Et kraftmarked blir til

Et tilbakeblikk på den norske kraftmarkedsreformen

Jan Moen
Sverre Sivertsen
(red.)

Norges vassdrags- og energidirektorat
2007

Norges vassdrags- og energidirektorat
Middelthunsgate 29
Postboks 5091 Majorstua
0301 Oslo

Telefon: 22 95 95 95
Telefaks: 22 95 90 00
Internett: www.nve.no

Formgivning og layout: Rune Stubrud, NVE
Trykk: Grafia AS
Foto: NVE hvor ikke annet er oppgitt
Opplag: 2000
ISBN: 978-82-410-0639-5

Innhold

Forord 5

Innføringen av energiloven sett innenfra
Svein Roar Brunborg 9

Bakgrunnen for den norske kraftmarkedsreformen
Einar Hope 25

NVE og energiloven
Erling Diesen 38

Et statlig nettselskap blir til
Svein Storstein Pedersen 48

Punkttariffer – en viktig byggesten i kraftmarkedet
Jon Sagen 57

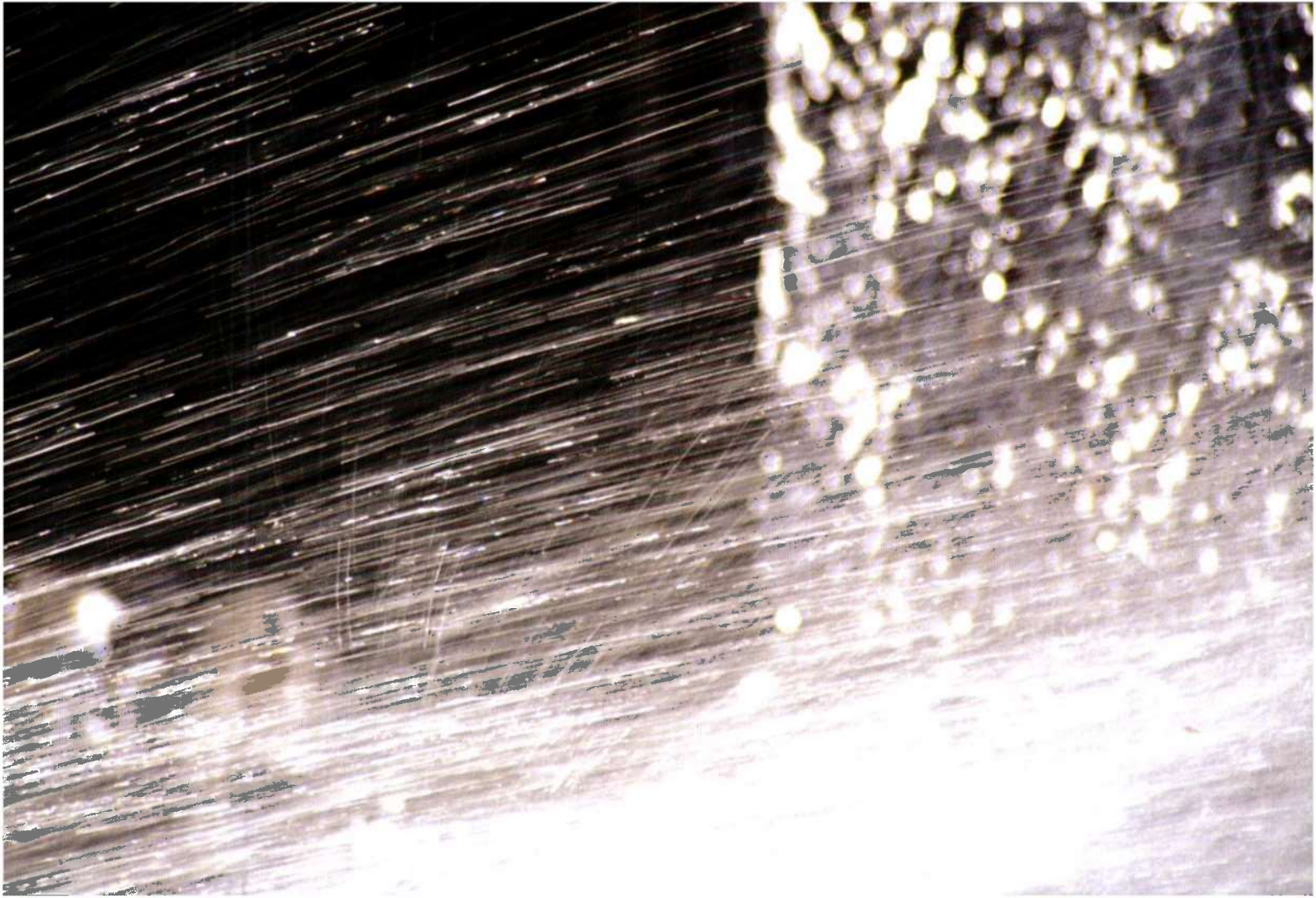
NVE innfører ny regulering av nettvirksomheten
Jan Moen 67

Effektivitetsanalyser i reguleringen av nettselskapene
Tore Langset 77

KILE-ordning – en stimulans til å opprettholde sikker levering av elektrisk kraft
Tore Langset 84

Husholdningsmarket blir skapt
Jan Moen 89

Den norske kraftmarkedsreformen og samarbeidet med Europa
Jan Moen 96



Forord

I de senere årene er det kommet flere bøker om norsk kraftforsyning. Ingen av bøkene tar spesielt for seg kraftmarkedsreformen som kom med innføringen av den nye energiloven i 1991.

En av de mest grundige analysene av norsk kraftforsyning finner vi i boka "Strøm og styring" forfattet av Lars Thue der NVE er oppdragsgiver. Boka kom i 1996 da NVE feiret sitt 75 års-jubileum. Lars Thue dekker en lang periode fra starten på elektrifiseringen av landet rundt 1900, og fram til 1990-tallet da de viktigste brikkene i kraftmarkedsreformen var lagt.
De fleste forfatterne vier ikke kraftreformen særlig stor interesse. I denne framstillingen retter vi derfor blikket spesielt mot perioden fra 1988 til 1997. Hensikten er å studere nærmere grunnlaget for den praktiske tilpasningen, hvor idéene ble hentet fra, hvilke problemer vi sto overfor og hvordan løsningene kom i stand.

Når det gjelder bakgrunnen for reformen, synes det å ha festet seg en oppfatning at den kom som lyn fra klar himmel da den nye olje- og energiministeren i Syse-regjeringen, Eivind Reiten, snudde opp ned på tidligere forslag om å danne 20 regionale vertikalt integrerte energiverk i Norge.

Denne boka viser at tanker og idéer om en mer markedsbasert reform ble diskutert langt tidligere enn de fleste er klar over. Impulsene kom fra flere miljøer, og det var mulig å samordne disse på en måte som gjorde at reformen kunne gjennomføres med stor tyngde. Eivind Reiten hadde nok større støtte for sine idéer enn det som vanligvis kommer fram i seriene med jubileumsutredninger. Lars Thue tar riktignok for seg denne perioden, men han har mest fokus på den politiske behandlingen av den nye energiloven. I kapitlet "Tilfeldighetens spill" peker han på at tidspunktet loven ble behandlet i Stortinget hadde stor betydning for resultatet. Dersom det hadde blitt noen måneders utsettelse, er hans spådom at en klar markedsprofil ikke ville ha blitt valgt.

Tanken om å lage en markedsbasert modell hadde kommet langt i Norge allerede før 1990, og miljøer både i Finansdepartementet og Olje- og energidepartementet hadde klare idéer om reformer før det akademiske miljøet rundt professor Einar Hope ble engasjert i sitt utredningsprosjekt. Flere av forfatterne peker på at Norge allerede hadde gode løsninger i sitt kraftsystem. Disse kunne utvikles videre i markedsmessig retning. Et eksempel var Samkjøringen som allerede på 1970-tallet fungerte som en omsetningssentral.

I arbeidet med den nye energiloven var det stor oppmerksomhet om hvordan en kunne få til utjevning av priser og at oppdekkingsplikten burde løses på en mer effektiv måte. Debatten ble nå ikke lenger dominert av ingeniører, men av økonomer med spesiell interesse for energimarkedet. Markedsdominerte løsninger hadde i lengre tid vært debattert i økonomimiljøer i USA og Frankrike. Allerede på 1950-tallet utviklet franske økonomer kriterier for investeringer og prissetting av kraft. De norske økonomene som deltok i debatten om kraftreformene, hadde for lengst oppdatert seg på disse nye tankene. En debatt om kraftreformer hadde på denne måten fått nye støttespillere i viktige posisjoner både i departementer og forskningsmiljøer.

Foruten England var både Chile og Argentina i gang med å gjennomføre sine kraftreformer samtidig med Norge. EU hadde også konkrete planer om et felles energimarked, men det tok tid å enes om et markedsdirektiv. Det var først på plass i 1996. Etter hvert oppsto det aktive miljøer i mange land som videreutviklet reformer i kraftsektoren. Det er viktig å huske på at reformene overalt hadde sitt utspring i nasjonale forutsetninger.
For Norges del viser vi at mange av elementene som var nødvendig for å gjennomføre reformen, var til stede før reformarbeidet startet. Men mange var bare på idéstadiet. Utfordringen for myndighetene og NVE var å utvikle en helhetlig forståelse for reformen, finne gode samarbeidsprosesser - ikke minst med bransjen - og deretter utvikle de praktiske elementene i reformen. Vi kunne ikke vente på at alle brikkene ble utredet i detalj slik at alt passet sammen og reguleringen kunne virke effektivt. Flere av forfatterne bruker tidligere vassdrags- og energidirektør Erling Diesens uttrykk om at veien ble til mens vi gikk. Dette et svært dekkende for situasjonen.

Kraftreformen kom også på et gunstig tidspunkt for NVE som nettopp hadde gjennomført en full omorganisering og var i ferd med å få på plass en enøk- og markedsavdeling som skulle bli regulatorenheten. Kjernen i enheten var "elektrisitets-økonomer" som kunne føre idéene fram til en operasjonell regulering av kraftsektoren.

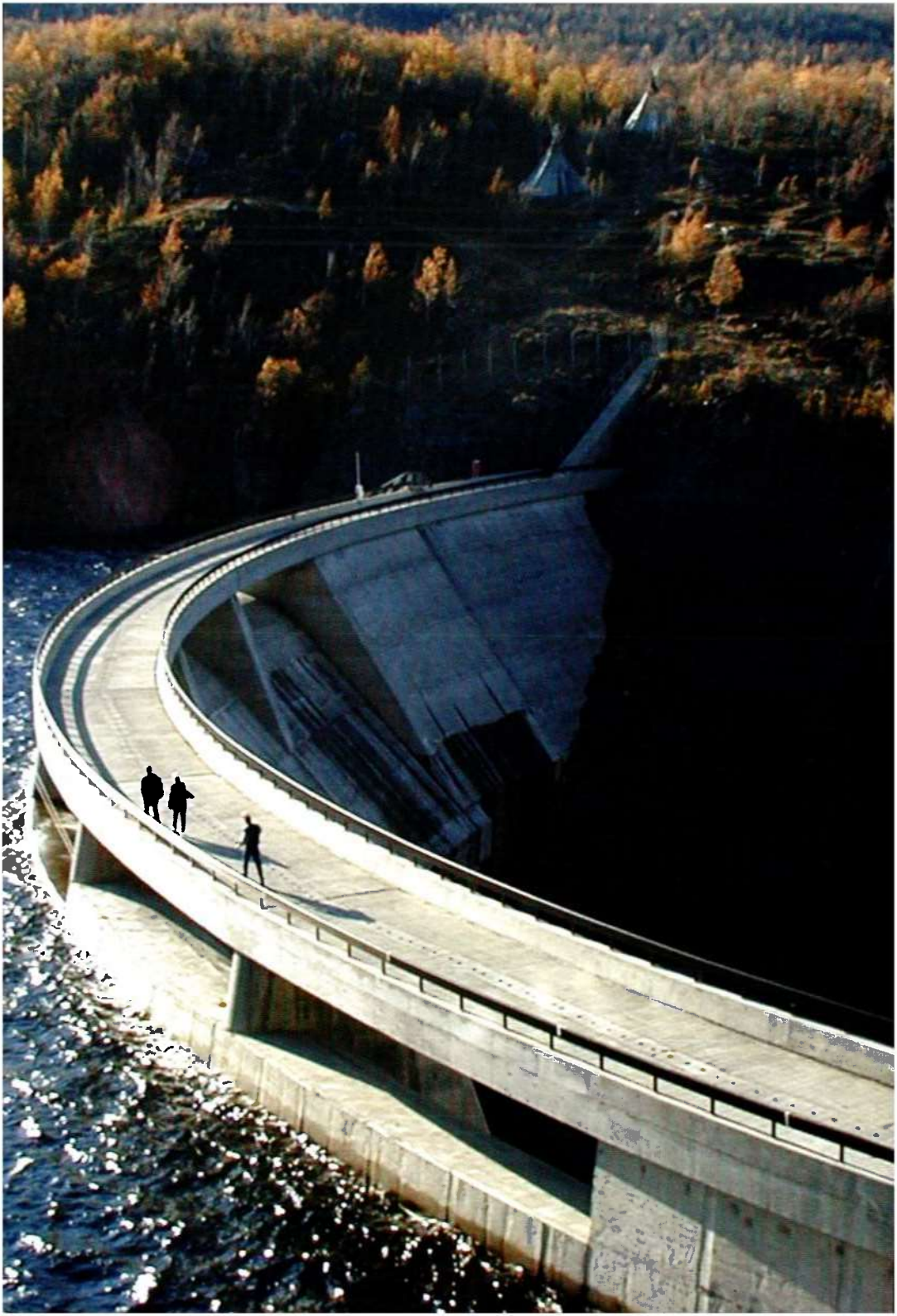
Ganske fort ble den norske kraftreformen lagt merke til i utlandet, og at et lite land kunne ha slik framgang, vakte også oppsikt utenfor Europa.

Rapporten gir et innblikk i hvordan NVE fant praktiske løsninger på viktige utfordringer i perioden fra 1988–1995. Noen få sentrale personer som hadde nøkkelposisjoner i reformarbeidet ble kontaktet og bedt om å forfatte sin personlige versjon av hva som skjedde i denne korte perioden. Det betyr at samlingen av artikler ikke kan oppfattes som fullgod historieskriving, men som korte tilbakeblikk på viktige faser i kraftmarkedsreformen. Artiklene står helt og fullt for forfatterenes egen regning. En grundig evaluering vil kreve at kraftreformen settes inn i et lengre og mer omfattende perspektiv. Denne delen får vi overlate til andre å vurdere.

Et vesentlig moment for at vi kunne lykkes med reformen, var det gode samarbeidet og samspillet vi hadde med kraftbransjen gjennom høringer og felles utredninger. Her skiller vi oss en god del fra andre land hvor reformarbeidet ble drevet av frittstående konsulenter som i stor grad arbeidet uavhengig av bransjen. Muligens kan det være en av forklaringene på at framdriften gikk så raskt i Norge.

Vi vil takke alle som har bidratt til at dennne publikasjonen ble en realitet. En spesiell takk til de eksterne bidragsyterne Svein Roar Brunborg, Einar Hope og Svein Storstein Pedersen som har gravd dypt i gamle dokumenter for å hente fram ny kunnskap om en særdeles viktig periode i norsk kraftforsynings historie.

Oslo, mai 2007
Jan Moen



Innføringen av energiloven sett innenfra

Svein Roar Brunborg

Energiloven var en dristig reform som fra den ene dagen til den andre flyttet makt fra produsenter til forbrukere. Men samtidig ble kundene eksponert for en risiko som tidligere ble tatt hånd om av et produsentsamvirke. I Norge kunne vi bygge de praktiske løsningene ved hjelp av bransjens egen kompetanse. Britene innledet sin reform før oss. De gjorde det gradvis og med mange løsninger som ble tredd nedover hodet på bransjen. Men de har ennå ikke fått et marked som er like avansert og velfungerende som det norske nå har vært i snart 15 år.

Som byråsjef i Olje- og energidepartementet fra sommeren 1988 til 1993, var det mitt arbeidsområde å utforme og gjennomføre energiloven. Formålet med denne artikkelen er å belyse det som skjedde med den interne departementale prosessen som ståsted. Det er bare plass til bruddstykker av historien. Men det er en historie som handler om utvikling av systemforståelse, begrepsinnsikt og begrepsbruk og om politisk problemløsning og økonomisk teori. Den handler også om politiske ideologier som brynes mot fag- og sektorinteresser og om enkeltpersoner og tilfeldigheter som kan få en rolle i det store spillet.

Bakgrunnsteppet

På meget kort tid førte loven til en dramatisk nyorientering i energisektoren. Men idéene og tankene dukket ikke opp som troll av eske rundt 1990. Etableringen av kraftmarkedet var heller ingen blåkopi av en internasjonal trend i retning av å konkurranseutsette og privatisere offentlig virksomhet. Det var en norsk løsning

Svein Roar Brunborg

Selvstendig rådgiver i eget firma.
Tidligere avdelingsdirektør i Olje- og energidepartementet

på et lenge følt nasjonalt problem. Loven ble til i den norske virkeligheten. Mitt første bidrag til tenkningen om et norsk kraftmarked kom våren 1985. Jeg jobbet i Miljøverndepartementet med den energipolitiske omtalen i meldingen om Samlet plan for vassdrag. Planen tok visse regionale hensyn, men var en nasjonal prioritering av utbyggingsrekkefølge, uavhengig av den fylkesvise ubalansen mellom elforbruk og utbyggbar vannkraft. De lokale kraftprodusentene hadde oppdekkingsansvar. Statkraft skulle forsyne verk i underskuddsområder samtidig som verk med billige utbyggbare vannkraftressurser lot disse ligge på vent inntil de fikk bruk for dem selv. Mitt forslag om at slike skjevheter kunne løses ved å etablere en markedslignende krafthandel mellom produsentene, falt ikke i spesielt god jord i Olje- og energidepartementet. Men et lite avsnitt ble tatt inn i meldingen og er den første omtalen av et kraftmarked i noe stortingsdokument.

Diskusjonene omkring fastkraftnivå, tilfeldigkraftens rolle og bruk av kalkulasjonsrente ved beregning av langtidsgrensekostnad for utbygging av ny fastkraft, var preget av uklarheter både i begrepsbruk og forståelse av økonomiske prinsipper. En årsak til uklarheten var at verken utbyggingskostnader eller prisnivået i norsk kraftsektor var entydig definert.

Fastkraftkostnaden var en funksjon av nivået på den offentlige kalkulasjonsrenten. Prisene til kundene sprikte og var individuelle gjennomsnittskostnader for det enkelte lokale verk når nett og produksjon ble slått sammen. Statistisk sentralbyrå regnet ut at om kraftverkene hadde blitt bygd ut etter stigende kostnad, og ikke hulter til bulter, hadde samfunnet spart nær en milliard kroner fram til begynnelsen av 1980-tallet. Det var et stort tall den gangen. Overutbygging av kraft kunne også leses ut av prisnivået i Samkjøringens tilfeldigkraftmarked. Fra 1980 og fram mot 1990 sank disse prisene til et vesentlig lavere nivå enn kostnadene for ny kraft.

Jeg var ansatt i NVE i 1983 og 1984 og fikk anledning til å sette meg inn i det metodemessige grunnlaget for beregning av systemets fastkraftevne. Det styrket inntrykket av en uklar bruk av økonomiske prinsipper og bruk av skjønnsmessige vurderinger med store samfunnsøkonomiske konsekvenser. En viktig illustrasjon på dette fraværet av normale investerings- og priskriterier fikk vi med Altautbyggingen omkring 1980. Lønnsomheten forutsatte en tilfeldigkraftpris som bare kunne oppnås om det ble bygd nye overføringslinjer sørover. Men med slike linjer var prosjekter i Sør-Norge billigere å bygge ut. Altautbyggingen ble likevel trumfet igjennom for å tilfredsstille kravet om lokal oppdekking. Denne erfaringen fortalte meg at en økonomisk reform av kraftsektorens virke- og tenkemåte ville gi bedre miljømessige og økonomiske avveiinger. Det er et tankekors at det i tiåret før arbeidet med energi-

loven ble påbegynt, var bedre grunnlag for tanker om økonomiske utbyggingskriterier og markedsløsninger i Miljøverndepartementet enn i energisektorens eget departement.

Dette er tankegodset jeg tok med meg inn i Olje- og energidepartementet i 1988, og det preget mitt arbeid med energiloven. Norsk kraftforsyning hadde store avvik fra sunn samfunnsøkonomisk tilpasning, noe som også ga betydelige miljømessige tap.

Men også andre prosesser satte sitt preg på reformen. Det ble på denne tiden lagt fram en offentlig utredning om en bedre organisert stat. Det var en trend i flere europeiske land å redefinere roller og beslutningsstrukturer i offentlig sektor og forvaltning. I mange land ble deregulering koblet sammen med krav om privatisering som middel til å effektivisere offentlig sektor. I Norge ble det derimot fokusert på at strukturelle endringer i seg selv kunne effektivisere offentlig virksomhet. Skillet mellom monopol og konkurranse, tydeliggjøring av forskjellen på forvaltning og forretning, deregulering og insentiver var nøkkeltema i denne utredningen, og ble det også i arbeidet med energiloven.

At privatisering var et ikke-tema for det norske reformarbeidet, hadde også politiske årsaker. Sosialdemokratiske regjeringer er ikke forkjempere for mindre offentlig eierskap. Det er tvilsomt om energiloven kunne ha blitt fremmet og akseptert om vi hadde vekket til live en kontroversiell privatiseringsdebatt i samme slengen. Det ville ha generert en motstand som egentlig ikke hadde vært en motstand mot selve loven, men bunnet i frykten for at arvesølvet skulle bli solgt ut. Privatiseringstanken var helt fraværende internt i departementet.

