/året, og kostnaden ved å overføre kraft knyttet til nettap vil variere tilsvarende. I sentral- og regionalnettet er det krav til at energileddet minimum differensieres vinter-dag, vinter-natt/helg og sommer. For distribusjonsnettet er kravet minimum differensiering mellom sommer og vinter. Årsaken til at det ikke er krav til hyppigere differensiering i distribusjonsnettet er hovedsakelig at de fleste kundene i distribusjonsnettet ikke har timesmålere.

10.4 Videre utvikling av overføringsnettet

Utviklingen av elektrisitetsnettet vil være avhengig av endringene i tilbud av og etterspørselen etter elektrisitet. Spesielt vil store økninger i etterspørselen eller tilbudet i bestemte regioner kunne medføre behov for investeringer i sentral- og regionalnettet. I tillegg skjer det stadig en forbedring av anleggskomponenter og overføringsteknologi som benyttes i kraftnettet. Det er imidlertid ingen teknologiske fremskritt de siste årene som synes å medføre vesentlige endringer i energitapene i kraftnettet.

I Statnetts nettutviklingsplan mot 2020 er investeringer i sentralnettet estimert til om lag 6,2 milliarder kroner i perioden 2003-2010, eller gjennomsnittlig om lag 775 millioner kroner pr. år. Fra 2010 til 2020 er investeringene anslått til 3,4 milliarder kroner eller 340 millioner kroner pr. år. Dette estimatet omfatter ikke eventuelle investeringer i kabler til utlandet. Frem mot 2010 representerer dette et betydelig høyere investeringsnivå i sentralnettet enn det vi har registrert gjennom de senere årene, men likevel lavere enn før 1996.

På bakgrunn av regionale kraftsystemplaner utarbeidet ved årsskiftet 2002-2003, framgår et planlagt investeringsbehov i regionalnettet på om lag 7 milliarder kroner i den kommende 10 års perioden. Dette utgjør et årlig gjennomsnitt på 700 millioner kroner. Dette er et vesentlig høyere investeringsnivå enn det vi har erfart de siste årene.

10.5 Konklusjon

Med dagens teknologi for overføring av elektrisk energi, vil det alltid være tap. Størrelsen på tapene må imidlertid vurderes i forhold til både de kvantifiserbare kostnadselementene som investeringskostnader, drifts- og vedlikeholdskostnader, flaskehalskostnader og avbruddskostnader, samt de ikke-kvantifiserbare kostnadene knyttet til miljø, estetikk, sikkerhet og sårbarhet. Det er lite som taler for at tapskostnadene i systemet alene nødvendiggjør et behov for investeringer. Det er de totale kostnadene som er viktig ved tiltak i kraftnettet. En ensidig minimalisering av energitapene i kraftnettet uavhengig av utviklingen i andre kostnader, vil medføre meget store samlede kostnader forbundet med overføringstjenester og vil være lite samfunnsmessig rasjonelt.

Det er utredet et behov for betydelige investeringer både i sentral- og regionalnettet som på sikt vil kunne være gunstig i forhold til å redusere energitapene i kraftnettet. Dette vil imidlertid være tiltak som iverksettes for å redusere de totale kostnadene i kraftsystemet og ikke ene og alene for å redusere nettapene. Det er netteierne som må vurdere hvilke tiltak som vil være aktuelle å gjennomføre ut i fra de til enhver tid gjeldende rammevilkår.

Departementet anser ikke energitapene i det norske kraftnettet som unødvendig høye. Energilovens system knyttet til planlegging og realisering av investeringer i kraftnett og andre elektriske anlegg, er etter departementets vurdering hensiktsmessig. Krav om kraftsystemutredninger og lokale energiutredninger, NVEs behandling av konsesjonssøknader for elektriske anlegg, nettselskapenes økonomiske insentiver gjennom inntektsrammereguleringen, samt krav om at nettleien skal reflektere tapet i overføringsnettet, legger etter departementets oppfatning til rette for en samfunnmessig rasjonell utvikling av overføringsnettet. Departementet legger til grunn at en gjennom dette tar hensyn til energitapet på en tilfredsstillende måte. Videre vises det til at Statnett SF skal gjennomføre investeringer i det sentrale overføringsnettet etter samfunnsøkonomiske prinsipper. Det er imidlertid fra myndighetenes side viktig å følge nøye med i utviklingen både av investeringer, nettap og leveringskvalitet i årene som kommer, for å sikre en samfunnsmessig rasjonell utvikling av kraftsystemet.