Energilovutvalget hadde avgitt sin innstilling midt på 1980-tallet, men uten at det juridiske miljøet hadde fanget opp, og lagt til grunn, markedstenkningen i sitt forslag til endringer. Hovedfokus var fylkesvis ansvar for kraftoppdekkingen. Økonomisk effektivisering skulle oppnås gjennom færre og større fylkesvise enheter. Det var stordrift framfor økonomiske insentiver og konkurranse. Tanken om ett stort nasjonalt kraftselskap levde fortsatt.

Den første strategien

Departementets arbeid med energiloven begynte høsten 1988. Tanken om et kraftmarked var modnet, og tiden var kommet for å finne innretningen på reformen. Arbeidsformen ble en intern kontaktgruppe mellom Olje- og energidepartementet og Finansdepartementet, supplert med Einar Hope fra Senter for anvendt forskning (SAF) i Bergen.

Gruppen dannet fort et felles tankesett for de viktigste elementene i reformen. SAF fikk penger til å sette i gang forskning og bygde opp en nasjonal kompetanse på høyt faglig nivå som ble til stor nytte for både departementet, NVE og andre aktører utover på 1990-tallet. Men på dette tidlige stadiet var den faglige samtalen det viktigste for å skape en felles forståelse for hva som var de viktige grepene. Det skapte en allianse mellom Olje- og energidepartementet og Finansdepartementet som gjorde at det ble holdt en stødig hånd om reformarbeidet og sikret det en jevn og tydelig framdrift i årene som kom.

Jeg oppsummerte kontaktgruppens diskusjoner i et strategisk dokument om deregulering og markedsorientering av den norske kraftforsyningen. Det ble på 15 sider og var embetsverkets "julegave" til statsråd Arne Øyen. Et par dager ut på nyåret kom notatet tilbake med en kort, men avklarende påskrift: "OK, AØ". Dermed var reformtankene politisk forankret, og vi kunne skrive tekst til en lovproposisjon.

Jeg har bevart en kopi av notatet. Det gir et interessant tilbakeblikk. Vi har i dag en fortrolighet til begreper om kraftmarkedet som vi ikke hadde for 19 år siden. Men bak ordene gjenkjennes tydelig de viktigste elementene i prosessen som ble gjennomført de neste 3-4 årene.
Sentralt i departementets vurdering var å organisere de forretningsmessige delene av kraftsektoren mest mulig lik annen forretningsmessig virksomhet. Et operativt grep var at regnskapsførselen skulle følge aksjelovens bestemmelser. Kommunale regnskapsforskrifter er ingen god veileder for rasjonelle økonomiske beslutninger. Selv så jeg at dette virkemidlet kunne få et større nedslagsfelt enn bare kraftselskapene. Over 50 prosent av norske kraftverk var eid av kommuner. Med energiloven ville ansvarsforholdet mellom kommunale eiere, styre og selskapenes administrasjon bli profesjonalisert og tjene som en læringsarena for annen kommunal forretningsvirksomhet. Energiloven ble det første tydelige eksemplet på en organisering av offentlig eid virksomhet som i dag oppfattes som helt vanlig og nødvendig.

Kraftmarkedet beskrives i strateginotatet som et handelssystem mellom produsentene, fordelingsverkene og større kunder. Kundene blir tilgodesett gjennom fleksible priser og tariffer som forutsettes å gjenspeile leveringsbetingelsene i markedet mellom de store aktørene. Det er lett å tolke dette som et ønske om ikke å gå for langt i markedstenkning. Men sannheten er at dette gir uttrykk for hvor langt man høsten 1988 var kommet i forståelsen av hva som reellt var mulig å gjennomføre.

Loven som ikke ble vedtatt

Det interne strateginotatet var mer markedsorientert enn utkastet til lov som ble

lagt fram våren 1989. Det ble diskutert om det rent formelt var mulig å fremme så drastiske omlegginger. Energilovutvalget hadde ikke forholdt seg til de nye idéene om markedet, og forslagene hadde derfor ikke vært på høring i bransjen. I Ot. prp. nr. 73 (1988-89) henger det derfor igjen mye tanker fra tiden før markedstenkningen slo igjennom. Fylkesvise, vertikalt integrerte energiverk med oppdekkingsplikt skulle fortsatt være hovedbrikkene i kraftsektoren. Hovedfokus var på organisering i større enheter, både for å oppnå prisutjevning og bedre den økonomisk effektiviteten gjennom stordriftsfordeler. Markedstankene kommer først og fremst til uttrykk ved at man ikke lenger finner det hensiktsmessig å skille mellom fast og tilfeldig kraft. Det var også et ønske om at Samkjøringen, i tillegg til tilfeldigkraften, skulle legge til rette for omsetning av kraft med lengre tidsperspektiv.

For embetsverket var fylkesvis vertikal integrering et mål på tvers av markedstenkningen. I et internt utkast til loven var målet om vertikal integrering tonet ned, men i sluttfasen av den partipolitiske klareringen måtte setninger justeres slik at budskapet var politisk akseptabelt, og vertikal integrering ble igjen et mål. Selv trøstet jeg meg med at loven i det minste la til rette for de umodne markedstankene jeg hadde i meldingen om Samlet plan for vassdrag fire år tidligere. Men forståelsen av hva markedet kunne bidra med, hadde i løpet av disse årene kommet så mye lengre.

Den loven som Stortinget fikk til behandling, hadde ingen sterke forkjempere. I regjeringspartiet følte nok mange ubehag ved å fremme markedsideologi. I embetsverket følte man et tja, en start. Trøsten var bruken av ordet "arbeidsmål", som både er en kraftfull forpliktelse, men samtidig åpner for å snu 180 grader om anledningen byr seg. Loven ble da heller ikke behandlet før Stortinget tok sommerferie. Selv om den ble fremmet på nytt for et nyvalgt Storting høsten 1989, ble den trukket tilbake av en ny borgerlig regjering.

Men tiden trimmer tankene. Lovforslaget bidro til å bearbeide tenkningen omkring utviklingen av et kraftmarked, både innenfor og utenfor departementet. Slik var det en lykke at loven ble fremmet og en lykke at den ikke ble vedtatt.

Loven som ble vedtatt

Når statsråder har god sektorinnsikt og vet hva de vil, kan store avgjørelser tas raskt og uten lange diskusjoner. En ti minutters samtale med den nye statsråden, Eivind Reiten, var tilstrekkelig til å avklare retningen på et nytt forslag til energilov. Vekk var fylkesvis, vertikal integrering. Vekk var oppdekkingsplikt. Loven som ble lagt fram for de folkevalgte våren 1990, Ot. prp. nr. 43 (1989-90), hadde klarere likhetstrekk med det interne strateginotatet, men gikk mye lengre i beskrivelsen

av hvordan man så for seg markedet og hvilke krav og myndighetsroller som var nødvendig. Det var en mer åpen og likefrem bruk av økonomisk terminologi. Omorganisering ble til deregulering. Krafthandel mellom produsenter og distribusjonsverk ble til tilbud og etterspørsel. Man brukte ordet konkurranse uten blygsel. Samkjøringen hadde en sentral plass blant de institusjonene som omsetningen skulle skje igjennom. Selve lovteksten var omtrent den samme. Bare på et par punkter fikk paragrafene tillagt eller fjernet noen ord. Det viktige var tolkningen av loven, og den lå i den teksten som tegnet bildet av kraftmarkedet slik vi nå forsto at det kunne bli.

Energilovutvalget la ikke lenger noen demper på omtalen av hva vi ville med endringer i sektoren. Noen av problemstillingene fra lovutvalget var fortsatt relevante. Særlig gjaldt dette behovet for større enheter, men det ble lagt vekt på at størrelsen var viktig for aktørenes mulighet til å bygge opp profesjonell markedskompetanse. Det var konkurransen, og ikke stordriften i seg selv, som skulle effektivisere bransjen. Det var på distribusjonsleddet at behovet for sammenslåinger ble nevnt. Behovet for en monopolkontroll av distribusjonsleddet var også tydeligere formulert.

Lovteksten var viktig fordi den tegnet et bilde av sektorens framtid som et signal til aktørenes egen tilpasning. På samme tid skjedde viktige ting i bransjen selv. Kanskje inspirert av de samme markedstanker som i departementet, men like mye som et svar på de problemene bransjen selv så måtte løses. Sentralnettstariffenes utforming førte til at man måtte betale proporsjonalt med avstanden mellom kontraktspartnerne, selv om kraften noen ganger fløt motsatt vei. Departementet mente at sentralnettstariffene måtte finne en annen form for å legge til rette for markedsomsetning, men det var bransjen selv som tok initiativ til å utvikle punkttariffsystemet. Punkttariffsystemet ble tatt i bruk ett år etter at loven trådte i kraft, og fram til da var det små endringer i krafthandelen. Samkjøringen vedtok selv å åpne for at forbrukssiden kunne delta i handelen bare få måneder etter at loven var trådt i kraft. Energilovutvalget hadde få år tidligere indikert at Samkjøringen måtte vurdere restriksjoner på hvem som skulle få adgang til markedet. Tenkemåten var dramatisk endret.

Institusjon for kraftomsetning

I den første fasen av arbeidet med å gjennomføre loven som Odelstinget vedtok i juni 1990 ble fokus blant annet satt på organiseringen av selve kraftomsetningen. En arbeidsgruppe med representanter for Olje- og energidepartementet, Finansdepartementet, NVE, Statkraft, Samkjøringen og SAF utredet høsten 1990, de institusjonelle kravene til en omsetningsinstitusjon for kraft og organiseringen av

eksport og import.
Arbeidsgruppen så for seg at myndighetene måtte involvere seg tungt også i den praktiske utviklingen av markedsinstrumenter. Behovet for å standardisere kontraktene var viktig både for å sikre lave transaksjonskostnader og høy likviditet i kraftmarkedet. Tydeligere enn i selve loven blir kraftmarkedet i denne utredningen sett på som et instrument for å håndtere aktørenes økonomiske risiko.

Men kontraktssystemet måtte utvikles av aktørene selv. Myndighetenes oppgave var å sikre at omsetningsinstitusjonen hadde de riktige funksjonelle egenskapene. Og myndighetene måtte sikre at det kunne føres et tilsyn med hvordan omsetningssentralen utviklet seg. Arbeidsgruppen gikk inn for å lage en egen lov for dette formålet og at en forretningsmessig stiftelse kunne være en hensiktsmessig selskapsform for en kraftbørs.

Samkjøringen har spilt en avgjørende rolle for at kraftmarkedet kunne etableres og finne sin form i løpet av så få år. Samkjøringsmarkedet skulle ikke lenger være salderingsposten i fysisk kraftomsetning, men grunnstammen i utviklingen av markedet. Men det var også en klar oppfatning at det var uheldig at Samkjøringen ble oppfattet som en forlenget arm av produsentene, selv om man ellers så positivt på dens eksistens, innhold og kompetanse. Departementet var tydelig på at en institusjon for kraftomsetning måtte oppfattes som nøytral i forhold til aktørene i markedet.

Utenlandshandelen

Arbeidsgruppen tok også for seg prinsippielle og praktiske problemstillinger knyttet til utenlandshandelen. I dagens situasjon er tanker om samlet opptreden overfor utlandet politisk umulig på grunn av internasjonale handelsregler og EU-direktiver. Men dette skjedde i en tid hvor man forholdt seg til uklare signaler om hvordan regelverket i EU kunne utvikle seg. Unionen var bare så vidt under planlegging. Men utvalgets tolkning av i hvilken retning handelsreglene i EU ville gå, stemmer godt med hvordan de er blitt i dag.
Et viktig tema var muligheten til å hente ut den fulle verdien av det norske vannkraftsystemet. Dette gjaldt både den gode magasinkapasiteten, effektoverskuddet og den kortsiktige reguleringsevnen. Asymmetri mellom et norsk marked, åpent helt ned til den enkelte kunde og utenlandske markeder preget av nasjonale og regionale monopoler, var en uttrykt bekymring. En samlet opptreden overfor utlandet var hensiktsmessig så lenge vi handlet med land hvor det ikke lå til rette for salg direkte til kunder. Det var bred enighet i utvalget om behovet for en samlet opptreden, men med nyanser i den praktiske utformingen og organiseringen.

Utvalget var klar på at Norge ville ha fordeler av et nordisk marked for å sikre tilgang på ny produksjonskapasitet, men man burde ikke åpne for en fri handel før det var etablert like åpne markeder som det vi nå ville etablere i Norge. Utredningen antydet at forbehold også kunne kreves i eventuelle forhandlinger med EU. Men krav om symmetrisk markedsadgang var ikke like tydelig noen år senere, da det norsk-svenske kraftmarkedet ble etablert og da Norge skulle ta stilling til EUs eldirektiv. For sosialdemokratiske regjeringer var det kanskje ikke naturlig å kreve forbehold i et handelsregime begrunnet med at EU er for lite markedsorientert.

Om det i det hele tatt var mulig å kontrollere eksport så lenge man hadde en løpende kortsiktig utveksling, var det få som stilte spørsmål om. Det var enighet om at en samlet opptreden overfor utlandet ikke skulle hindre en effektiv, kortsiktig utveksling av kraft. I dag ser vi lettere at det i realiteten aldri har vært noe fysisk hinder for eksport av langsiktige kontrakter, så lenge den kortsiktige utvekslingen har vært styrt av prisene i det kortsiktige markedet. Samkjøringsmarkedet hadde alltid sørget for at eksport i våtår og import i tørrår ble styrt av de kortsiktige prisene. Og slik skulle det fortsatt være. Fysiske flaskehalser og en eventuell samlet opptreden skaper økonomisk usikkerhet og avleirer gevinster, men vil i en langsiktig, finansiell krafthandel kunne betraktes som en forholdsvis forutsigbar økonomisk kostnad med tilhørende prisforskjell. Her har forståelsen av samkjøringsmarkedets virkemåte lagt et viktig grunnlag for handelen over landegrensene. Og det er nok et eksempel på hvordan den begrepsmessige tenkningen og systemforståelsen har utviklet seg med utgangspunkt i energiloven.

Samkjøringen og Nord Pool

Samkjøringen la ned seg selv og ble en del av det nyopprettede Statnett under navnet Statnett Marked. Det var ingen konfliktløs ordning, men balanserte ut myndighetenes ulike hensyn. På den ene siden å ha en latent kontroll- og tilsynsmulighet. På den annen side erkjennelsen av at de praktiske handelsinstrumentene måtte utvikles på et nøytralt sted og på de handlendes egne premisser. Modellen av Oslo Børs som en forretningsmessig stiftelse, falt ikke naturlig. Særlig Finansdepartementet var negativ til denne typen selskapsform. Men omsetningskonsesjonsordningen, som energiloven ga anledning til å etablere, var et godt nok instrument for myndighetstilsyn også på dette området. Det ble underveis klart at en videreutvikling av Samkjøringen ville være en grei løsning, dersom den bare kunne gis en nøytral plassering.

Det var smertefullt for mange at Samkjøringen nedla seg selv og ble overført til

Statnett, men til stor lettelse for oss i departementet. Vi hadde ingen klar strategi for hva vi ellers skulle gjøre. Veien videre ville ha blitt annerledes og mye vanskeligere uten en slik beslutning.

Hvor viktig var Samkjøringen?

Tidligere generaldirektør Vidkun Hveding var, etter hva jeg er blitt fortalt, den som initierte en markedsbasert, offentlig prissetting av den kortsiktige utvekslingen mellom produsentene. Dette skjedde sist på 60-tallet. Systemet var operativt fra 1971 og gjorde aktørene i den norske kraftsektoren fortrolig med markedstenkning. Kraftsektoren hadde selv utviklet markedsmekanismer med ulik tidshorisont for å løse egne problemer. Regulermarkedet var operativt ved introduksjonen av energiloven. I tillegg ble det omsatt såkalt suppleringskraft, tilfeldigkraftleveranser på tre til fem måneders sikt. Mange akademikere var skeptiske til å kalle dette et kraftmarked siden det bare var åpent for produsenter. Men jeg mener at Norge har hatt et kraftmarked helt siden 1971. Samkjøringen ga den norske kraftreformen viktige hjørnesteiner den kunne bygges på. Prosessen omkring energiloven frigjorde dette markedet fra en uhensiktsmessig produsentkontroll.

Men hva var egentlig Samkjøringen? Samkjøringen forvaltet et betydelig økonomisk og teknisk ansvar i det norske kraftsystemet, men det formelle grunnlaget var ikke annet enn en medlemsforening. Vår bekymring lå mer på det prinsippielle enn det reelle. Den organisasjonen som ivaretok systemansvaret var et frivillig privatrettslig fellesskap, og var ledet av en bransje med et klart uttrykt samfunnsansvar. Vi regnet derfor med at frekvensen i det norske kraftsystemet ville holde seg på 50,00 Hz også dagen etter at energiloven trådde i kraft. Og det slo til. Det var likevel nødvendig å forankre dette ansvaret mer formelt, og ved omorganiseringen av Statkraft, ble dette ansvaret entydig tillagt Statnett SF. Systemansvar og driftskoordinering var nye og ukjente begreper for økonommiljøet i departementet. Men vi klarte etter en stund å tolke dette som en viktig grenseflate mellom elsystemets fysiske kravspesifikasjoner og handelen med kraft. Hvis handelen med kraft kunne skje kontinuerlig, og med meget høy tidsoppløsning, ville kraftmarkedet og driftskoordineringen konvergere mot ett og samme system. Dette er så langt ikke en praktisk mulighet, og noen må gis et ansvar for at kraftsystemet til enhver tid er fysiske stabilt. En klargjøring og tydeliggjøring av det formelle og praktiske systemansvaret er av de mindre synlige jobbene som ble videreført utover på 1990-tallet, men er like fullt en av grunnpillarene i et velfungerende kraftmarked.

En tilsvarende uklarhet var knyttet til de økonomiske oppgjørsformene for handel-

en med tilfeldigkraft. Bransjen hadde god økonomi og full kontroll med sin inntektsstrøm. Før energiloven trådde i kraft, var det derfor ingen som tvilte på at de ville få oppgjør for sin krafthandel. Men kraftmarkedet introduserte en økonomisk risiko og endrede økonomiske insentiver hos aktørene. Med en mer omfattende finansiell handel med kraft og nye typer aktører, så vi at sikkerhet for økonomiske oppgjør kunne bli en viktig forutsetning for tilliten til markedet og dermed også for den rolle markedet var tiltenkt. Jeg hadde flere møter med representanter for både Oslo Børs og Norsk Opsjonssentral for å få innsikt i hvordan disse institusjonene hadde organisert sine transaksjonssystemer. Ved etableringen av Statnett Marked var dette en av de tingene som måtte få en praktisk løsning.

Med et operativt kraftmarked på plass kunne myndighetene primært fokusere på organisering, tilsyn og formelle rammer omkring markedet. I departementet så vi etterhvert at vi var kommet til dekket bord. I strateginotatet høsten 1988 var tanken at myndighetene skulle og måtte ha en sterk involvering i utviklingen av selve markedsinstrumentene. I utredningen om omsetningsinstitusjon høsten 1990 var det en viss avgrensing av myndighetenes rolle. Myndighetene skulle ha tilsyn med utviklingen av markedsplassen og standardkontrakter. Bransjen selv skulle være involvert. I praksis ble myndighetenes rolle enda mer distansert og har i praksis holdt seg langt unna utviklingen av selve markedsinstrumentene. Gjennom Statnett eide man kraftbørsen. Departementet involerte seg aldri direkte, men lot seg holde orientert.

Arbeidet med energiloven ble en gradvis bevisstgjøring av hva myndighetene måtte initiere og ta ansvar for, og hva som i større grad både kunne og skulle overlates til aktørene. Alle velfungerende børssystemer og markedsplasser har utviklet seg på de handlendes premisser og ikke som et diktat fra myndighetene. Myndighetenes gradvis økende distanse til praktisk børsutforming kan ha vært en nødvendighet for at den skulle få en nødvendig tillit hos aktørene og dermed en god funksjonalitet. Statnetts eierskap til Nord Pool har ført til noe friksjon i forhold til markedsaktørene, men representerer en hårfin balanse mellom myndighetskontroll og handelssystemets uavhengighet.

Samkjøringens tilstedeværelse førte til at utviklingen gikk raskt fra departementets tanker om egne omsetningssystemer for langsiktige fysiske leveranser til at bransjen selv tenkte i retning av kontrakter som en prissikring i forhold til tilfeldigkraftmarkedet. Pådriverne i dette var klarsynte private aktører. Noen av dem tjente gode penger på å være tidlig ute, men preget utviklingen i en retning som har vist seg både fleksibel og kostnadseffektiv. Handel med bilaterale kontakter utviklet seg parallelt og uavhengig av myndighetenes arbeid med en felles markedsplass.

I departementet innså vi etter hvert at kraftbørsen selv måtte bevise at den var et kostnadseffektivt, likvid og sikkert omsetningssted i konkurranse med bilateral handel og andre børslignende omsetningssystemer i privat regi.

Samkjøringens betydning for utviklingen av det norske kraftmarkedet kan også illustreres med forskjellene mellom den norske og britiske kraftmarkedsreformen. Vi dro på studietur til departementskolleger i London. I det britiske departementet fikk vi presentert en meget høy stabel med konsulentrapporter som skulle sikre et velfungerende kraftmarked. Britene brukte konsulenter utenfor kraftbransjen til å utforme alle detaljene i et system som skulle tres nedover hodet på aktørene i bransjen. Det var i Storbritannia bare et fåtall store produksjonsenheter som skulle konkurrere om salg til nyetablerte regionale distribusjonsselskaper basert på kontraktstyper utviklet av myndighetene.

Det norske samkjøringssystemet har på sin side utviklet seg fra 1930-tallet som et frivillig samarbeidsorgan for de mange små produsenter og distributører. Både geografiske og demografiske forhold i Norge er årsaken til at en viktig forutsetning for et marked er oppfyllt, nemlig et stort antall aktører som hver for seg ikke kan påvirke markedet alene. Og det norske vannkraftsystemet er utsatt for naturens luner. Varierende og usikre tilsigsforhold skaper et naturlig behov for markedsdisposisjoner på kort og mellomlang sikt. Det praktiske handelssystemet, systemansvaret og transportreglene er utviklet med basis i bransjens egen kompetanse og behov, både før og etter innføringen av energiloven. Myndighetene har riktignok tredd rammer og spilleregler ned over bransjen, men ikke den praktiske utformingen av handelen. Den norske kraftbransjen har derfor et sterkere eierforhold til sitt kraftmarked enn tilfellet er i de fleste andre land med lignende reformer.

Leveringssikkerhet og kundeadgang

Fjerning av den lokale oppdekkingsplikten er ett av de grunnleggende elementene i markedsreformen. Denne plikten hadde som motstykke en enerett til salg, men var ikke entydelig lovfestet. Når mange områder hadde en vanskelig kraftoppdekking, var det lett å få aksept for at den lokale plikten ble erstattet av et system der hver enkelt forbruker kunne ta i bruk alle produsenters tilbud for å få tilført strøm. For i den tekniske forståelsen av kraftsystemets virkemåte var det ingen tvil om at alle produsentene i fellesskap bidro til å oppfylle leveringssikkerheten til hver enkelt kunde, uavhengig av lokalt oppdekkingsansvar. Leveringssikkerhet er ikke et lokalt fenomen, men en egenskap for hele kraftsystemet.

Konkurransen i kraftmarkedet innebar en risiko og kunne føre til konkurser. Også på dette punktet så vi i departementet at det var viktig å tydeliggjøre forskjellen på det finansielle og det fysiske. Om en leverandør gikk konkurs, ville kunden fortsatt være sikret strøm fra nettet gjennom nettselskapets tilknytningsplikt.

Elsystemet var også før energiloven i realiteten et selvbetjeningssystem. Prisene ble fastsatt uavhengig av den fysiske leveringen, en gjennomsnittskostnad som skulle dekke den lokale kraftprodusentens løpende utgifter. I dag er strømprisen til kundene en finansiell prisgaranti, mens uttaket fortsatt baserer seg på selvbetjeningssystemet. Vi kjøper strøm hver gang vi skrur på kokeplaten. Effekten av et lokalt oppdekkingsansvar var i praksis bare at vannkraftprosjektene ble bygget ut i en økonomisk og miljømessig gal rekkefølge.

Netteierne var også før energiloven forpliktet til å stille ledig kapasitet til disposisjon for andre. At det automatisk blir ledig kapasitet når en kunde velger ny leverandør, er en tanke som en gang må tenkes første gangen. I dag er et slikt resonnement den naturligste sak av verden og er koblet sammen med prinsippet om forenklede forbruksprofiler slik at kundene kan skifte leverandør uten ekstra kostnad.
I starten ble det hevdet at det var store kostnader forbundet med å skille ut en enkelt kunde, men mange tusenlapper skrumpet fort inn til noen få hundrelapper for deretter å bli droppet helt. Dette er nok et eksempel på den begrepsmessige nytenkningen som kom underveis i arbeidet med kraftmarkedet.

I Storbritannia valgte de å utvikle kraftmarkedet gradvis ved først bare å la de store kundene få delta. Vår egen diskusjon om gradvis åpning av markedsadgangen brukte vi ikke lang tid på. Vi hadde en forkjærlighet for tydelige prinsipper. Vi avskydde pragmatiske løsninger som skapte uklare avgrensinger med tilhørende saksbehandling av klager på hvor grensen var satt.
Vi valgte derfor å åpne markedet for alle, uansett forbruksstørrelse, fra første dag. Praktiske og økonomiske forhold fikk avgjøre hvor grensen skulle gå. Mange ser dette som et eksempel på prinsippfast politisk dristighet, men har nok også et element av departemental makelighet.

Statnett og Statkraft

Omorganiseringen av Statkraft og etablering av et selvstendig sentralnettselskap var vel så viktig som arbeidet med å videreutvikle selve markedsplassen. At staten gjennom Statkraft var eier av mesteparten av sentralnettet, gjorde det lettere å ta sterke grep om denne delen av omorganiseringen. Det var en del motstand internt i Statkraft mot å skille ut sentralnettet. Bransjen for øvrig var positiv til å svekke

Statkrafts dominerende posisjon i sektoren, men var ikke udelt begeistret for et sterkt sentralnettselskap. Mange ønsket et Statnett som ikke var stort mer enn en administrator av den eksisterende sentralnettsordningen, et tarifferingsselskap som ikke skulle planlegge og beslutte fysiske investeringer i hovednettet. Produsentene ønsket nok også fortsatt å ha hånd om driftskoordineringen. Dette var ikke gode løsninger sett fra departementet sin side. Tilstrekkelig overføringskapasitet er viktig for at markedet skal fungere godt, og da må noen sitte i en sentral og nøytral posisjon og ha økonomiske muskler til å kunne ta beslutninger av hensyn til fellesskapets beste og ikke av hensyn til produsentenes særinteresser.
En viktig forutsetning for et effektivt marked, er at ingen av aktørene alene kan

påvirke prisdannelsen. Statkrafts størrelse var et problem, ikke bare på grunn av produksjonskapasiteten, men fordi selskapet eide mer enn halvparten av magasinkapasiteten. Finansdepartementet hadde allerede i strateginotatet høsten 1988 foreslått at Statkraft kunne splittes opp i selvstendige regionale selskaper. Det synspunktet ble gjentatt i arbeidet med omorganiseringen av Statkraft i 1992. Selv hadde jeg stor sympati for et slikt standpunkt, men det var ikke politisk grunnlag for å gjennomføre slike grep. Da det nordiske kraftmarkedet skulle etableres, ble det et tilsvarende fokus på Vattenfalls dominerende rolle. Men både Statkraft og Vattenfall ville få en redusert dominans i et felles nordisk kraftmarked, noe som på sett og vis reduserte bekymringen. Senere har Statkraft og Vattenfalls dominerende rolle fra tid til annen dukket opp i diskusjonen om prisdannelsen og magasinsituasjonen. Slik er dette fortsatt en reell problemstilling.

Ettertanker

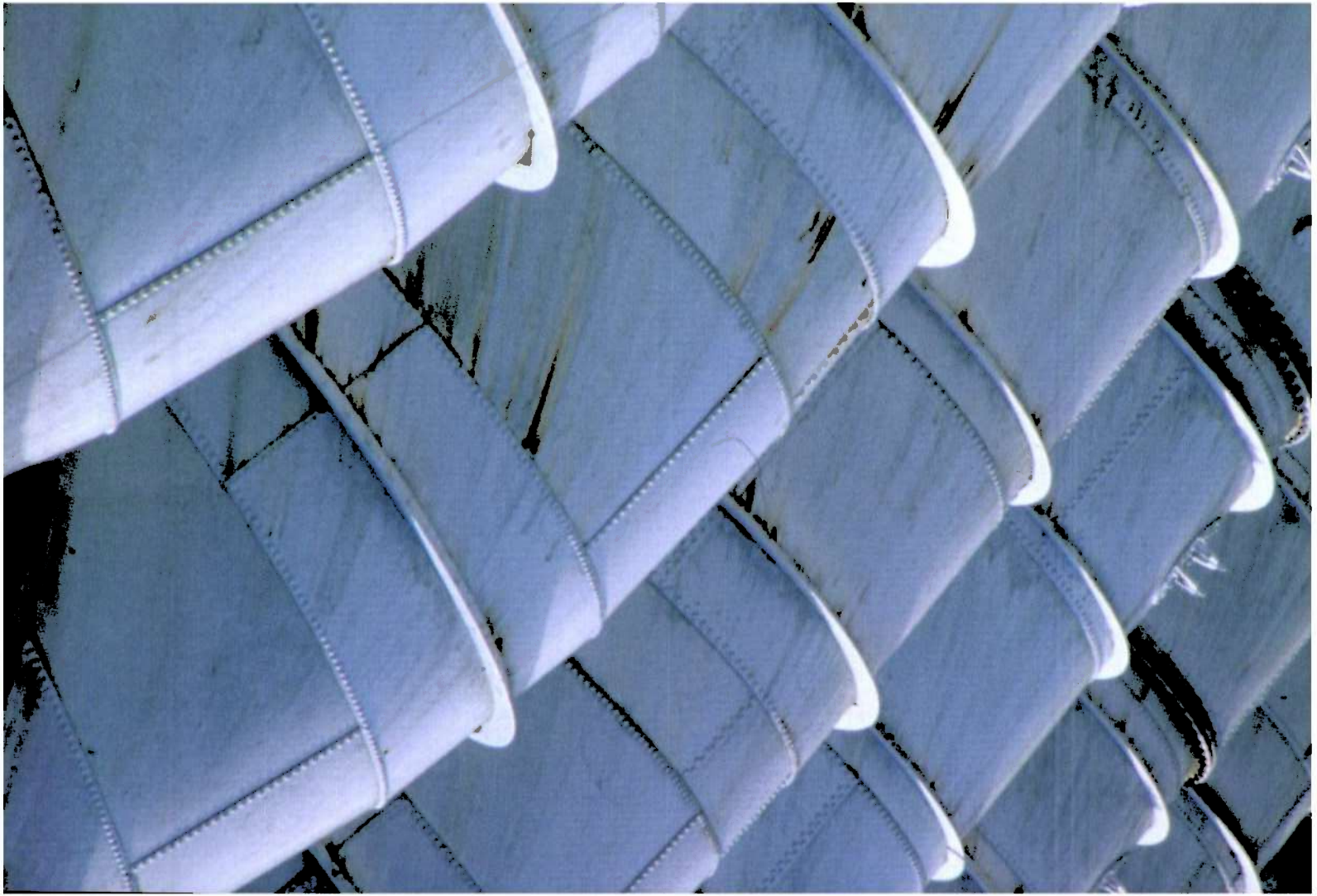
Avslutningsvis kan en spørre seg hva som ville ha skjedd om myndighetene ikke hadde satt i gang arbeidet med energiloven. Det vil vi selvsagt aldri få svar på.
I praksis var det lite i det tidligere lovverket som direkte hindret etableringen av et marked. Men lovverket kunne tolkes og praktiseres på en måte som gjorde det mulig å hindre en slik utvikling dersom produsentene i fellesskap så det som uønsket. Samtidig hadde den økonomiske situasjonen i sektoren utviklet seg så skjevt at det oppsto indre spenninger. Hamarregionen brøt for eksempel ut av en stilltiende avtale og kjøpte kraft fra Hydro samtidig som det var forventet at de skulle ta sin del av en kostbar ny utbygging. Det fylkesvise fokus sto derfor uansett for fall. Åpenbare skjevheter i sentralnettsordningen var i ferd med å bli rettet opp av bransjen selv. Samkjøringen åpnet seg frivillig for brukersiden, skjønt kanskje som respons på myndighetenes signaler.

Det ville uansett ha skjedd betydelige endringer i løpet av få år, selv om loven påtvang produsentene et konkurransemiljø som de uten loven ville hatt mulighet til å skjerme seg mot. Forskjellene ville antagelig ha vært større om Energilovutvalgets opprinnelige tanker hadde blitt satt ut i livet. Da ville de fylkesvise monopolene hatt mulighet til å stenge sluttbrukerne ute fra markedet, og kostnadsnivået ville ikke ha fått det korrektivet som konkurransen representerer.
En av energilovens viktige oppgaver var å tydeliggjøre myndighetenes intensjoner og tegne et bilde av hvor man ville. Myndighetene våget å tenke markedstanken fullt ut. Energiloven forserte arbeidet og ga løsningsalternativer til de problemene som man uansett måtte ta tak i. Energiloven satte i gang en læreprosess som skapte nye begreper og ny begrepsmessig forståelse av kraftsystemets virkemåte. Energiloven fordelte den økonomiske risikoen på en ny måte mellom aktørene. Sektoren ble mer like andre sektorer, noe som ga store samfunnsøkonomiske besparelser. Kraftmarkedet gjorde også slutt på utarbeidingen av offentlige etterspørselsprognoser. For departementet var dette en viktig markering av aktørenes eget ansvar for å vurdere framtidens risiko.

Energiloven var en dristig reform som fra den ene dagen til den andre flyttet makt fra produsenter til forbrukere. Men samtidig ble kundene eksponert for en risiko som tidligere ble tatt hånd om av et produsentsamvirke.
Det var selvfølgelig litt ubehagelig, men likevel sunt og lærerikt. I det lange løp er det her gevinsten ligger. Rett etter at loven ble innført, sparte kundene mange hundre millioner kroner årlig gjennom lavere priser. Dette er en gevinst som gjenspeiler kostnaden ved et kraftsystem som var permanent overutbygd fordi det ikke bygde på sunne, økonomiske prinsipper.

Av de mer sjarmerende tilleggseffektene av energiloven er endringer i språkbruken. Fra å snakke om fastkraft og bilateral handel med langsiktige fysiske leveranser til å bruke begreper som omsetningssentral med standardiserte kontrakter tok det et drøyt års tid. Men bruken av ordene børs og marked satt langt inne hos arbeiderpartiregjeringene til langt ut på 1990-tallet. I dag kan vi nesten uten å blunke snakke om kontrakter som en finansiell prissikring. Og skal man vise god innsikt, bør man hevde at det egentlig bare er regulermarkedet som er av fysisk karakter, selv spotomsetningen er et finansielt instrument. Man må bruke uttrykk som termin- og forwardkontrakter for å vise at man er fortrolig med markedets virkemåte. I løpet av få år har fokus gått fra å bli fortrolig med grunnleggende endringer i systemforståelsen til å fokusere på detaljerte teknikaliteter i selve krafthandelen. Britene har snakket med stolthet om sine egne kraftmarkedserfaringer i internasjonale fora og vært noe nedlatende til det norske eksperimentet.

Enhver reform må ha et element av eksperimentell dristighet. Hvis ikke oppnår man lite, og det går sent. For å bli varig vellykket må en reform bygge på grunnleggende prinsipper og ikke på kompromisser. Og man må ha en beredskap for å løse problemer man ikke så i forkant. Vi har kunnet bygge de praktiske løsningene ved hjelp av bransjens egen kompetanse. Britene innledet sin reform før oss. De gjorde det gradvis og med mange pragmatiske løsninger som ble tredd nedover hodet på bransjen. Men de har ennå ikke fått et marked som er like avansert og velfungerende som det norske nå har vært i snart 15 år.



Bakgrunn for den norske kraftmarkedsreformen

Einar Hope

Det var drømmeoppgaven for en anvendt forsker å få anledning til å være med på å utvikle det teoretiske og analytiske grunnlaget for et så vidt omfattende og komplekst sosialt eksperiment som den norske kraftmarkedsreformen. Når dette "eksperimentet" ble så vellykket som det faktisk ble, skyldes det nok til en viss grad den analytiske grunnlagsmodellen og tilnærmingsmåten som ble valgt. Men minst like viktig var viljen til nytenkning hos partene som var involvert i reformen, og samarbeidet og samforståelsen om oppgavene som kom i stand mellom dem.

Det analytiske grunnlaget

Formålet med dette artikkelen er kort å redegjøre for det forberedende arbeidet med den norske kraftmarkedsreformen, som ledet opp til energiloven av 1990. Hovedvekten ligger på det analytiske grunnlaget for reformen. Jeg vil i hovedsak begrense meg til det utredningsarbeidet som ble utført ved Senter for anvendt forskning (SAF) ved Norges Handelshøyskole.

Det analytiske grunnlaget for den norske kraftmarkedsreformen ble i første rekke lagt gjennom forskningsprosjektet "Effektivisering av kraftmarkedet", som ble gjennomført ved SAF i perioden fra august 1988 til april 1989, etter oppdrag av Finansdepartementet og Olje- og energidepartementet. Det er naturligvis viktig at

Einar Hope

Professor ved Norges Handelshøyskole i Bergen

man har en vel gjennomtenkt og mest mulig operasjonell "reformmodell" i bunnen når man skal gjennomføre en så vidt omfattende reorganisering og omregulering av kraftomsetningen som tilfellet var for vårt lands vedkommende. Samtidig må det erkjennes at gjennomføringsfasen i en reform av denne art kan være vel så viktig og krevende som analysefasen. Når den norske kraftmarkedsreformen ble så vellykket som den faktisk ble, vurdert i ettertid, skyldes dette ikke minst at man lyktes i å etablere et konstruktivt samarbeid og en samforståelse mellom de ulike parter og interessegrupper i saken, med sikte på å få gjennomført en konsekvent implementering av reformen.

I mange andre land som har gjennomført tilsvarende reformer har man ikke i samme grad fått til et slikt samarbeid og gjensidig forståelse mellom partene. Klarest har dette kanskje kommet til uttrykk i California. Utfallet av reformprosessen der er spesielt interessant sett i sammenheng med de norske erfaringene, ved at man i betydelig grad bygde på den norske markedsmodellen ved reorganiseringen av kraftomsetningen. Med i hovedsak det samme analytiske utgangspunkt fikk man altså i det ene tilfellet en alt i alt vellykket kraftmarkedsreform, mens det samme overhodet ikke kan sies om California-reformen.

Utredningsmandatet

Mandatet for SAF-prosjektet ble av oppdragsgiverne definert nokså vidt og fritt. Sjelden har vel et mandat og en prosjektbeskrivelse for et forskningsprosjekt om en så vidt omfattende sektorreform vært mer generelt og kortfattet formulert. Formålet skulle være: *"Å analysere mulighetene for å øke effektiviteten i det eksisterende norske kraftomsetningssystem gjennom å utvikle et markedsbasert omsetningssystem, med økonomisk rasjonelle aktører og med offentlige reguleringsprinsipper og virkemidler tilpasset de spesielle forhold av teknologisk og økonomisk art som måtte gjelde for produksjon og omsetning av kraft i et hydrobasert system"*. Målet var med andre ord økt (samfunnsøkonomisk) effektivitet og midlene markedsbasert kraftomsetning, konkurranse og regulering.

Innenfor denne rammen ble vi som skulle arbeide på prosjektet, stilt fritt til å utforme et markedsbasert omsetningssystem med temmelig "blanke ark". Den eneste virkelig begrensning som ble lagt, var at eierforhold ikke skulle berøres. Oppgaven var derfor å utforme et system under de eksisterende eierforhold, dvs. med omlag 85 prosent offentlig eierskap for kraftsektoren totalt sett. Dette var en vesentlig forskjell f.eks. i forhold til reformprosessen for kraftomsetningen i Storbritannia, som var blitt påbegynt litt tidligere. Der valgte man å privatisere før man liberaliserte og deregulerte. Ellers ble prosjektet avgrenset til å gjelde driften av et eksiste-

rende system og altså ikke optimal kapasitetsekspansjon gjennom nyinvesteringer. På generelt grunnlag fremhevet oppdragsgiver betydningen av prinsipiell analyse og drøfting, men samtidig med at hensynet til operasjonalitet ble vektlagt, og at fremstillingsformen var pedagogisk, slik at man kunne nå ut til kraftbransjen og andre eksterne brukere med analysen, uten at unødige kommunikasjonsproblemer oppsto som følge av fagteknisk språkbruk[1].

Analyseopplegget

Å omstille en kraftsektor som tradisjonelt hadde vært produksjons- og teknologiorientert, strengt regulert og styrt ovenfra som et samlet system til å bli markeds- og konkurranseorientert innenfor et desentralt beslutningssystem med et mangfold aktører, er en ganske omfattende og kompleks oppgave. Nå var oppgaven kanskje enklere i Norge enn i mange andre land ved at man allerede hadde et visst desentralt kraftsystem med mange beslutningstakere og ikke minst at det var utviklet markedsordninger som man kunne bygge på i det nye systemet for kraftomsetning. Spesielt gjaldt dette det kortsiktige tilfeldigkraftmarkedet som hadde eksistert blant kraftprodusentene siden 1972 og som var drevet i regi av Samkjøringen[2]. Likevel så vi det som en hovedoppgave i prosjektet å utvikle det mikroøkonomiske fundament for et markedsbasert omsetningssystem, å klargjøre skillet mellom aktiviteter som kunne markedsbaseres og ikke, og fra dette bygge opp til et samlet omsetnings- og reguleringssystem for hele næringen.