Olje- og energidepartementet

t i l r å r :

Tilråding fra Olje- og energidepartementet av 19. desember 2003 om forsyningssikkerheten for strøm mv. blir sendt Stortinget.

Vedlegg 1

Utredninger gjennomført i forbindelse med St.meld. nr. 18 (2003-2004) Om forsyningssikkerheten for strøm mv.

Bråten, Jan (2003): *Høsten da 27 gasskraftverk forsvant*, ECON Analyse.

Bråten, Jan (2003): *Når været styrer prisen*, ECON Analyse.

Bye, Torstein, Finn Roar Aune og Petter Vegard Hansen (2003): *Utviklingen i energimarkedet i Norden i 2002-2003,* Rapporter 2003/21, Statistisk sentralbyrå.

Bye, Torstein og Pål Marius Bergh (2003): *Utviklingen i energiforbruket i Norge i 2002-2003*, Rapporter 2003/19, Statistisk sentralbyrå.

ECON Senter for økonomisk analyse (2003): *Internasjonale erfaringer med kraftforsyningskriser,* Rapport 2003-071

ECON Senter for økonomisk analyse (2003): *Tørrår i Norden, Nordiske reaksjoner*, Notat 1/03.

ECON Senter for økonomisk analyse (2003): T*ørrår i Norden, 2002: Høsten da tilsiget sviktet*, Notat 2/03.

ECON Senter for økonomisk analyse (2003): *Tørrår i Norden, Hvor godt har overføringssystemet fungert?*, Notat 4/03.

ECON Senter for økonomisk analyse (2003): *Tørrår i Norden, De danske Kraftproducenters reaktion*, Notat 5/03

ECON Senter for økonomisk analyse (2003): *Tørrår i Norden, Sank forbruket i Norge?*, Notat 7/03.

ECON Senter for økonomisk analyse (2003): *Tørrår i Norden, Har norske produsenter sløst med vannet?*, Notat 8/03

ECON Senter for økonomisk analyse (2003): Tørrår i Norden, *Svenska Kraftproducenters reaktion*, Notat 9/03

Eika, T. og J. A, Jørgensen (2003): *Makroøkonomiske virkninger av høye strømpriser i 2003. En analyse med den makroøkonometriske modellen KVARTS*, Notater 2003/62, Statistisk sentralbyrå.

Førsund, Finn R., Rolf Golombek, Michael Hoel og Sverre Kittelsen (2003): *Utnyttelse av vannkraftmagasiner*, Frischsenteret.

Institutt for strategisk analyse (INSA) (2003): *Fast og mobil tørrårskapasitet, Evaluering av konsepter, muligheter og myndighetstiltak*.

Halvorsen, Bente og Runa Nesbakken (2003): *Hvilke husholdninger ble rammet av vinterens høye strømpriser?* Økonomiske analyser 5/2003, Statistisk sentralbyrå.

Nordel (2003): *Evaluering av vinteren 2002/2003*.

Norges vassdrags- og energidirektorat (2003): *Forbruksutvikling 2002-2003*, Rapport nr 16/2003.

Norges vassdrags- og energidirektorat (2003): *Nedbør, temperaturer og tilsig i 2002/03 – En beskrivelse av klima og tilsigsforhold i Nore og Sverige*, Rapport nr 12/2003.

Norges vassdrags- og energidirektorat (2003): *Tørrårsberegninger – Analyse av forløp, hyppighet og utbredelse av tørke i Norge og Sverige*, Rapport nr 13/2003.

SINTEF Energiforskning AS (2003): *Utredning vedrørende vannmagasindisponeringen 2002-2003*, TR F5851.

SINTEF Energiforskning AS (2003): *Energiopsjoner og mobile gasskraftverk*, TR F5880.

SKM Energy Consulting (2003): *Virkemidler for å møte en knapp energibalanse*.

SKM Energy Consulting (2003): *Forventninger, skatt og optimal disponering av vannmagasiner*.