En markedsreform kan gjennomføres skrittvis, der man gjerne først tar fatt i det som antas å bidra mest til effektivitetsforbedring, og så går videre derfra, eller den kan gjennomføres i en samlet prosess. Som det fremgår av formålet for SAF-prosjektet,

---

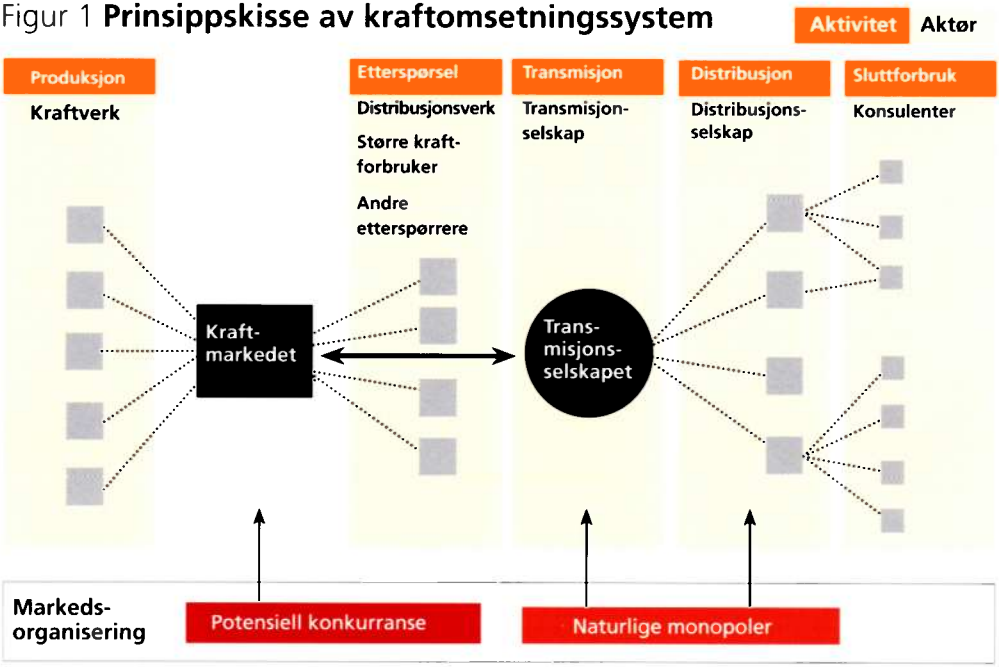
1 SAF-prosjektet ble dokumentert i en hovedrapport og ti delrapporter. Se Jørgen Bjørndalen, Einar Hope, Eivind Tandberg og Berit Tennbakk: Markedsbasert kraftomsetning i Norge, SAF-rapport nr. 7/89. (Hovedrapport). Et sammendragskapittel i hovedrapporten med de konkrete forslag til utforming av et markedsbasert kraftomsetningssystem er inntatt i Einar Hope: Studier i markedsbasert kraftomsetning og regulering, Fagbokforlaget, 2000, kap. 6. Se for øvrig Einar Hope: "Kraftmarkedet slik det var tenkt og slik det ble", i Balansekunst. Statnett 10 år. Oslo 2001. I formidlingsfasen av prosjektet fra mai/juni 1989 og utover holdt undertegnede et femtitalls foredrag og presentasjoner i ulike fora, hovedsakelig innenfor kraftsektoren, men også i andre sammenhenger. Hovedinnlegg for hele kraftbransjen ble for eksempel holdt både på Energi'89 i Trondheim og Energi'90 i Haugesund, det siste med tittelen: "Energiforsyningens organisasjon i teori og praksis". Disse konferansene samlet den gang rundt 450-500 deltakere.

2 Det foreligger etter hvert en rekke studier av den norske kraftmarkedsreformen og overgangen fra det tidligere kraftsystemet. Se f.eks. Lars Thue: Strøm og styring. Norsk kraftliberalisme i historisk perspektiv, ad Notam, Gyldendal 1996. To doktoravhandlinger er Per Ingvar Olsen: Transforming economies. The case of the Norwegian electricity reform, Handelshøyskolen BI, 2000, og Ulf Hammer: Tilrettelegging av kraftmarkedet, Cappelen Akademisk Forlag, 1999. En fremstilling gis også av Lars Thue og Harald Rinde: Samarbeidets kraft. Elforsyning og bransjeorganisering 1901-2001, Energi Forlag 2001, kap 12. Se også Hope (2000).

var det primære formålet å utvikle et markedsbasert omsetningssystem med velfungerende kraftmarkeder. I forskergruppen var vi imidlertid opptatt av å utspenne hele kraftsystemet og anvise hvordan dette kunne bygges opp for å få et system som samlet sett kunne fungere mest mulig effektivt. Fra et gjennomføringssynspunkt lå det indirekte i dette at reformen ideelt sett burde gjennomføres som en samlet prosess.

Med et mikroøkonomisk utgangspunkt og for pedagogiske formål, ble det analytiske grunnlaget for markedsreformen illustrert i to prinsippskisser. Figur 1 viser en prinsippskisse for hele kraftomsetningssystemet etter aktiviteter eller trinn i verdikjeden, fra produksjon til sluttforbruk, med det grunnleggende skillet mellom markedsaktiviteter og naturlig monopolvirksomhet. Figur 2 viser en prinsippskisse for aggregering fra mikroenheter til markeder og videre til et samlet kraftomsetningssystem, omgitt av offentlige regulerings- og styringsordninger for å få det hele til å virke effektivt. For hvert nivå er angitt noen problemstillinger som man må ta stilling til i analysen og i gjennomføringen, for eksempel: Kan man uten videre legge til grunn at offentlig eide kraftforetak oppfører seg som rasjonelle markedsaktører i enhver henseende, med overskuddsmaksimering som mål, slik teorien

Figur 1 **Prinsippskisse av kraftomsetningssystem**



forutsetter? Hva er i tilfelle konsekvensene for kraftmarkedenes funksjonsmåte og målet om effektivitet dersom de ikke gjør det? Listen over slike problemstillinger kan gjøres langt lengre enn antydet i skissen. Dette skulle illustrere hvor kompleks en markedsreform av denne art egentlig er, og hvor lett det kan være å tråkke feil så vel i analysefasen som i det praktiske implementeringsarbeidet.

Figur 2 **Kraftomsetningssystemet etter organisasjonsnivå og aktører**

Nivå	Aktører	Problemstillinger	Prinsipper
Mikro-enheter	Produsenter Nettselskaper Distribusjonsverk Sluttforbrukere Meglere, tradere Andre	Mål Organisasjonsform Styringsprinsipper Regnskapsprinsipper Informasjonssystemer	Størrelse Eierforhold Finansiering
Marked	Tilbydere Etterspørrere/konsumenter Omsetningsorganer Meglere "Spekulanter" Nettselskaper Reguleringsmyndigheter	Aktører Konkurranseformer Prisdannelse Markedklarering Kontraktsformer Overføringstariffer og -prinsipper	Etableringsvilkår Produktdifferensiering Integrasjonsgrad Markedsføring Konkurransepolitikk
System	Nettselskap/Statnett Omsetningsorgan NVE	Koordinering Kontroll Systemplanlegging	Informasjon Leveringssikkerhet
Eksport/ import	Tilbydere Etterspørrere Nettselskaper Reguleringsmyndigheter	Omsetningsordninger, markeder Priser Utviklingsprinsipper Nettorganisering Reguleringsprinsipper	
Politisk	Stortinget NOE NVE/Konkurransetilsyn EnFo Statkraft/Statnett Fylkeskommunale Kommunale Andre	Mål Virkemidler Reguleringer, konsesjonsordninger Styringsprinsipper Beskatningsprinsipper EØS	

Forslaget til kraftomsetningssystem

Hovedelementene i forskergruppens tilrådinger for organisering av et effektivt omsetningssystem for kraft ble presentert i fem såkalte "scenarier" for markedsbasert kraftomsetning i Norge:

- Etablering av kraftmarkeder
- Opprettelse av nettselskap – Transkraft AS
- Omorganisering av distribusjonsverkene
- Omdefinering av Statkrafts rolle i kraftomsetningen
- Regulering og politisk styring

Etablering av kraftmarkeder

Med utgangspunkt i den etablerte kraftomsetningen for tilfeldigkraft gjennom Samkjøringen, var det først og fremst viktig å få åpnet opp markedene ved å bringe etterspørselssiden eksplitt inn og utspenne markedssettet til å omfatte organiserte markeder for håndtering av fysisk (spot)omsetning, risikoavdekning og kortsiktig kapasitetstilpasning mellom henholdsvis planlagt og faktisk markedsomsetning på oppgjørstidspunktet (regulerkraft) og mellom nett og marked (flaskehalshåndtering). Risikomarkedene skulle organiseres som futures markeder. Markedene skulle organiseres og administreres av et frittstående selskap, kalt Kraftsentralen AS, bygget på Samkjøringen.

Opprettelse av nettselskap

Et helt sentralt punkt i analysen var å få etablert et skille mellom aktiviteter som ville kunne gjøres markedsbaserte og aktiviteter som har karakter av naturlig monopol. Sistnevnte var primært knyttet til den fysiske kraftoverføring i nettet. I parentes bemerket er det interessant i ettertid å reflektere litt over hvor vanskelig det var i begynnelsen å skape forståelse for betydningen av dette skillet i markeds- og konkurransemessig henseende i kraftomsetningen, faktisk selv blant enkelte økonomer. Samtidig var det interessant å legge merke til hvor raskt "naturlig monopol" ble en selvfølgelig del av begrepsbruken rundt markedsreformen både i og utenfor kraftnæringen.

På dette grunnlag ble det foreslått å etablere et selvstendig nettselskap, kalt Transkraft AS, for det som ble benevnt transmisjonsnettet. Vi var ikke helt eksplisitte på hva dette nettet skulle omfatte, men hvis man ser forslaget om Transkraft i relasjon til forslagene om organisering av distribusjonsverkene, er det klart at regionalnettene skulle være en del av transmisjonsnettet, altså et to-nivå nettsystem[3].

3 Dette ble senere gjort til gjenstand for en egen studie utført av SNF etter oppdrag av Statnett og NVE. Se Mette Bjørndal, Einar Hope og Hans Olav Husum: Sentralnettets utstrekning. En prinsipiell analyse, SNF-rapport 62/94. Også i Hope (2000), kap. 11. Der ble hovedskillet mellom sentralnett og øvrig nett trukket ved 22 kV.

For øvrig ble det foreslått og understreket som meget viktig å innføre allmenn overføringsrett i hele kraftnettet ("common carriage"), å sørge for åpen tilgang på ikke-diskriminerende basis til nettet og transparens med hensyn til tariffer og andre vilkår for bruk av nettet.

Omorganisering av distribusjonsverkene

Distribusjonsverkene skulle organiseres som selvstendige forretningsenheter, fortrinnsvis som aksjeselskaper og drevet på forretningsmessig basis. Ideelt sett burde nettvirksomheten som naturlig monopol skilles ut fra den konkurransemessige virksomhet, men gitt den typiske størrelse på norske distribusjonsverk, kunne en konsekvent gjennomføring av dette prinsippet føre til at problemet med suboptimal størrelse ble ytterligere forsterket for flertallet av verkenes vedkommende. Man valgte derfor å renonsere på hovedprinsippet om vertikal separasjon i denne delen av systemet, i hvert fall i først omgang inntil distribusjonsnettet var blitt sterkere integrert horisontalt i større nettenheter. Det burde likevel etableres et regnskapsmessig skille mellom nettdel og markedsdel. Ordningen med områdekonsesjon og leveringsplikt burde bortfalle. Det ble videre anbefalt å utrede nærmere muligheten for å innføre konkurranse også i nettvirksomheten i denne delen av nettet gjennom å tildele tidsbegrensede rettigheter til å drive et distribusjonsnett, f.eks. ved auksjon, som et alternativ til nettregulering.

Omdefinering av Statkrafts rolle i kraftomsetningen

Daværende Statkraft skulle skilles i et rent produksjonsselskap, Statkraft, og et nettselskap for transmisjonsnettet, Transkraft; jfr. ovenfor. Spørsmålet ble reist om Statkraft av hensyn til muligheten for konkurransemessig markedsdominans i det nasjonale kraftmarked burde splittes opp, f.eks. ved å divisjonalisere foretaket i overskuddssentre som kunne opptre selvstendig i markedene, men dette ble likevel ikke konkret foreslått. Når det gjaldt Statkrafts stilling og oppgaver i kraftutvekslingen med utlandet, ble det pekt på som den mest nærliggende løsning å legge tilbud av og etterspørsel etter kraft fra utlandet direkte inn i de innenlandske kraftmarkedene, altså i prinsippet en integrert markedsløsning. Samtidig ble det understreket at dette måtte utredes nærmere og at tiden neppe var moden for en så omfattende løsning på grunn av at forholdene i Sverige og Danmark ennå ikke lå til rette for det.[4]

4 Effektiviseringspotensialet for et nordisk kraftmarked og prinsipper for organisering av dette ble drøftet av undertegnede i 1991 i en utredning for Nordisk Ministerråd: Einar Hope: Et felles nordisk energimarked? Nordiske Seminar- og arbeidsrapporter 1992 567. Også i Hope (2000), kap. 9. Se også Kjetil Bjorvatn og Sigve Tjøtta: Deregulation and common carrige in the Nordic power system. SNF-Working Paper 104/92 og Kjell Erik Lommerud: Organisering av norsk utenrikshandel med kraft, SNF-rapport 32/91.

Likevel må det sies at det opplegget som faktisk ble valgt for kraftutvekslingen med utlandet, herunder ordningen med et kvotemarked for kraft administrert av Statnett og en konsesjonsregulert omsetningsordning for langsiktige kontrakter, synes i ettertid å ha vært unødig restriktivt og komplisert. Grunnen til at man valgte slike løsninger var i første rekke politisk betinget.[5]

Regulering og politisk styring

På området offentlig regulering og politisk styring ble det ikke fremmet konkrete, detaljerte forslag, f.eks. med hensyn til eksplisitt utforming av reguleringsmodell for nettenhetene. Reguleringsprinsipper og -oppgaver ble imidlertid diskutert og målestokkregulering ble antydet som et mulig reguleringsopplegg for distribusjonsnettets vedkommende. For øvrig ble understreket å legge den generelle konkurransepolitikken og -lovgivningen til grunn for markedsdelen av kraftomsetningen og utforme en reguleringspolitikk for nettvirksomheten, dog slik at samfunnsøkonomisk effektivitet skulle være målet for begge politikkområdene. Reguleringstiltak og politiske inngrep som ikke kunne begrunnes i eller avledes fra hensynet til samfunnsøkonomisk effektivitet, burde avvikles.

Spesielt om vertikal integrasjon

Spørsmål knyttet til vertikal integrasjon ble spesielt tatt opp i utredningen. Dette var i første rekke begrunnet i at det på det tidspunktet forelå et konkret forslag fra NVE om å organisere kraftomsetningen i vertikalt integrerte fylkesverk. Etter vår oppfatning ville dette bryte nokså fundamentalt med de prinsipper for et markedsbasert system som vi mente burde ligge til grunn. I særlig grad gjaldt dette for det grunnleggende skillet mellom konkurranseaktiviteter og naturlig monopolaktiviteter som vi var opptatt av å få frem betydningen av for markedsbasert kraftomsetning, bl.a. for å motvirke konkurransevridende kryssubsidiering. Problemstillinger knyttet til vertikal (og horisontal) integrasjon kom i det hele til å bli et sentralt tema i debatten om innføringen av kraftmarkedsreformen.

Innføring av kraftmarkedsreformen

Kraftomsetningen ble i betydelig grad omorganisert og omregulert langs de hovedprinsipper som ble trukket opp i SAF-prosjektet. Hvis man ser på Ot prp nr 43 (1989-90), der forslaget til ny energilov ble fremmet, og da spesielt kapittel IV, bygger

5 Et annet forhold var at oppgavefordelingen mellom Statkraft og Statnett ikke var tilstrekkelig avklart med hensyn til driften av kablene for kraftutvekslingen med Danmark.

denne i stor grad på tilrådingene i SAF-rapport 7/89.[6] Det er likevel viktig å presisere at de fleste forslagene ble underkastet ytterligere analyser og tilpasninger før de ble endelig iverksatt. [7]

Innføringen av kraftmarkedsreformen er et stort kapittel i seg selv, som det ikke hører hjemme å redegjøre for her, men la meg likevel nevne et par hovedavvik fra SAF-tilrådingene og problemstillinger som ikke ble berørt i implementeringsfasen, først og fremst av politiske grunner.

Til det siste hører i første rekke spørsmålet om eierskap. Som nevnt foran ble drøfting av eierskap eksplisitt unntatt i mandatet for SAF-prosjektet. Dette var i hovedsak politisk begrunnet for i det hele å få tanken om effektivisering av kraftsektoren gjennom markedsbaserte løsninger akseptert på politisk hold på den tiden. Begreper som privatisering o.l. skulle overhodet ikke brukes, for ikke å skape unødige komplikasjoner og kanskje stoppe hele reformprosessen.

Personlig så jeg det som en spennende forskningsoppgave å klarlegge vilkårene for å få et markedsbasert system til å fungere effektivt med bibehold av offentlig eierskap til en vesentlig del av kraftsektoren og utforme tiltak, bl.a. med hensyn til organisering av eierskapet, for å sikre dette. I ettertid må det konstateres at denne delen av prosjektet ikke ble ført langt nok, på grunn av begrensningen som ble lagt i mandatet. For min egen del må jeg også erkjenne at jeg nok var for naiv med hensyn til mulighetene for å få implementert effektivt fungerende markedsbaserte ordninger uten at det ble foretatt grunnleggende endringer i eierforholdene. Spesielt gjaldt dette for distribusjonsdelen av kraftsystemet, med i hovedsak kommunalt eierskap, og uten at spørsmålet om vertikal integrasjon ble løst på en tilfredsstillende måte organisatorisk. Det kan neppe være tvil om at debatten om eierskapsspørsmål bidro til å forsinke reformprosessen i kraftomsetningen, og at

---

6 Ot prp nr 43 (1989-90) Om lov om produksjon, omforming, overføring, omsetning og fordeling av energi m.m. (Energiloven). Ulf Hammer (1999) påpeker at selve SAF-rapporten og de øvrige SAF-utredningene ikke er nevnt i forarbeidene og motivene for energiloven, samtidig som de åpenbart danner en viktig premiss for lovforslaget. Han kritiserer dette på prinsipielt juridisk grunnlag. Samme synspunkt fremføres også av Jens F. Bibow: Inntektsregulering av kraftnettselskaper, Cappelen Akademisk Forlag, 2001. Hammer påpeker for øvrig at denne delen av proposisjonen (kap. IV) avviker fra det man normalt forbinder med lovarbeider. Han mener at det her ikke primært gis en bakgrunn for lovforslaget, men snarere retningslinjer for den fremtidige politikken på området. Dette forventer man vanligvis å finne i meldinger til Stortinget. (s. 133).

7 SAF og senere SNF deltok i betydelig grad med forskning og utredninger i denne prosessen. En oversikt over publikasjoner om energiøkonomi fra SNF for perioden 1991-2000 er inntatt i SNF-Bulletin nr. 3, 2000: Research in Energy ECONomics at SNF. Special Issue.

dette har kostet en god del i form av redusert samfunnsøkonomisk effektivitetsgevinst av reformen. Samtidig er det viktig å erkjenne at markedsreformen kunne ha tatt et ganske annet forløp, hvis spørsmål om eierskap hadde blitt satt på spissen i den innledende fasen.

Når det gjelder avvik i implementeringen i forhold til tilrådingene fra SAF, ble markedsomsetningen, gjennom etableringen av Statnett Marked, knyttet sterkere opp til nettvirksomheten enn forslaget fra SAF om Kraftsentralen AS som markedsadministrator innebar. Dette ble i første rekke begrunnet med hensynet til driftskoordinering og overordnet systemansvar for Statnett, mens mindre vekt ble lagt på hensyn til markedstransparens, uavhengighet, upartiskhet m.v. for markedsadministrator, som SAF la vekt på. Etter hvert vant likevel disse hensyn frem, illustrert f.eks. med den fysiske omlokalisering av Statnett Marked fra Husebybakken til Lysaker.

I spørsmålet om vertikal separasjon mellom marked og nett valgte man en mindre omfattende løsning enn foreslått av SAF, nemlig divisjonalisering i stedet for fullt selskapsmessig skille. Senere kom konsernmodellen fra NVE. Som nevnt kom vertikal integrasjon til å bli et større debattemne i kraftmarkedsreformen enn jeg for min del hadde forutsett, blant annet på bakgrunn av de sterke reaksjonene fra bransjehold til forslaget fra NVE om vertikalt integrerte fylkesverk forut for reformen.

En viktig problemstilling i selve markedsorganiseringen var om all kraftomsetning skulle gå over kraftbørsen ved tvungen deltakelse fra markedsaktørene eller om dette skulle være en frivillig ordning. I Storbritannia valgte man tvungent medlemskap, mens SAF-forslaget innebar frivillighet. Dette var i første rekke begrunnet i hensynet til individuell tilpasning og fleksibilitet for markedsaktørene i valg av omsetnings- og kontraktsformer, herunder for risikoavdekning. På den annen side kunne dette føre til at det ble for lite omsetningsvolum og likviditet i de organiserte markedene til at disse kunne fungere effektivt. Det er heller ingen tvil om at markedene slet med slike problemer den første tiden. Dette kan imidlertid etter min oppfatning i like stor grad være et spørsmål om omsetnings- og kontraktsformene ble oppfattet som hensiktsmessige og fullstendige for aktørene enn om frivillig eller tvungen deltakelse på kraftbørsen. Spesielt gjaldt dette for instrumenter for risikohåndtering, der det tok forholdsvis lang tid å få etablert et velfungerende finansielt futures marked.

Konkurranse i detaljomsetningen av kraft

Detaljmarkedet for kraft var i prinsippet åpent fra første dag av kraftmarkedsreformen.

Dette står i klar kontrast til Storbritannia og de fleste andre land som har avregulert kraftomsetningen, der man foretok en gradvis åpning av kraftmarkedene og der husholdninger og mindre kraftforbrukere typisk kom sist i prosessen. Det tok likevel noe tid å få etablert markedsbasert omsetning og effektiv konkurranse i detaljomsetningen av kraft hos oss. En del praktiske ordninger med hensyn til forbruksregistrering, avregning m.m. må naturligvis være på plass før husholdninger og andre småkunder kan delta i markedsomsetningen, men det forklarer neppe hele etterslepet i tid for denne delen av kraftomsetningen for en så vidt liten kundemasse som det tross alt er tale om for Norges vedkommende, sammenlignet med f.eks. Storbritannia. Dette til tross for at den innovative norske ordningen med avregning etter forbruksprofil var på plass allerede i 1994-95 og Konkurransetilsynets prisinformasjonssystem for detaljmarkedet fra 1997. Etter min mening er det i første rekke det offentlige eierskapet, og spesielt det kommunale eierskapet på distribusjonsleddet, som er hovedgrunnen til at det tok så vidt lang tid å åpne det norske husholdningsmarkedet for effektiv konkurranse. Mange distribusjonsselskap var i starten noe motvillige til å åpne opp sitt lokale "marked" for konkurranse, og enkelte innførte diskriminerende ordninger mellom kunder i eget nett og eksterne, ved bytte av leverandør.

Den eneste substansielle endringen som ble foretatt i forbindelse med markedsreformen vedrørende nettorganisering og tariffering, ved siden av å etablere Statnett, var å innføre punkttariffer i nettet. Dette var til gjengjeld et viktig tiltak for å få nettet til å fungere hensiktsmessig i relasjon til markedsomsetningen. Modellen med en to-nivå nettorganisering, som lå implisitt i SAF-forslaget og da slik at regionalnettene prinsipalt burde integreres med sentralnettet, ble ikke fulgt opp og har fremdeles ikke blitt det. Spørsmål knyttet til nettorganisering, tariffering og regulering innenfor et markedsbasert kraftomsetningssystem har kanskje alt i alt vært de vanskeligste å finne gode, effektive løsninger på under kraftmarkedsreformen.

Sluttmerknad

Å få anledning til å være med på å utvikle det teoretiske og analytiske grunnlaget for et så vidt omfattende og komplekst sosialt eksperiment som den norske kraftmarkedsreformen faktisk var, må være selve drømmeoppgaven for en anvendt forsker. Når dette "eksperimentet" ble så vellykket som det faktisk ble, vurdert i ettertid og i relasjon til de mål som var satt for det, skyldes nok dette til en viss grad den analytiske grunnlagsmodellen og tilnærmingsmåten som ble valgt, men minst like viktig var viljen til nytenkning som ble vist av de involverte parter i reformen og samarbeidet og samforståelsen om oppgavene som kom i stand mellom dem, som nevnt i innledningen.

Et forhold som vi i forskergruppen ved SAF likevel undervurderte, var dynamikken i markedsutviklingen når den først var kommet i gang. Dette ble ikke minst illustrert gjennom en rask og omfattende inntreden av mellommenn i form av meglere og tradere i markedsomsetningen, og den innovative evne og kreativitet som disse utviste. Noe av dette kunne kanskje være forfeilet der og da, men det bidro utvilsomt til nytenkning og forståelse for markedsprinsipper i en bransje som ennå hang fast i tilvante forestillinger om kraftomsetning innenfor det "gamle" systemet. En slik dynamikk er samtidig det som nettopp karakteriserer et markedssystem på sitt beste.

NVE og energiloven

Erling Diesen

Første januar 1991 ble en merkedag for norsk elektrisitetsforsyning og for NVE. Både energiloven av juni 1990 og ny organisasjon for NVE trådte i kraft denne dagen. På den første arbeidsdagen i 1991 ble disse begivenhetene markert i NVE ved at alle medarbeiderne ble møtt om morgenen av blide representanter fra Personalseksjonen som ga en rose til hver enkelt. For å få med oss bakgrunnen for disse to reformene må vi gå tretten år tilbake i tiden.

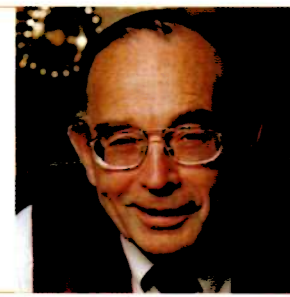
I begynnelsen av 1978 ble Olje- og energidepartementet opprettet med Bjartmar Gjerde som sjef. Han tok med seg arbeidsområder og medarbeidere – vesentlig jurister - over fra Industridepartementet, som han inntil da hadde ledet. Min sjef i NVE den gangen, elektrisitetsdirektør Gunnar Vatten, ble bedt om å ta jobben som ekspedisjonssjef i en nyopprettet energiavdeling i det nye departementet. Denne avdelingen skulle arbeide med den landbaserte energivirksomheten. Offshore-aktivitetene tok Oljeavdelingen seg av.

Olje- og energiministeren satte som et av sine første mål å få utarbeidet en omfattende energimelding, som etter behandling i Stortinget skulle danne grunnlaget for landets framtidige, landbaserte energivirksomhet.

Dette ville bli en omfattende oppgave. Departementet var ennå ikke fullt bemannet, så de trengte en midlertidig forsterkning. Gunnar Vatten – daværende ekspedisjonssjef - ringte og ville ha meg over til departementet for dette tidsavgrensede

Erling Diesen

Tidligere vassdrags – og energidirektør, NVE



oppdraget. Jeg fikk permisjon fra NVE og startet opp etter sommerferien. Det ble en interessant og utfordrende jobb i omtrent halvannet år sammen med sosialøkonomen Pål Erik Holthe, som var utlånt fra Miljøverndepartementet. Vi fikk bidrag fra andre medarbeidere i departementet, samt fra Finansdepartementet, Miljøverndepartementet, Industridepartementet og Kommunaldepartementet. På skuddårsdagen i 1980 passerte energimeldingen Statsråd som St.meld. nr. 54 (1979-80): "Norges framtidige energibruk og -produksjon". Jeg dro etter fullført oppdrag tilbake til NVE i en nyopprettet jobb som sekretær for generaldirektør Sigmund Larsen.

Om høsten ble energimeldingen behandlet i Stortinget. SV og de borgerlige partiene krevde i debatten at Statskraftverkene måtte skilles ut fra NVE, hvilket regjeringen ikke hadde gått inn for i meldingen. Men SV og de borgerlige hadde til sammen flertall i Stortinget, så Arvid Johansson - som i mellomtiden hadde blitt olje- og energiminister - måtte gå på talerstolen og love en utredning om saken.

Energilovutvalget

Under Stortingets behandling av energimeldingen ble det samtidig gitt tilslutning til regjeringens intensjon om å få samlet og modernisert lovverket om energi, som til da var spredt på forskjellige steder rundt om i Norges lover. Allerede høsten 1980 ble det derfor nedsatt et offentlig utvalg til å foreta en slik utredning. Tidligere industriminister Olav Haukvik fra Telemark ledet arbeidet. Jeg ble medlem etter forslag fra NVE. Det ble over fire års interessant arbeid i Energilovutvalget. Vi hadde masse møter, skrev notater og utkast, diskuterte og foretok befaringer i Sverige og Danmark, og var også rundt om her i landet. Våren 1985 kunne Haukvik overlevere olje- og energiminister Kåre Kristiansen en NOU med forslag til en samlet energilov.

Energilovutvalget konkluderte med at norsk kraftforsyning burde organiseres i ca. tjue stort sett fylkesomfattende, vertikalintegrerte everk, verk som innen sine geografiske områder skulle fylle alle funksjoner fra produksjon via overføring og helt fram til husveggen hos abonnentene. På denne tida var det omtrent 400 everk her i landet, så dette var et revolusjonerende forslag. Men det var likevel lite oppsiktsvekkende sammenlignet med de tanker som etter hvert tok form under departementets arbeid med en samlet energilov.

Høsten 1986 ble regjeringen Willoch kastet, og Gro Harlem Brundtland kom tilbake som statsminister. Hun hadde allerede vært statsminister et halvt år i 1981. Hun tok nå inn sosialøkonomen Arne Øien fra Finansdepartementet som olje- og energi-

minister. Og han tok med seg noen skarpe økonomer fra Finansdepartementet. Økonomer tenker som kjent annerledes enn jurister – som det fra før av var fullt av i OED – og ingeniører – som det var fullt av i NVE. Økonomer tenker konkurranse og marked. Det gjør de selv om de er sosialdemokrater som Øien, og som Tormod Hermansen som da var toppbyråkrat i Finansdepartementet. Økonomene mente at den monopoliserte kraftforsyningen var ineffektiv. Konkurranse mellom kraftprodusenter og andre kraftleverandører ville føre til en betydelig effektivisering, mente de. Hermansen hadde forlengst bedt professor Einar Hope ved Norges handelshøyskole i Bergen om å utrede hvordan konkurranse kunne introduseres i kraftforsyningen.

Selv hadde jeg faktisk etter hvert begynt å tenke på at de relativt få store produsentene og distributørene som solgte og kjøpte kraft en gros, måtte kunne få konkurrere seg i mellom. Dette ga jeg uttrykk for i et intervju med Aftenposten, som fant at dette var interessant nytenkning. Men første gang jeg hørte en av økonomene i OED si at målet måtte være at en hvilken som helst husholdningsabonnent skulle kunne kjøpe strøm av hvem han ville, så var det noe jeg ikke hatt fantasi til å forestille meg.

Ny energilov

Arne Øien og hans økonomer jobbet for å få til en lov som åpnet for en slik ordning. Men Øien møtte veggen i Arbeiderpartiets stortingsgruppe. Kjell Opseth – som den gang var i energikomiteen - hadde i 1986 på vegne av gruppa protokollert at *"Målet må vere ca. tjue fylkesomfemnande vertikalintegrerte verk eller med annan naturleg avgrensing"*. Jeg – som da satt i Buskerud energiverk – kan vel nå avsløre at jeg hadde vært "ghostwriter" for Opseth, og han hadde omsatt mine formuleringer til nynorsk. Våren 1989 fremmet så Øien en odelstingsproposisjon han sikkert var alt annet enn fornøyd med. Energikomiteen fant imidlertid at tiden fram til Stortingets ferie var for kort til å behandle en så stor og viktig sak, og sendte proposisjonen tilbake til regjeringen. Komitelederen, Ole Gabriel Ueland fra Senterpartiet, var tungen på vektskåla. Høsten 1989 var det stortingsvalg, og Gro Harlem Brundtland måtte vike plassen for Jan P. Syse. Han tok med seg Eivind Reiten som olje- og energiminister. Da begynte ting å skje med rekordfart. Reiten var økonom, han hadde tidligere vært statssekretær i Finansdepartementet og han var energidirektør i Hydro da han ble utnevnt til statsråd. I Hydro hadde han allerede begynt å selge kraft en gros - kraft det ikke lenger var bruk for på Rjukan - til flere større kraftselskaper. Det hadde vakt ikke liten reaksjon blant enkelte engrosverk som mente at han "tråkket i deres bed". På rekordtid lagde Reiten og departementets økonomer en ny lovproposisjon som åpnet for fritt salg av kraft på kryss og tvers. Høyresiden var vel

tilfreds. I Arbeiderpartiet var det en viss skepsis, og en ikke liten usikkerhet overfor dette revolusjonerende forslaget. Størst var imidlertid skepsisen innen Senterpartiet. Men Reiten var jo selv senterpartist, og man går ikke i mot sin egen statsråd. Loven ble vedtatt i juni 1990, den skulle tre i kraft 1. januar 1991, og NVE skulle forvalte den. Høsten 1990 ble NVE sterkt engasjert med å utarbeide forskrifter for loven. I løpet av denne høsten ble det regjeringsskifte igjen. Dermed var Gro Harlem Brundtland tilbake med sin tredje regjering, denne gang med Finn Kristensen som nærings- og energiminister. Fra høyrehold ble det uttrykt frykt for at arbeidet med lovforskriftene dermed skulle bli tonet ned. Men Kristensen var lojal mot stortingsflertallets vedtak, og loset forskriftene gjennom Statsråd i desember.

Omorganisering av NVE

La meg så gå tilbake til Stortinget høsten 1980. Som nevnt hadde statsråd Johansson måttet gå med på en utredning om NVEs framtidige organisasjon. Også for det formålet ble det nedsatt et offentlig utvalg med fylkesmann Lars Leiro fra Hordaland som leder. Jeg ble bedt om å være sekretær for dette utvalget. Vi arbeidet i halvannet år, vi besøkte NVEs virksomheter rundt i landet, og utvalget avga en delt innstilling. Et flertall på tre ville opprettholde et samlet NVE, mens et mindretall på to ville skille ut Statskraftverkene. I juni 1982 ble Leiro-utvalgets NOU overlevert til statsråd Vidkunn Hveding. Så vidt det kunne observeres utenfra skjedde det lite med denne saken i departementet de nærmest påfølgende årene. Først i 1985 – med Kåre Kristiansen som statsråd – kom utspillet. Direktoratet for Statskraftverkene skulle skilles ut fra NVE og etableres som statsforetaket Statkraft. Skilsmissen ble gjennomført 1. januar 1986.

Det øvrige NVE – av enkelte i et lett nedlatende tonefall referert til som "Rest-NVE" – var det jeg kom tilbake til som generaldirektør 1. august 1987 – etter snaut fire års "utlendighet" i Buskerud energiverk. Organisasjonen besto da av to store direktorater, Vassdragsdirektoratet og Energidirektoratet ledet av henholdsvis Pål Mellquist og Asbjørn Vinjar. Hertil var det en Administrasjonsavdeling ledet av Erik Nybø. Med all respekt for de tre nevnte herrer, så fant jeg denne organisasjonspyramiden uhyre spiss. I alt var det vel 450 ansatte i NVE på det tidspunktet. Oppgavene var fortsatt store og krevende. Men jeg følte at jeg hadde altfor dårlig oversikt over mange av de interessante og viktige arbeidene som forgikk i de to direktoratene. Så jeg ringte til departementsråd Erik Himle og spurte om det var uærbødig allerede etter så kort tid å revurdere den organisasjonsmodellen som Stortinget hadde vedtatt. Himle var positiv. Men da våknet samtidig Finansdepartementet. Det er jo alltid på vakt for å spare inn statlige utgifter. Men det er ikke alltid det er fullt samsvar mellom deres makt og deres innsikt.

Avvikle vassfolka

Finansdepartementet proklamerte at for framtiden ville det være slutt på vannkraftutbyggingen. Heretter ville det bare bli bygget gasskraftverk. Følgelig kunne NVE avvikle mesteparten av "vassfolka", og staben i NVE kunne dermed kuttes med relativt hård hånd. Dette sa de i 1988. For det første utgjorde arbeidet med vannkraftutbygging bare en begrenset del av "vassfolkas" totale arbeid. For det andre var det slett ikke slutt med vannkraftutbygging. For det tredje fikk vi mye å gjøre med modernisering og ombygging av eldre vannkraftverk og fornyelse av tidsbegrensede konsesjoner. Og dessuten ble det ingen gasskraftverk. Først i begynnelsen av 2007, har man startet bygging av de første gasskraftverk. Så feil kan man ta.

Det ble nedsatt et interdepartementalt utvalg til å utrede omorganisering av NVE. Ekspedisjonssjef Kjell Kristiansen fra Olje- og energidepartementet ble satt til å lede arbeidet. To avdelingsdirektører fra de to direktoratene i NVE var med, Alf Johansen og Erik Kielland. Mange med meninger om saken, blant andre jeg, ble innkalt til høring. Innad i NVE var det en del uenighet. De toneangivende "vassfolka" ville dele opp NVE ytterligere. De ville ha et selvstendig Vassdragsdirektorat, og ha minst mulig med "elektrikerne" å gjøre. Dette ble selvsagt sterk støttet av Miljøverndepartementets folk, som så for seg Vassdragsdirektoratet underlagt seg, og ikke Olje- og energidepartementet. Men denne gangen var Finansdepartementet en støtte. Hermansen så at den viktigste økonomiske verdien i vassdragene var kraftproduksjonen. Altså måtte alt ligge under Olje- og energidepartementet. Og slik ble det. Forsommeren 1990, innbakt i "Revidert nasjonalbudsjett", kom konklusjonen. NVE skulle ledes av en vassdrags- og energidirektør. Han skulle støtte seg til et departementsoppnevnt råd, som altså ikke var et styre. NVE skulle ha seks avdelinger: Administrasjon, Hydrologi, Vassdrag, Energi, Tilsyn og sikkerhet samt Enøk og marked. Hertil beholdt NVE Internasjonalt kontor, direkte underlagt vassdrags- og energidirektøren. Det samme gjaldt informasjonssjefen. Elektrisitetstilsynet ble utskilt fra NVE og lagt under Kommunaldepartementet. Kraftforsyningsberedskapen, som hadde hatt et eget sekretariat, og ligget direkte under Olje- og energidepartementet, ble lagt til Tilsyns- og sikkerhetsavdelingen i NVE. Og så skulle staben reduseres med ca. 20 prosent i løpet av resten av 1990 og hele 1991. Etter at eltilsynet var skilt ut og beredskapen kommet inn, var vi ca 400 ansatte. Altså skulle over 70 bort på et og et halvt år.

Tøff jobb

Dermed begynte den tøffeste periode i mitt arbeidsliv. Først omorganiseringen og nedbemanningen. Seks avdelingsdirektører skulle på plass. Fire kom fra egne rekker, to kom utenfra. Til Enøk- og markedsavdelingen – som skulle få hovedansvaret for

å gjennomføre den markedsreformen som energiloven forutsatte – kom sosialøkonomen Jan Moen fra Oslo Lysverker.

Nedbemanning av en statlig institusjon var så godt som uprøvd. Regelverket var strengt. Det var ikke bare å sette folk på gata, om vi nå hadde ønsket det. Vi hadde nær kontakt og drøftinger med fagforeningene, som alle samarbeidet konstruktivt. Det ble gjennomført individuelle samtaler med alle medarbeidere som ville bli berørt. Så vi kom faktisk i mål uten et eneste skandaleoppslag i pressen.

Våtår reddet loven

Samtidig med denne prosessen skulle energiloven settes ut i livet. Hittil hadde det vært slik at lokale everk hadde områdekonsesjon og dermed enerett til å bygge og drive ledningsnett og levere strøm innen et bestemt geografisk område, ofte en kommune. Everkene kjøpte strøm en gros, oftest fra et fylkesomfattende verk. Noen hadde litt produksjon fra egne verk også. De stort sett fylkesomfattende verkene hadde i praksis enerett på å levere engros til everkene innen sitt fylke. Disse hadde dels egenproduksjon og dels kjøpte de statskraft. Everkene på disse tre nivåene – kommune, fylkeskommune og stat - ble betraktet som et viktig infrastruktursystem i landet. Prisene, som ble fastsatt av Stortinget, fylkestingene og kommunestyrene for et år av gangen, ble satt slik at de bare skulle dekke utgiftene. I de tilfelle et kommunestyre eller fylkesting forgrep seg på everkskassa for å styrke budsjettet – og det forekom – gjorde de det med ikke helt god samvittighet.

Energiloven snudde opp ned på alt dette. Kraftforsyningen skulle drives etter forretningsmessige prinsipper. Konkurranse skulle fremme effektivitet og rasjonalisering. Det skjedde ikke helt uten om og men, og flere gjorde framstøt for å reversere hele reformen. Både innen fagbevegelsen og landbrukssamvirket var motstanden stor. Nærings- og energiministeren, Finn Kristensen, forsøkte også å få Stortinget med på at bare sluttbrukere over en viss størrelse skulle få kjøpe fritt i markedet, men fikk ikke flertall for dette.

Det som reddet loven gjennom den første tiden, var helt enkelt at 1991 ble et våtår og at vi dermed fikk fallende elpriser. Hadde 1991 blitt et tørrår med høye priser, er jeg temmelig sikker på at energiloven hadde fått nådestøtet.

Enkelte av de gamle kraftdirektørene fikk også overgangsproblemer. Per Chr. Løken – tidligere professor i varmelære ved NTH og deretter ett års tid min etterfølger i Buskerud energiverk - så mulighetene, etablerte seg med telefax og PC, kalte seg i

all beskjedenhet Norgeskraft, og satte i gang med å kjøpe kortsiktig tilfeldig kraft gjennom Samkjøringen, og selge den som fastkraft til forbrukere. En av de gamle kraftdirektørene ringte meg og sa at denne mannen måtte stoppes. Han kjøper billig og selger dyrt. Så spurte jeg ham: "Hvem er det han kjøper billig av da?" Da ble det stille i den andre enden av tråden.
Fylkeskraftsjefene hadde i flere år hatt halvårlige møter i "20-mannsgruppa". Dette var en uformell og selvbestaltet gruppe. Der hadde de som gode kolleger lagt opp felles strategier overfor både abonnenter og myndigheter. Jeg var sjøl med i denne gruppa under mine år i Buskerud energiverk. Heretter skulle disse direktørene konkurrere om kundene. De het ikke abonnenter lenger. "20-mannsgruppa" måtte oppløses. Nå begynte konkurransemyndighetene å interessere seg for kraftsektoren også.

Energiloven kom til rett tid

Jeg vil si at det var greit energiloven kom da den kom, men jeg personlig er veldig glad den ikke kom tidligere. Utbyggingen av vannkraften etter krigen og framføring av strøm til alle, selv til de mest avsidesliggende, var styrt av ingeniører og politikere. Vannkraften skulle være motoren i den velstandsutviklingen for alle som var det felles politiske mål. Utpå 1960-tallet hadde omtrent alle fått innlagt strøm. Utpå 1980-tallet hadde vi passert 100 TWh årsproduksjon (I 1945 hadde vi hatt 10 TWh). Motstanden mot kraftutbyggingen hadde gradvis vokst fra 1960-tallet med tre "topper" i Mardøla, Aurland og Alta. Energimeldingen fra 1980 hadde antydet "125 TWh midlere årsproduksjon som en rimelig illustrasjon på en skånsom kraftutbygging." Det meste av utbyggingen var altså unnagjort. Vi hadde produksjonen og distribusjon til de tusen hjem på plass. Men så meldte spørsmålet seg med økende tyngde om vi utnyttet disse enorme verdiene på best mulig måte. Og her får vi vel innrømme at økonomene satte fingeren på et litt ømt punkt. Som nevnt var elforsyningen monopolisert og prisene politisk fastsatt ut fra prinsippet om kostnadsdekning. De mange everksjefene var ganske mektige "småkonger" som i ly av sin monopolstilling kunne drive nokså uøkonomisk, og med full lokalpolitisk ryggdekning.

Det var produksjon og omsetning av kraft som i følge energiloven skulle skje i et åpent marked. Overføring, derimot, måtte fortsatt være monopolisert. Det er umulig å tenke seg paralleltløpende, konkurrerende kraftledninger. De fleste vil vel mene at det er ille nok med de ledningene som er. Kraftoverføring er det økonomene kaller et "naturlig monopol".

NVEs oppgave ble nå å utforme et regelverk som gjorde det mulig for enhver husholdning å kjøpe strøm av hvem de måtte ønske. Samtidig måtte vi innføre en økonomisk regulering av overføringsfunksjonen, for å hindre at ledningseierne tok ut en ublu monopolprofitt. Profittenkning var jo nå innført i kraftforsyningen, så de måtte kontrolleres. Dessuten måtte vi hindre at everk som både drev produksjon, omsetning og overføring, brukte deler av monopolprofitten til å støtte opp under den konkurranseutsatte aktiviteten. Dette var ikke helt enkelt, og vi hadde ingen å lære av. Intet land i verden hadde greid å gjennomføre denne oppgaven før vi i Norge tok fatt på den. Ganske pussig at dette skulle skje i det tradisjonelt planøkonomiske og sosialdemokratiske Norge. Men forklaringen er altså gitt foran, og stikkordet er "Reiten".

Økonomenes inntog i NVE

NVE hadde som nevnt opprettet en egen avdeling, Enøk og marked. Den ble fylt opp med økonomer. Uten å gå i deltaljer – det blir forklart i de følgende kapitler – greide de etter hvert å lage et oppsiktsvekkende enkelt regelverk for bytte av strømleverandør. Hvem som helst kan nå ringe, maile eller skrive til en ønsket kraftleverandør, oppgi navn, adresse, målernummer og nåværende kraftleverandør – alt sammen står på siste strømregning – og be om å bli kunde. Ny leverandør ordner resten.

Bruk av ledningsnettet ble åpnet for alle på like vilkår. Overføringstariffene ble gjort uavhengig av overføringsavstand. Dette var nødvendig for å få markedet til å fungere. Nettselskapene fikk av NVE oppgitt en tillatt inntektsramme basert på diverse kriterier for nettet. Denne rammen skulle reduseres med et antall prosent hvert år for å presse fram effektivisering. Etter et antall år skulle rammen vurderes på nytt. For at effektiviseringspresset ikke skulle gå ut over vedlikeholdet og dermed leveringssikkerheten, ble nettselskapet ilagt økonomisk straff når strømmen faller ut.

Det vakte internasjonal oppsikt da vi fikk til dette. Det kom delegasjoner fra mange land for å lære. Og vi fikk invitasjoner fra alle kanter av kloden til å komme og holde forelesninger.

Mange forbrukere syntes at dette med å bytte strømleverandør var noe nymotens tull. Til dem sa jeg at da kan dere jo bare la det være. Det er en frivillig sak. Men ønsker dere å spare noen kroner, er det jo forsøket verdt. den første tiden drev mange av strømselgerne aktiv markedsføring. De sendte ambisiøse ungdommer ut på gata

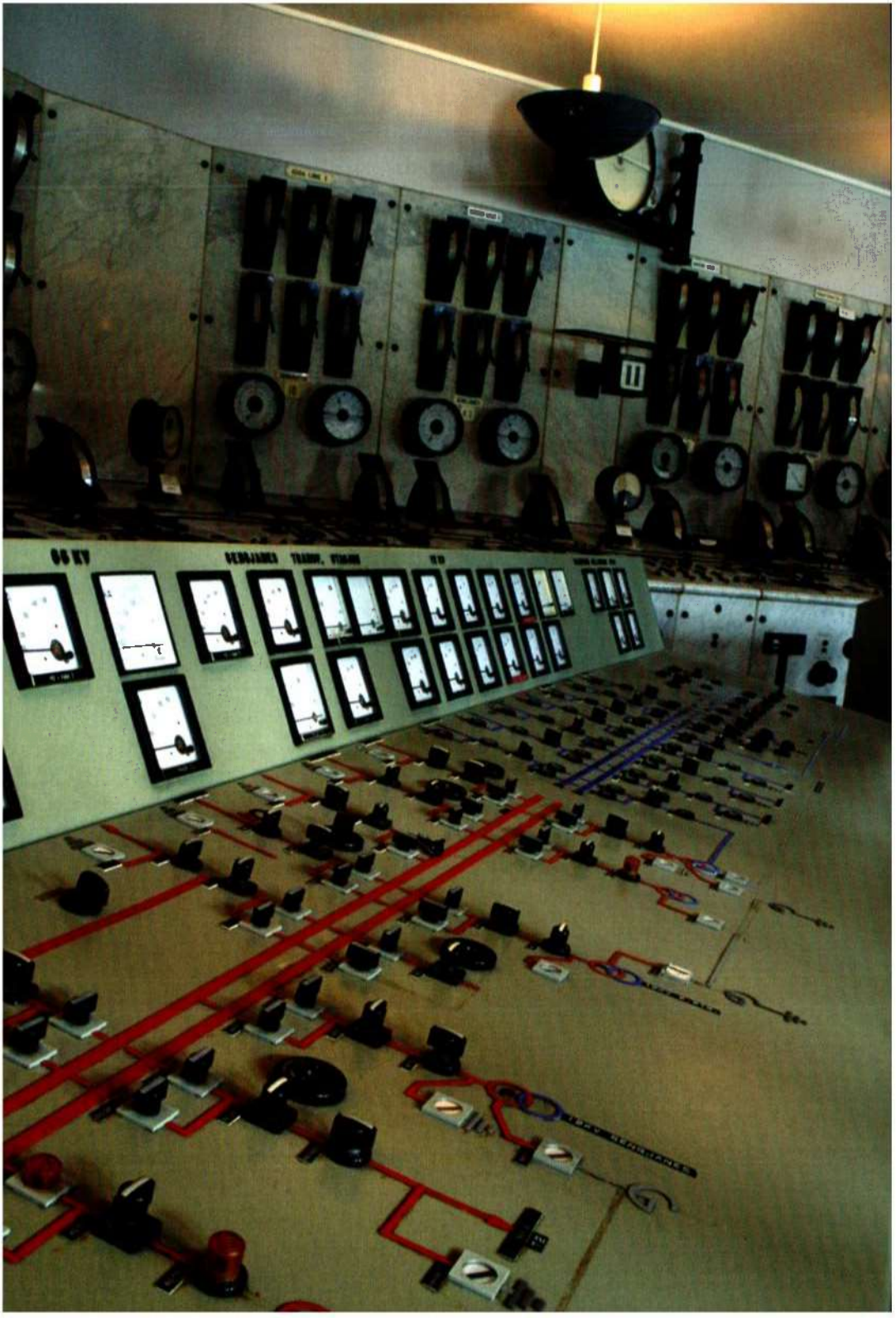
og i kjøpesenterne for å kapre kunder. Flere ganger ble jeg praia på åpen gate og spurt om jeg var klar over at det gikk an å bytte strømleverandør.

Salg av kraftverk

Jeg har ofte framholdt et eksempel fra Buskerud som en av de gunstige følgene av energiloven.

Drammen og Buskerud hadde begge kraftstasjoner liggende etter hverandre som perler på ei snor nedover Numedalslågen og i nedre del av Drammensvassdraget. Nå har de slått seg sammen og opprettet Buskerud Kraftproduksjon og Buskerud Kraftnett. En full samkjøring av kraftstasjonene har ført til større produksjon og billigere drift uten noen som helst investeringer. Samtidig er konkurranseutsatt virksomhet og monopolvirksomhet organisatorisk adskilt.

Energiloven liberaliserte salg av kraft, men ikke av kraftstasjoner. Likevel var det en del kommuner som begynte å vurdere salg av kraftverkene sine, enten fordi de var i pengeknipe eller fordi de var ledet av politikere som mener at det offentlige ikke skal drive konkurranseutsatt virksomhet. Det har hele tiden vært min overbevisning at noe mindre framtidsrettet enn å selge vannkraftverk er det vanskelig å forestille seg. Virksomheten er risikofri. Verdien vil øke etter hvert som andre og dyrere kraftslag med strenge miljøpålegg må dekke den videre forbruksøkningen. Den langsiktige verdiøkningen vil ikke kunne fanges opp i en salgspris. Vannkraftverkene er "evigvarende pengemaskiner". Er eieren i pengeknipe, vil det være mye lurere å leie ut verket for en 20-30 års periode. En kan da "cashe" inn omtrent den samme summen som ved salg, og ha verket tilbake etter leietidens utløp.


66 KV

Et statlig nettselskap blir til

Svein Storstein Pedersen

Når vi i ettertid vurderer arbeidet med å etablere et statlig nettselskap, kan vi si at resultatet ble godt. Et synlig bevis på det var den store tilslutningen omleggingen fikk fra bransjen og også oppmerksomheten fra utlandet. Norge skapte et meget ryddig forhold mellom statens store produksjonsselskap og det nye sentralnettselskapet. En reell splitting av Europas produksjonsgiganter slik at sentralnettsforetakene virkelig blir nøytrale, er fortsatt et betydelig og uløst problem for øvrig i Europa.

Etter vedtaket om ny Energilov fra 1991 hadde Olje- og energidepartementet (OED) arbeidet med organiseringen av Statkraft. Det var viktig å få gjort noe med Statkrafts organisering av to grunner. For det første for å få til en tilpasning til energilovens intensjoner om konkurranse og skille mellom den konkurranseutsatte virksomheten og det naturlige monopolet. For det andre for å få slutt på den langvarige striden mellom Statkraft og foreningen Samkjøringen om roller og ansvar for driften av landets kraftsystem.

Tidligere utredning om Statkrafts organisering var blitt gjort mellom Statkrafts administrasjon, OED og Finansdepartementet. Konklusjonen fra det siste arbeidet i den såkalte Statkraftgruppen var fremlagt våren 1990. Her foreslo man en deling av Statkraft i to selskaper, et produksjonsselskap og et nettselskap. Videre pekte utredningen på at flere viktige forhold måtte bli avklart i det videre arbeidet, blant annet arbeids- og ansvarsfordelingen mellom børsfunksjonen, nettselskap og

Svein Storstein Pedersen

Direktør i Consultingavdelingen i Statnett
Tidligere avdelingsdirektør i NVE.

produksjonsselskap, organisering av utenlandshandelen, gjennomgang av sentralnettsreglene, arbeidsrutiner for prismyndighetene og NVE i monopolkontrollen og sist men ikke minst etablering og organisasjonsmessig plassering av en kraftbørs eller omsetningssentral.

Det betyr at man ikke hadde noe klart syn på dette tidspunktet hvilket ansvar et nettselskap skulle ha og hvilke praktiske oppgaver selskapet skulle dekke.

Bransjen hadde hatt til dels sterke synspunkter på hvordan Statkraft burde organiseres og hvordan forholdet burde være mellom Samkjøringen og Statkraft i den praktiske oppgaveløsningen. Men bransjen var ikke tatt med i selve utredningsarbeidet. Bransjen hadde tidligere selv foreslått et kombinert samkjørings- og nettselskap i januar 1990. Dette selskapet skulle være brukerstyrt i likhet med foreningen Samkjøringen.

Involvere bransjen

Nå var tiden kommet for departementet til å involvere bransjen i det videre arbeidet med å forberede organisering av handelsløsninger og sentralnettsfunksjonen. OED nedsatte derfor i august 1990 en arbeidsgruppe for Sentralnettet for å utrede forhold knyttet til nettfunksjonen.

I mandatet var det lagt til grunn at det skulle etableres et statlig selskap for drift av sentralnettet. Arbeidsgruppen skulle med utgangspunkt i Statkraftgruppens rapport og intensjonene i energiloven avklare forhold knyttet både til ansvarsfordeling mellom aktørene, avgrensing av Nettselskapets anlegg i forhold til Statkraft, forholdet til andre netteiere og tarifferingen i sentralnettet.

Delt utvalg

Medlemmer av utvalget var Jon Dahl Engebretsen, OED, Eivind Tandberg Finansdepartement, Odd Håkon Hoelsæter, Samkjøringen, Edvard Lauen, Statkraft, Svein Storstein Pedersen, NVE. Sistnevnte var utvalgets leder og Hans Olav Ween, NVE, var utvalgets sekretær. Utvalget skulle avgi sin rapport innen desember 1990. Bransjen var naturlig nok svært interessert i utvalgets arbeid og var gjennom deltakelsen i utvalget orientert om hvilken vei diskusjonen gikk. Statkraft og Samkjøringen valgte i oktober 1990 å avslutte sin årelange uenighet med en enighet om roller og ansvar for driften av landets kraftsystem. De kom også fram til et felles syn på hvilke oppgaver det statlige nettselskapet skulle ha. Samkjøringen skulle etter denne avtalen være markedskoordinator og ansvarlig for børsfunksjoner og også ha ansvaret for driftskoordineringen i både plan- og kontrollfasen, revisjons-

koordinering, fastsetting av systemgrenser i hovednettet, samt nettovervåking på landsnivå. Statkraft skulle selv ha eierfunksjonene til nettet som før. Det statlige nettselskapet skulle etter Statkrafts og Samkjøringens syn være lite og kun ha ansvaret for systemplanlegging og for sentralnettsordningen.

Utvalgets arbeid ble deretter preget av at Samkjøringen og Statkraft på denne måten bandt opp sine synspunkter om nettselskapets rolle og ansvar på et tidlig tidspunkt. Utvalgets konklusjoner på de viktigste områder besto av en flertallsinnstilling hvor representantene fra OED, Finansdepartementet og NVE utgjorde flertallet, mens mindretallet besto av representantene fra Samkjøringen og Statkraft.

Utvalget var delt i synet på viktige områder som plasseringen av eierskapet til det statlige nettet og plasseringen av ansvaret for driftskoordineringen og forholdet til markedsorganiseringen.

Det var derimot enighet om prinsippene for nye overføringstariffer i sentralnettet, kriterier for utstrekningen av sentralnettansvaret og ansvaret for systemplanlegging av sentralnettet.

Eierskapet til det statlige nettet

Flertallet ønsket at nettselskapet burde eie de statlige delene av sentralnettet. Begrunnelsen var at dette ville gi en oversiktlig eierstruktur, gi grunnlag for kostnadseffektiv utbygging og drift av nettet og gjøre det mulig å regulere virksomheten på en effektiv måte. Nettselskapet må kunne velge å utføre hele eller deler av det praktiske arbeidet med utbygging og drift av det enkelte overføringsanlegg eller sette det bort til en eller flere operatører ut fra hensynet til en minimalisering av kostnadene.

Mindretallet ville at staten fortsatt skulle eie nettet med Statkraft som driftsoperatør. Nettselskapet ville være en monopolbedrift og som et middel til å begrense selskapets aktivitet, burde det ikke tillegges noen eierfunksjoner i forhold til sentralnettsanleggene.

Driftskoordineringen og forholdet til markedsorganiseringen

Flertallet tok utgangspunkt i at driftskoordineringsfunksjonen var sterkt orient-ert mot produsentsiden. Produsentene var langt sterkere organisert enn kjøpersiden i kraftmarkedet. Hvis kraftbørsen skulle fungere effektivt, måtte det sikres

at den var nøytral i forhold til alle parter i markedet. Hvis driftskoordineringen og børsfunksjonen skulle ivaretas av samme organisasjon, ville dette kunne føre til en fortsatt fokusering på produsentsiden på bekostning av kjøperne i kraftmarkedet. Det var behov for en fysisk kopling mellom driftskoordinering og kraftbørsen. Denne koplingen kunne ivaretas på en tilfredsstillende måte ved avtale mellom to juridiske enheter. Etter flertallets oppfatning burde spørsmålet om organisering av driftskoordinatorfunksjonen fastlegges gjennom forhandlinger mellom alle parter i kraftmarkedet hvor også Nettselskapet og kjøpersiden var representert på en tilfredsstillende måte.

Mindretallet mente på sin side at Samkjøringen burde utvikles videre til et felles driftselskap for driftskoordinering innen rammen av tildelte konsesjoner.

Prinsipper for nye overføringstariffer i sentralnettet

Her var arbeidsgruppen samlet og foreslo nye prinsipper for tariffer for overføring av kraft:

- En energiavgift som tilsvarer marginale tapskostnader basert på den forventede flyt i nettet
- En tilknytningsavgift som dekker de faste kostnadene
- Et tariffledd som kan gi signaler om flaskehalser og utbyggingsbehov i nettet

Arbeidsgruppen foreslo at Nettselskapet skulle klarlegge sentralnettets utstrekning ut fra hensynet til markedsadgang og en enkel administrativ tilknytning til kraftmarkedet for markedsaktørene. Utenlandsforbindelsene skulle trekkes inn i det fremtidige sentralnettet. Nettselskapet burde ha ansvaret for systemplanleggingen og vurderingen av den langsiktige utviklingen for sentralnettet. En utskilling av sentralnettet ville gi grunnlag for å klarlegge planansvaret for sentralnettet.

Diskusjon om rollen som netteier og systemansvarlig

Arbeidsgruppen var nytenkende på svært mange områder og satte spor etter seg i den pågående bransjediskusjonen om en ny organisasjonsstruktur.
I ettertid viser det seg at skillet mellom flertall og mindretall i synet på eierskap til overføringsanlegg og plassering av ansvar for driftskoordinering i forhold til kraftbørsen, føyer seg pent inn i det som nå kalles TSO – ISO – diskusjonen, en diskusjon alle land har vært gjennom. Konklusjonene er som kjent forskjellige, og en kan mistenke at de er til dels taktisk motivert ut fra en politisk beslutningssituasjon.

I TSO-modellen (Transmission System Operator) kombineres rollen som netteier med rollen som systemansvarlig, i motsetning til i en ISO-modell (Independent System Operator) hvor rollen som systemoperatør er organisert atskilt og uavhengig av selskapet som eier nettet.
Bransjen hadde tidligere selv anbefalt et kombinert samkjørings- og nettselskap, altså en TSO-modell, men såkalt brukerstyrt. Her snudde altså bransjen i synet på riktig modell som en følge av at eierskapet til Nettselskapet skulle være statlig og ikke eid av bransjen, det vil si av produsentene. Dette synspunktet viste seg i ettertid å være vanskelig å forsvare for bransjen i fusjonsforhandlingene som senere fulgte mellom Statnett og Samkjøringen etter stortingsbehandlingen.

Innholdet i systemansvaret eller det overordnede ansvaret for driftskoordineringen, var ennå ikke helt avklart og forholdet mellom Nettselskapet og Samkjøringen gjensto også. Dette ble først avklart i november 1991 som en følge av Stortingets beslutning om å etablere Statnett.

På områder hvor enigheten rådde, ser en prinsippene for punkttariffsystemet introdusert. Det var en enighet om ansvaret for systemplanleggingen av sentralnett. Dette betydde ikke at en var enig om ansvaret for utviklingen av sentralnettet som innebar også ansvaret for utbygging av det enkelte overføringsanlegg. Her ville mindretallet vingestekke Nettselskapets muligheter til selv å gjennomføre egne planer. Hvem som alternativt skulle bygge ut den statlige delen av sentralnettet, kom ikke klart frem fra mindretallet i og med at Statkraft rolle her skulle være en driftsoperatør.

Det er også verdt å merke seg at verken flertallet eller mindretallet hadde noen samlet holdning til utfordringen ved regulering av Nettselskapet eller andre netteiere. Denne var det NVE som utviklet i løpet av 1990-årene.

"Firerbanden"

Arbeidet med å skape et nettselskap hadde nå kommet langt, siden viktige prinsipper nå var avklart, men en del problemer gjensto likevel. OED etablerte en egen arbeidsgruppe for å arbeide videre med disse problemene. Gruppen startet arbeidet i februar 1991. Gruppen besto av Svein Storstein Pedersen (NVE), Edvard Lauen og Leif Vikan (Statkraft) og Oddmund Larsen (Samkjøringen).

Mandatet slo fast at gruppen skulle ta utgangspunkt i flertallsinnstillingen fra arbeidsgruppen som utredet forhold knyttet til nettfunksjonen. Nettselskapet

skulle etableres som et statlig heleid selskap etter ny lov om statsforetak. Som eier av statens høyspentnett ville Nettselskapet være konsesjonær og ha formelt ansvar for teknisk drift og vedlikehold av eget nett. Av dette fulgte at Nettselskapet skulle overta Statnetts ansvar for et landsomfattende telekommunikasjonssystem for å overvåke kraftsystemet og for driftssikkerheten i kraftnettet.

Gruppen skulle foreta både nødvendige utredninger og avgrensinger av nettselskapets ansvar og delta i de tekniske forberedelsene til stiftelsen av selskapet. I mandatet ble det videre sagt at det overordnede ansvaret for driften av sentralnettets anlegg skulle tillegges Nettselskapet som en del av en framtidig sentralnettsordning. Den praktiske driften av sentralnettet, deriblant overvåkning av kraftsystemet og driftssikkerheten, måtte ses i sammenheng med driftskoordineringen. Den praktiske driften av sentralnettet kunne tildeles driftskoordinatoren som oppdrag dersom driftskoordinatoren tilfredsstilte organisatoriske krav, og dersom det kunne etableres en avtale som ville ivareta det ansvar Nettselskapet ble pålagt etter lov og konsesjonsvilkår på en betryggende måte.

Tilsvarende oppgaver ble den gang ivaretatt av Samkjøringen. I mandatet ble det også forutsatt at Nettselskapet burde ha ansvar for systemplanleggingen, mens den gjennomgående planlegging at et samlet overføringsnett fra produsent til forbruker fortsatt skulle koordineres av NVE gjennom krav om konsesjon for elektriske anlegg.

Etableringen av nettgruppen og mandatet skapte sterke reaksjoner i bransjen, og blant arbeidstakerorganisasjonene som støttet forhandlingsløsningen som Statkraft og Samkjøringen hadde kommet frem til. Innen bransjen fikk gruppen etter hvert betegnelsen "Firerbanden."

Etableringen av Statnett – oppløsning av Samkjøringen

Høsten 1991 fremmet regjeringen forslag til omorganisering av Statkraft ved å dele selskapet i et produksjonselskap, Statkraft SF, og et nettselskap, Statnett SF, begge organisert etter lov om statsselskap.

Statnett SF ville eie statens del av sentralnettet foruten transformatorer og koblingsanlegg knyttet til sentralnettet. Som eier av nettet ble Statnett konsesjonær. Det forutsatte at foretaket også ville bli ansvarlig for en sentralnettsordning. regjeringen mente at å skille ut sentralnettet som en egen enhet med overordnet ansvar for kvalitet på kraftleveranser og driftssikkerhet, ville gi grunnlag for en klargjøring av ansvarsforhold og rolleordeling i driftskoordineringen.

Den fremtidige skjebne til Samkjøringen ble på en måte avklart i stortingsproposisjonen: *"Det overordnede ansvar og den praktiske driftskoordinering hører i utgangspunktet sammen, men avgrensede praktiske oppgaver i tilknyting til driftskoordineringen kan sentralnettet sette bort til andre. Ved etablering av det nye sentralnettforetaket vil det uansett, i en overgangsperiode, måtte bygges på dagens system. Det er naturlig at foretaket søker samarbeid med nøytrale parter i kraftsektoren for å finne kostnadseffektive måter å vareta den oppgaven. Det vil imidlertid alltid være et reelt alternativ at sentralnettforetaket selv står for oppgaven. Det er departementet som vil avgjøre hvilke praktiske løsninger som skal legges til grunn, basert på forhandlinger mellom Statnett og aktuelle samarbeidspartnere."*

Kraftbransjen var fortsatt kritiske til regjeringens forslag og mente at driftskoordinering og markedsorganisering måtte være brukerstyrt og ivaretatt av Samkjøringen. Flertallet i Stortinget sluttet seg til regjeringens forslag, men ba om at brukernes innflytelse ble ivaretatt gjennom å være representert i Statnett sitt styre. Etter etableringen av Statnett fra 1. januar 1992, var det nødvendig med en samarbeidsavtale med Samkjøringen som skulle gjelde frem til 1. januar 1993.

Flere ulike alternativer for samarbeid ble vurdert, men alternativet fusjon syntes å være det eneste som kunne la seg realisere.
De viktigste punktene i avtalen som ble godtatt i partenes styrer og oversendt OED var at en sammenslutning skulle skje 1. januar 1993 og at Samkjøringens virksomhet skulle opphøre på samme tidspunkt. Statnett skulle overta Samkjøringens virksomhet, og markedsorganiseringen skulle skje i et datterselskap av Statnett. Markedsselskapet skulle ikke ha egne ansatte, men leie alle tjenester fra Statnett.

Dette resultatet fikk tilslutning av OED og kunne gjennomføres som planlagt. Dermed hadde en nådd en viktig milepæl i omstruktureringen for å møte kravene til et effektivt kraftmarked som energiloven legger opp til.

Konklusjon

Hvis en i ettertid sammenligner konklusjonen fra flertallets innstilling i de ulike gruppene med det som virkelig ble resultatet, ser en at innstillingene i store trekk faktisk ble gjennomført. Og viktigste av alt, de ble gjennomført med et godt resultat. Et synlig bevis på det var den store tilslutningen omleggingen fikk fra bransjen og også oppmerksomheten som omleggingen har fått i utlandet.

Norge skapte et meget ryddig forhold mellom statens store produksjonsselskap og det nye sentralnettselskapet. Etter avtale med Samkjøringen ble Statnett Marked

etablert 1. januar 1993, og utviklingen senere skjøt virkelig fart og ble grunnstammen til verdens første internasjonale kraftbørs, NorPool ASA, som ble etablert i 1996.

En reell splitting av Europas produksjonsgiganter slik at sentralnettsforetakene virkelig blir nøytrale, er fortsatt et betydelig og uløst problem for øvrig i Europa også i 2007.

Punkttariffer – en viktig byggesten i kraftmarkedet

Jon Sagen

Punkttariffer er et sentralt element i hele kraftmarkedsreformen. Idéen om et tariffsystem basert på punkter for innmating og uttak, ble introdusert tidlig på 1980-tallet. Den praktiske tillempingen av prinsippene i det norske tariffsystemet følger teorien langt på vei. Systemet ble utformet i en fruktbar dialog mellom akademikere, praktikere og teoretikere fra bransjen og aktive byråkrater i myndighetsorganer som OED og NVE.

Energiloven fra 1990 innførte bestemmelsen om at det i konsesjon for omsetning av elektrisk energi kan settes vilkår om tariffer for overføring, og at konsesjonæren skal stille ledningsnettet til disposisjon for andre som forestår elektrisitetsforsyning og for produsenter og brukere av elektrisk energi.

Selve proposisjonen har kun en kort omtale av tariffer. Der heter det at utformingen av overføringstariffer må underlegges tilsyn av myndighetene. Disse tariffsystemene må få en utforming som bidrar til en effektiv omsetning av kraft i markedet. Tariffene må i størst mulig grad gi overføringskostnader som gjenspeiler den reelle belastning som forbrukeren påfører nettsystemet.

Betaling for overføring av kraft

I sentralnettet var det også før energiloven et system for hvor mye medlemmene skulle betale for overføring av kraft. Reglene for sentralnettsordningen forpliktet også medlemmene av Samkjøringen til å stille overføringskapasitet til disposisjon

Jon Sagen
Seniorrådgiver i NVE

så vel for andre medlemmer som for foreningen etter regler som til enhver tid var godkjent av NVE og foreningens generalforsamling. Det het også at disse reglene i størst mulig grad burde legges til grunn for overføringer i regionalnettet.

Betalingen i sentralnettet besto av et fast årsabonnement og et overføringsabonnement. Overføringsabonnementet hadde størst økonomisk betydning og var basert på betaling ut fra overført mengde og luftlinjeavstander i sentralnettet mellom produksjon og uttak slik dette var fastsatt i kraftkjøpsavtalen. Et slikt prinsipp for betaling var i tråd med innarbeidet praksis, også internasjonalt, men er ikke i samsvar med verken økonomisk teori eller hensynet til et godt fungerende kraftmarked.

Prinsipper for tariffering

Dette ble tatt opp i hovedrapporten fra Senter for anvendt forskning (SAF) om markedsbasert kraftomsetning fra 1989. Der heter det at for å få til en optimal sammensatt tariff, må man ta med overføringstap og andre kostnader direkte forbundet med transport av kraft i nettet, nettsystemets faste kostnader, og nettets kapasitetskostnad eller toppbelastning.

SAF slo videre fast at overføringstapene måtte prises etter marginaltapsprinsippet. De viste også til at de faste kostnadene i nettet utgjør en stor andel av de totale kostnadene, og at en slik kostnadsandel reiser det klassiske problemet om hvordan de faste kostnadene skal fordeles mellom brukerne av nettet eller mellom ulike bruksformål.

Alle som har arbeidet med tariffutforming og deltatt i tariffdiskusjoner siden 1990, kan bekrefte at dette fortsatt er en klassisk problemstilling der det har vært og er vanskelig å sette sluttstrek.

SAF nevner selv noen ulike metoder for å løse dette med minst mulig avvik fra marginalkostnadsprinsippet, blant annet fast tilknytningspris uavhengig av faktisk bruk, variable priser som er proporsjonale med bruken eller sammensatte priser med fast og variabel del samt andre mer teoretisk baserte prismodeller.

Problemet med sentralnettstariffene basert på overføringsavstand var ikke bare at de brøt med økonomiske prinsipper for effektiv prising. De samsvarer heller ikke med den faktiske kraftflyten i nettet som følger fysiske lover uavhengig av hvem som er kjøper og selger. De ga heller ikke et godt grunnlag for å utvikle et kraftmarked med fri omsetning av elektrisk kraft. Transaksjonskostnadene ved kraftkjøp ville bli svært høye dersom tariffen måtte beregnes på nytt hver gang det ble

inngått en ny kraftavtale, og det ville være helt umulig å praktisere kjøp og salg over en kraftbørs som Nord Pool Spot.

Utvalgsarbeid

Dette kom klart fram i rapporten fra arbeidsutvalget som Samkjøringen satte ned, og som kom med sin innstilling i juni 1990, det såkalte Lauen-utvalget. Der heter det at hovedprinsippet må være at de som mater kraft inn og de som tar ut kraft av nettet, betaler de faste og variable kostnadene som nettet belastes med, til enhver tid. En ser altså bort fra hvem som er formelle kontraktspartnere. I en driftssituasjon vil dette være av underordnet betydning for hvordan den faktiske kraftflyten er.

Utvalget foreslo også en konkret tariffutforming med tilknytningsavgift for produksjon, effektavgift basert på abonnerte rettigheter på uttak og innmating og en fast energiavgift for både innmating og uttak. Ut fra det som ble framført av SAF et år tidligere, er vel det mest iøynefallende ved dette forslaget fraværet av et eksplisitt ledd som skal reflektere marginale tap i tilknytningspunktene.

Energilovproposisjonen Ot.prp. nr. 43 (1989-90), har kun en kort omtale av tariffer. Det heter der at: *"...også utformingen av overføringstariffer må underlegges tilsyn av myndighetene. Disse tariffsystemene må få en utforming som bidrar til en effektiv omsetning av kraft i markedet. Tariffene må i størst mulig grad gi overføringskostnader som gjenspeiler den reelle belastning som forbrukeren påfører nettsystemet."*

Høsten 1990 ble det nedsatt flere arbeidsgrupper med deltakere fra Olje- og energidepartementet, Finansdepartementet, Samkjøringen, Statkraft, NVE og andre. En av gruppene hadde fokus på sentralnettet, og utredet forhold knyttet til nettfunksjonen. Rapporten omhandler prinsipielle forhold ved overføring og tariffering og peker blant annet på at marginalkostnaden både for tap og kapasitet i flaskehalssituasjoner vil variere mellom geografiske regioner og over tid. En fast avgift på energi vil ikke reflektere disse variasjonene.

Arbeidsgruppen sier videre at en ordning basert på frivillig tegning av overføringsabonnement, vil kunne gi opphav til et "freerider"- problem. Forskjeller i faste kostnader bør ivaretas gjennom differensierte, faste kostnader.

Punkttariffsystemet

Konturene av punkttariffsystemet slik det er videreført til i dag, begynner nå å ta form. Arbeidsgruppen foreslår noen prinsipper for tariffer for overføring av fastkraft.

For det første mener de at det bør det innføres en energiavgift som tilsvarer marginale tapskostnader, basert på den forventede flyten i nettet. Dernest bør det innføres en tilknytningsavgift for både produsenter og brukere av nettet. Denne avgiften skal dekke de faste kostnader slik at nettselskapet over tid får en rimelig avkastning på investert kapital, samt godtgjørelse for drift og vedlikehold. Hvis det er vesentlige forskjeller i investeringskostnader i forskjellige regioner, kan en differensiert tilknytningsavgift være hensiktsmessig. Tilknytningsavgiften fastlegges slik at den i minst mulig grad påvirker brukernes løpende utnytting av nettet.

Endelig peker arbeidsgruppen på at det bør vurderes å innføre et tariffledd som kan gi signaler om flaskehalser og utbyggingsbehov i nettet. De praktiske muligheter for dette må vurderes nøye. Arbeidsgruppen understreker at den konkrete utformingen av tariffene bør overlates til nettselskapet, mens hovedprinsippene bør godkjennes av myndighetene. Gruppen viser til utkastet til forskrifter til den nye energiloven, der det heter at konsesjonærene skal fastsette overføringstariffene slik at de over tid skal dekke kostnadene ved utbygging og drift og gi normal avkastning på kapital. Konsesjonærene bør i størst mulig grad utforme tariffer som gjenspeiler belastningen i nettet. De må ikke diskriminere brukere av nettet, men tilby tariffer justert for forskjeller i brukstid og leveringskvalitet. Arbeidsgruppen viser også til at det i utkastet ikke sies noe om man ved fastsetting av rimelig avkastning skal ta utgangspunkt i gjenanskaffelseskostnader eller historisk kost. De konkluderer med at nettselskapet i prinsippet bør legge gjenanskaffelseskostnader til grunn for sin prissetting, slik at ikke nettselskapene får store finansielle problemer eller må foreta store prisøkninger når hovedtyngden av anleggene skal gjenanskaffes. Det siste skulle vise seg å bli et svært omdiskutert standpunkt.

Gjenanskaffelseskostnad eller historisk kost

NVE sendte i januar 1991 ut sitt første rundskriv med orientering om energiloven med forskrifter. Om selve tariffutformingen sier rundskrivet at Stortinget i løpet av 1991 skal ta standpunkt til spørsmålet om organisering og drift av sentralnettet. Den strukturen som blir lagt til grunn i sentralnettet, bør så langt råd er også danne mønster for regional- og distribusjonsnettenes tariffstruktur.

I rundskrivet sier NVE at aksjeloven og regnskapsloven krever at avskrivninger i det eksterne resultatregnskapet beregnes med anskaffelseskostnad som avskrivningsgrunnlag. Avskrivninger etter gjenanskaffelseskostnad gir et riktigere bilde av bedriftsøkonomiske og samfunnsøkonomiske kostnadene og bør beregnes i tillegg slik at de kan inngå for eksempel i effektivitetsmålinger og som grunnlag for overføringstariffer.

I rundskrivet heter det videre at verdisetting av nedlagt kapital er et av de områdene der NVE i første halvår 1991 i samarbeid med netteiere- og brukere vil fremme forslag til prinsipper.

Den siste formuleringen beroliget ikke en aktiv og svært pågående vaktbikkje i NHO.

Der var Geir Høibye en sentral person, sammen med en gruppe av industrirepresentanter. Formuleringen i rundskrivet resulterte raskt i et meget skarpt brev til NVE der det heter at NVE her har utøvd dårlig skjønn i sine formuleringer, og at dette undergraver tilliten til NVE som uavhengig ankeinstans og kontrollør av kraftforsyningens priser for overføring.
Gemyttene roet seg noe etter hvert, og NVE startet en prosess med bransjen og kundesiden for å komme fram til et akseptabelt og faglig forsvarlig kostnadsgrunnlag. NHO vant til slutt fram med sin motstand mot gjenanskaffelseskostnader, men måtte gi seg på et standpunkt om at det ikke skulle beregnes avkastning på den bokførte kapitalen, men kun gis dekning for utgifter til investeringer. NHOs argument var at nettet allerede var betalt av kundene gjennom tariffene. Einar Westre som ble "headhuntet" til NVE tidlig i 1991 var en nøkkelperson i NVE i arbeidet med å etablere et faglig rammeverk for regnskap og kostnadsføring som tok utgangspunkt i standard norsk regnskapspraksis. Gjennom arbeidet i 1991-92 ble det lagt et grunnlag for en enhetlig teknisk-økonomisk rapportering som har vært til uvurderlig nytte i NVEs tariffregulering, og som er unikt også i internasjonal sammenheng.

Stortingsproposisjon om Statkraft

Stortingsproposisjonen om omorganisering av Statkraft (St.prp. nr. 100, 1990-91) ble lagt fram 20. juni 1991. I proposisjonen gis det noen prinsipielle anvisninger på hvordan tariffene i sentralnettet skal se ut. Det vises til at den faktiske kraftflyten i nettet ikke er bestemt av hvilke formelle kraftkontrakter som eksisterer. Kraftflyten vil bestemmes av hvor i systemet det til en hver tid er rimeligst å produsere kraften og hvor det faktiske forbruket finner sted. Det heter videre at det bør bli et tariffsystem med rettigheter for henholdsvis innmating og uttak fra nettet, og at hovedprinsippet for hva den enkelte bruker skal betale, er den systemmessige belastningen vedkommende utgjør i det området han mater inn eller tar ut kraft.

Departementet viste videre til at den gjeldende sentralnettsordningen var sagt opp, og at et nytt tariffsystem ville bli gjort gjeldende senest fra 01.05.92. Vedtak om sentralnettstariffene ville bli fattet av Statnett. Videre heter det at det også er meget viktig med en koordinering av tariffer og overføringsbetingelser i de ulike nettnivåene

og mellom ulike netteiere. På bakgrunn av proposisjonen gjorde Stortinget 8. november 1991 vedtak om deling av Statkraft i to statsforetak, Statkraft SF og Statnett SF.

OED hadde opprettet "Prosjektgruppe Nettselskap" i februar 1991. Prosjektgruppen engasjerte flere konsulent- og forskningsmiljø til å komme med faglige innspill til utforming av tariffer i overføringssystemet. Stiftelsen for samfunns- og næringslivsforskning (SNF), Statistisk sentralbyrå og Energidata kom i løpet av sommeren med faglige innspill som drøftet ulike sider ved den teoretiske og den praktiske tariffutformingen.

Tariffer for hele nettet

NVE etablerte høsten 1991 en arbeidsgruppe med deltagere fra SNF, Energidata, Prosjektgruppe Nettselskap, NHO og flere store regionale kraftselskap. Hovedoppgaven for denne gruppen var å arbeide med problemstillinger knyttet til koordinering av tariffer i ulike nettnivå og mellom ulike nett-eiere. Målet var å utarbeide et sett med retningslinjer for hvordan tariffene skulle beregnes. Uten en slik koordinering kunne vi få et system der hver netteier utarbeidet tariffer for sitt nett, og at kundene måtte forholde seg til mange ulike netteiere for å kunne handle kraft i markedet. Denne arbeidsgruppen jobbet parallelt med, og i tett kontakt med det arbeidet som Prosjektgruppe Nettselskap (fra årsskiftet Statnett) utførte for å forberede forslag til nye sentralnettstariffer.

En person som både i forkant av, og under dette arbeidet ytet en spesiell innsats i tariffarbeidet, var sjefingeniør Jovard Svoen. Han flyttet med Samkjøringen over til Statnett ved dannelsen av Nettselskapet og hadde ansvaret for praktisk omsetting av regelverket etter at Statnett ble etablert. Mange regionale energiverk sendte våren og sommeren 1991 inn tariffer for sine regionalnett til NVE, og flere ba om NVEs godkjenning av disse. Energilovforskriften var imidlertid klar på at det var netteier som skulle fastsette tariffene etter nærmere retningslinjer fra NVE. Forskriften ga NVE myndighet til pålegge endringer i tariffene og til å treffe vedtak ved uenighet om vilkår eller ved tvist om beregningsmåten for overføringstariffer.

NVE la fra første stund til grunn at det ikke var i tråd ned forskriftens intensjon å gi en generell godkjenning av tariffene. Det var nettselskapenes ansvar å utarbeide tariffer som var i samsvar med regelverket. Våren 1991 var det imidlertid ennå ikke utarbeidet et slikt tariff-regelverk for sentralnettet og regionalnettene. Tariffene fra de ulike regionalnettene som ble sendt inn til NVE, var derfor ut-

arbeidet etter ulike metoder og prinsipper. Et vesentlig problem var at disse regionale tariffene kun gjaldt for uttak fra det regionale nettet, men ikke ga noen adgang til et nasjonalt kraftmarked. Det krevde fortsatt en egen avtale med sentralnettet. Det hastet derfor med å få et tariffregelverk på plass som sikret adgang til hele det na-sjonale og senere det nordiske nettet. Tidsfristen for dette var klart satt av vedtaket i Stortinget der gjeldende sentralnettstariffer var opphevet slik at nye måtte være på plass senest 1. mai 1992.

Ved inngang til 1992 ble Statnett SF etablert som et eget statsforetak med ansvar for sentralnettsordningen og som eier av statens nettanlegg. 29. januar sendte Statnett ut høringsutkast til ny sentralnettsordning. Høringsfristen var satt til 28. februar. Det var klart for alle at man begynte å komme i tidsnød dersom nye tariffer skulle være på plass innen 1. mai.

I februar 1992 arrangerte NVE et bredt høringsmøte med deltagelse fra arbeidsgruppen, NHO, Statnett og all de større regionale nettselskapene. Statnetts høringsutkast var basis for diskusjonen, men fortsatt var det mange ulike syn på den konkrete, praktiske utformingen av tariffene. NVE mente nå at det var grunnlag for å lage et helhetlig og koordinert tariffsystem som tilfredsstilte kravet om åpen adgang til nettet og kraftmarkedet.

Punkttariffsystemet etableres

I mars 1992 sendte NVE ut retningslinjer for beregning av overføringstariffer i sentral-, regional- og distribusjonsnett. Disse retningslinjene legger til grunn punkttariffprinsippet. Hensikten med retningslinjene var å gi grunnlag for å sette opp kostnadskalkyler og introdusere prinsippet om punktavgifter.

Retningslinjene nevner blant annet at:

- Tariffene skal være uavhengige av kraftkontraktene
- Overføringstariffene i de enkelte nett må være koordinerte.
  Og det skal angis pris for hvert nettnivå. Den pris nettebrukerne ser i sine tilknytningspunkter skal dekke alle forpliktelser de har ved overføring av kraft i norske nett
- Både innmating og uttak skal bære kostnader med nettet

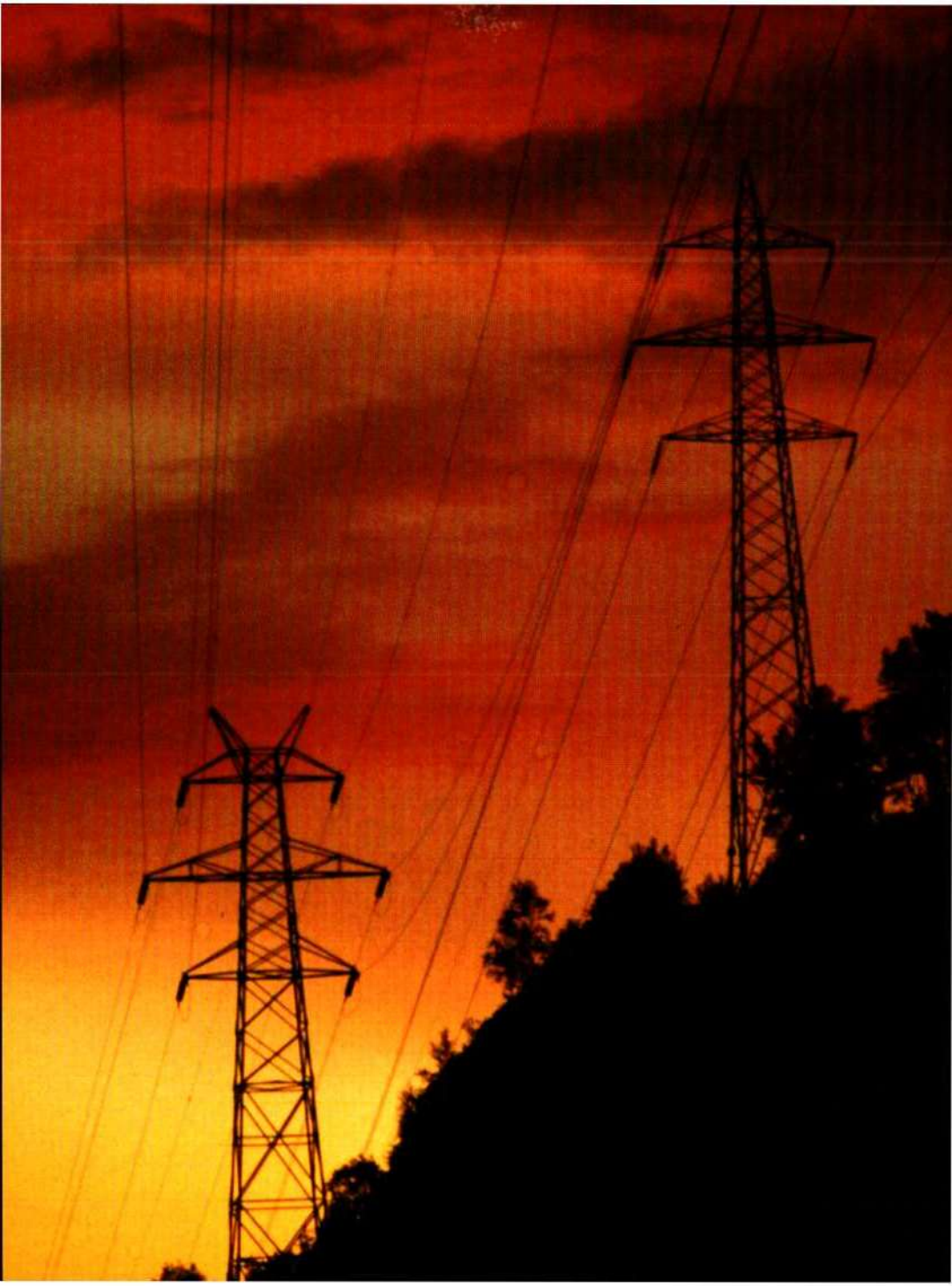
- Det skal tas utgangspunkt i målt kraftutveksling (innmating og uttak) under høylast for det enkelte nettnivå
- Tariffene skal i størst mulig grad avspeile systembelastningen i nettene og bør ha følgende struktur:
  - et energiledd relatert til marginale tap i nettet og som skal tidsdifferensieres (høylast vinter, lavlast vinter, sommer)
  - et effektledd (residualledd) som sammen med energileddet skal gi kostnadsdekning
- Effektleddet må fastsettes mest mulig nøytralt, slik at det i minst mulig grad påvirker den løpende drift og tilpasningen av det totale norske kraftsystemet

Retningslinjene markerte at punkttariffer raskt skulle etableres som gjennomgående tariffprinsipp på alle nettnivå, og i løpet av 1992 var dette også blitt en realitet. Statnett vedtok nye tariffer for sentralnettet i tråd med den anbefalte løsningen i høringsforslaget.

Statnetts tariffer for 1992 omtaler også kapasitetsavgifter. Disse skulle fastsettes som differensen mellom hele kraftsystemets balansepris uten overføringsbegrensninger (systemets markedspris for spotkraft) og balanseprisen for hvert prisområde som dannes ved overføringsbegrensninger.
Den informerte leser ser at dette beskriver hvordan flaskehalser i nettet håndteres gjennom prisområder i elspotmarkedet til Nord Pool Spot. Utviklingen av prisområdemodellen over tid kunne forsvart en egen og grundig behandling. Her vil vi bare bemerke at bruken av prisområder eller punktdifferensierte priser - er en viktig og nødvendig del av den teoretiske punkt-prismodellen, selv om vi vanligvis ikke har med dette aspektet når vi omtaler punkttariffer.

I sin juridiske avhandling om "Tilrettelegging av kraftmarkedet". skriver Ulf Hammer blant annet følgende i omtalen av punkttariffsystemet:
"Punkttariffsystemet tar sikte på å tilrettelegge for et effektivt kraftmarked. Det er her tale om en strukturell tilrettelegging som består i å gi et størst mulig antall uavhengige selgere og kjøpere mulighet til å møtes i kraftmarkedet. Tilretteleggingen består i å sikre enkel markedsadgang for aktørene gjennom et minimum av transaksjonskostnader. Vi kan også konstatere at punkttariffsystemet legger til grunn et skarpt skille mellom fysisk og kontraktuell kraftflyt ved at beregningsgrunnlaget for tarifferingen er utvekslingen i tilnytningspunktet. Dette gir grunnlaget for en avstandsuavhengig tariff. Men først og fremst danner utvekslingen i tilknytningspunktet grunnlaget for fordelingen av nettets kostnader overfor nettkundene. Den nærmere fordelingen (overfor nettkundene) bestemmes av reglene for tariffstrukturene. Vi kan si at punkttariffsystemet i dette henseende utfylles av tariffstrukturen."

Som denne artikkelen viser er punkttariffer et sentralt element i hele kraftmarkedsreformen. Idéen om et tariffsystem basert på punkter for innmating og uttak ble introdusert i teoretiske arbeider fra USA tidlig på 1980-tallet. Den praktiske tilempingen av prinsippene i det norske tariffsystemet følger teorien langt på vei. Jeg har gjennomgått mange gamle artikler, brev og dokumenter for å kunne avsløre hvem som var opphavet til selve ordet "punkttariffer", men har ikke lykkes. Ordet ser ut til å dukke opp første gang i diverse innspill og foredrag fra OED og NVE i løpet av høsten 1991. Men om ikke ordet har et entydig opphav, er det åpenbart at innholdet er blitt formet i en fruktbar symbiose mellom akademikere, praktikere og teoretikere fra bransjen og aktive byråkrater i myndighetsorganer som OED og NVE.



NVE innfører ny regulering av nettvirksomheten

Jan Moen

Kraftnettene er monopoler som trenger en fast regulering for å unngå at det settes for høy pris slik at det oppstår en unødvendig monopolprofitt. Målene for reguleringen er å hindre monopolmakt, fremme effektivitet og gjøre reguleringskostnadene så lave som mulig. Hovedtemaet i denne artikkelen er å belyse bakgrunnen for NVEs nye modell for regulering av nettvirksomheten som ble iverksatt i 1997.

NVEs regulering fram til 1995 var kjennetegnet av at tariffene for overføring av kraft ga netteier full dekning for alle nettkostnader inkludert en forutsigbar regulert avkastning på nettkapitalen. Denne formen for regulering hadde klare fordeler, men var samtidig åpen for kritiske merknader. Fordelene var at den var enkel i bruk og fordret et relativt enkelt datagrunnlag. NVE forsøkte å "premiere" effektivitet slik at bare de nettselskapene som var antatt effektive kunne få "maksimal" avkastning. På denne tiden var det akseptert at NVE kunne bruke skjønn i slike saker, blant annet fordi alternative og mer systematiske "modeller" ikke eksisterte. På kort sikt var det ikke noe press verken fra bransjen eller forvaltningen om å endre metode for reguleringen. Det var også en gjengs oppfatning at det generelt var god kapasitet i nettet og at det derfor ikke var akutte nettproblemer som måtte løses.

Impulser fra England og Wales

Etter hvert ble debatten om behov for endringer sterkere. Det var særlig utviklingen i England og Wales som bidro til dette. I 1990 ble Stephen Littlechild utnevnt til regulator, og han var nokså raskt ute med å lansere sin formel RPI – X som er en

Jan Moen
Avdelingsdirektør i NVE

priskontroll for nett hvor det kompenseres for konsumpriser (RPI), men hvor en effektiviseringsfaktor X skal trekkes fra prisen. Denne siste faktoren bestemmes av regulator.

Dette satte de tradisjonelle avkastnings- eller kostnadskontrollmetodene under kritisk blikk. Ganske fort ble avkastningsregulering satt opp mot RPI – X regulering. At modellen ble innført ganske raskt, økte selvsagt også presset på andre for å følge etter i samme spor.

Etter noen få år kom svakheter og problemer til syne i modellen. Den ga en del utslag som virket svært urimelige, og det var nødvendig med betydelige justeringer både når det gjaldt datagrunnlag og beregning av viktige parametere. Senere visste det seg at modellen hadde en del virkninger som skapte politiske problemer for regulator. Nettselskapene som nå var blitt private selskaper, kunne tilby svært god lønnsomhet for eierne samtidig som lønninger til ledelsen økte kraftig. Særlig Labour Party sammen med forbrukerorganisasjoner ble etter hvert svært kritiske når denne lønnstrenden for eiere og ledere bare fortsatte på bekostning av kundene.

Det finnes flere forklaringer på denne utviklingen, men trolig bidro svak datakvalitet og dårlig samordning av data fra ulike kilder til forskjeller og unøyaktigheter som var vanskelig å takle så tidlig i en komplisert prosess. At en rekke konsulenter, som ikke var godt nok koordinert, ble engasjert for å gjennomgå selskapene, gjorde ikke saken enklere.

Det ble etter hvert en nokså heftig debatt omkring RPI – X regulering også i akademiske miljøer. Uheldigvis dreide debatten seg i stor grad om teoretiske prinsipper og i liten grad om hvordan en kunne innhente de nødvendige data og gjennomføre tilfredsstillende kontroll av kvalitet. De fleste konkluderte med at modellen hadde et stort potensial for effektivitetsforbedringer, og dette var vel hovedhensikten fra regulators side. Flere som forsvarte denne modellen, påpekte at gevinstene til kundene vil kommer etter hvert som situasjonen for nettselskapene ble mer stabile, men de kunne ikke gi noen fullgod forklaring på at økt fortjeneste til eiere og ledelse kunne registreres såpass raskt.

Avkastningsregulering under press

Det var nå tydelig at NVE måtte forberede seg på en debatt om hvordan vi skulle sikre at nettselskapene var effektive og at gevinstene ble fordelt slik at både eiere og kunder fikk sin "rettferdige" del av effektiviseringsgevinstene. På denne tiden

ble det også offentliggjort en rekke effektivitetsundersøkelser som anslo at potensialet for å forbedre nettselskapenes effektivitet var svært høyt. Dette økte selvsagt presset for å få realisert slike effektivitetsgevinster så fort som mulig, og krav om å forlate modellen med avkastningsregulering. Samtidig hevdet bransjen gjennom sin organisasjon Enfo at potensialet var satt altfor høyt og var lite realistisk. De argumenterte med at både forsyningssikkerhet og sysselsetting kunne bli truet, siden nettvirksomhet var svært kapitalintensiv og mesteparten av de kortsiktige gevinstene måtte tas ut på drift og vedlikehold.

For NVE ble det viktig å skape en plattform for saklig diskusjon og bringe mer realisme omkring mulighetene for en mer effektiv regulering av nettselskapene i Norge.

NVE engasjerte Stiftelsen for samfunns- og næringslivsforskning (SNF) til å utføre flere prosjekter. Det mest nyttige bidraget i debatten om metodevalg kom fra konsulentene Kjell Erik Lommerud og Lars Søgaard i rapporten "Maksimalpriser i norsk eldistribusjon?" Den ga en grundig innføring i nyere reguleringsteori og hadde gode drøftinger om utfordringene regulator står overfor ved ulike strategiske valg. Rapporten gjorde en ganske grundig sammenligning av avkastningsregulering i USA og maksimalprisregulering i England. Det gikk tydelig fram at de valgte modellene sjelden var rendyrkede. Selv om rapporten også drøftet forslag til en modell for Norge, fant ikke NVE at den var tjenlig for å fremme et konkret forslag på daværende tidspunkt.

Arbeidsgruppe

NVE valgte å ta ny kontakt med National ECONomic Research Associates (NERA) sitt kontor i London hvor vi allerede hadde gode forbindelser med professor Ralph Turvey og direktør Graham Shuttleworth. NERA kjente også norske forhold svært godt og trengte ingen ny oppdatering av våre problemstillinger. Vi kunne samtidig få grundig gjennomgang av alternative modeller, inklusive RPI-X og andre aktuelle modeller.

I NVE ble det satt ned en liten gruppe som besto av Ketil Grasto og Jan Moen hvor sistnevnte ledet arbeidet. Hovedrapporten ble ferdig på godt under ett år, og en måned senere ble det holdt et internt seminar i NVE hvor NERA presenterte sine konklusjoner.

De sentrale temaene i NERA sin rapport var å beskrive insentivregulering, hvilke erfaringer som var gjort og om dette passet for Norge.
En første utfordring ble å overbevise NERA om at det var mulig å skape insentiver

til effektivitet i offentlig eide nettselskaper. Engelsk tankegang på dette område var sterkt preget av privatisering hvor avlønning til ledere og god avkastning til eiere var det som skulle til for å starte prosessene til mer effektivitet.

Rapporten pekte på at insentivregulering kunne ta mange ulike former, men fellesproblemene var å kartlegge og bestemme kostnadsmål og hvordan dette kunne endres over tid samt hvordan selskapene ville foreta investeringer over tid for å oppnå best mulig gevinst. En problemstilling var også fordeling av gevinster mellom nettselskap og kunder. Det ble understreket at en stabil reguleringsmodell var viktigere enn kortsiktige insentiver. Rapporten pekte også på at det ville være en stor utfordring å regulere 200 selskaper, og at det ikke var enighet om kostnadsdrivere eller metodikk for å måle effektivitet. Ifølge rapporten fantes det også liten erfaring med å insentivregulere offentlig eide selskaper.

Forslag til ny reguleringsmodell

Rapporten og dialogen med NERA ga gruppen viktige momenter til å lage et forslag til ny reguleringsmodell ut fra de forholdene som var særegne for Norge.

I mai 1996 var rapporten ferdig til intern og senere ekstern høring. Et viktig punkt i rapporten var at NVE ønsket å oppmuntre nettselskapene til å realisere varige kostnadsreduksjoner gjennom insentivregulering der tillatte kostnader og inntekter ble frakoblet de faktiske kostnader og inntekter. Det ble viktig at nettselskapene kunne se konsekvensene av kostnadseffektivisering eller mangel på sådan gjennom nivået på avkastningen.
Økt avkastning som følge av effektivisering og kostnadsreduksjoner ville øke eiernes handlefrihet, og dette ville være et gode både for private og offentlige eiere uavhengig av motiver. De som ikke maktet å effektivisere, ville få redusert sin handlefrihet gjennom at avkastningen ble lav. Effektivisering ble dermed nødvendig for å oppnå handlefrihet.

De viktigste elementene i modellen var:

- NVE ville fastsette kostnadsrammer for alle nettselskapene. Disse skulle stå fast i en periode på fem år.

- Vi ville blant annet bruke informasjon fra regnskapsrapporteringen som grunnlag for å fastsette rammene.

- Rammene skulle bygges opp omkring de elementene som finnes i retningslinjene

for overføringstariffer. De elementer som dannet grunnlaget ville være, drift- og vedlikeholdskostnader, nettap og avskrivninger.

Det ble videre laget regler for hvordan rammen skulle oppdateres hvor NVE på eget initiativ kunne oppdatere etter relevant prisendring på kostnadselementer samt krav til produktivitet.

NVE foreslo en 50/50 prosent deling mellom kunder og eiere av eventuelle innsparinger eller økninger i forhold til den fastsatte rammen. Dette betydde at de som klarte kostnadsreduksjoner i forhold til rammen, fikk økt sin avkastning, mens de som ikke maktet å redusere kostnadene, fikk redusert avkastningen.

Både nettselskaper og kunder ville utsettes for en viss risiko med bruk av kostnadsrammer og overskuddsdeling. For å unngå at det ble tatt ut for høy profitt og sikre en forsvarlig drift, ble det foreslått en nedre og øvre ramme for avkastning for hver reguleringsperiode.
Reguleringsforslaget ble sendt på høring i mai 1996 med svarfrist 1. juli samme år. Forslag til retningslinjer skulle være ferdig 1. august, og perioden fram til 15. september ble avsatt til drøftinger med berørte parter. Nye retningslinjer skulle sendes ut i oktober, og tildeling av nye rammer skulle skje 1. november 1996. Dette var svært korte og optimistiske frister, men de lot seg gjennomføre.

Det er viktig å påpeke at det parallelt var gjennomført en omfattende revisjon av selskapenes regnskaper og rapportering til NVE. Det gjorde at vi hadde en langt bedre datakvalitet enn det som var tilfelle i England. Dermed var også risikoen mindre for at vi måtte gjøre store tilpasninger av rammene som følge av dårlig datakvalitet.

I oktober forelå de nye retningslinjene, og den største og viktigste endringen var at vi i stedet for kostnadsramme valgte en inntektsramme for hvert nettselskap. Inntektstrammen ble definert som summen av drifts- og vedlikeholdskostnader, tap i eget nett målt i kroner, avskrivninger samt avkastning på bokført kapital. Årsaken til denne viktige endringen var at vi kunne få til bedre insentiver når avkastning også ble inkludert i reguleringsrammen og større kontroll over "urimelig" avkastning når det ble satt gulv og tak for reell avkastning i modellen.

Grunnlaget for inntektsrammene ble fastsatt for en periode på fem år. De årlige vedtakene om inntektsrammenes størrelse ble imidlertid fastsatt i januar året etter hvert regnskapsår, når konsumprisindeksen og kraftprisen for foregående år var

kjent. Selskapet kunne imidlertid beregne inntektsrammens størrelse i forkant av reguleringsåret basert på forventninger og utviklingen i kraftpriser og inflasjon.

Maksimum - og minimumsavkastning skulle beregnes ut fra bokført nettkapital, og det skulle benyttes lineære avskrivninger på historisk anskaffelseskostnad. NVE skulle fastsette den såkalte NVE-renten ut fra risikofri statsobligasjonsrente. Ut fra beregningene for 1997 ble minimumsavkastningen satt til 1,3 prosent, mens maksimal avkastning ble 15,3 prosent.

I dette systemet ville det oppstå en mer- eller mindreinntekt som er forskjellen mellom faktiske nettinntekter fratrukket totale tillatte inntekter.

Utfordringer

Den kanskje største utfordringen ved å regulere nettselskaper er å sikre at målene for effektivitet kan nås og at gevinstene fordeles på en fornuftig måte.

Under programmet "Effektivt Energisystem" ble det skrevet noen delrapporter som tok for seg muligheter og utfordringer for insentivregulering. I dette arbeidet var både bransjen og NVE representert. Utførende konsulenter var både Energidata og ECON. Formålet med prosjektene var å vurdere om kunnskapene om effektivitetsmålinger i norske everk kunne gi anvisning for hvordan reguleringen av nettvirksomheten burde utformes. Resultatene viste at det var mulig å gjennomføre effektivitetsmålinger med nokså gode og realistiske resultater som også kunne brukes i regulering.
Selve gjennomføringen av reformen gikk lettere enn forventet når en tar hensyn til at det medførte mange gjennomgående og kompliserte endringer for selskapene. Det at vi hadde løpende kontakt med bransjen, og at bransjen selv laget alternative utredninger som bevisstgjorde problemstillingene gradvis, ble viktige faktorer i prosessen.

Gjennom høringene hadde NVE også klart å fjerne eller dempe usikkerheten rundt avkastning og sysselsetting som mange nettselskaper mente de stod overfor. Flere selskaper tok kontakt med hverandre for å undersøke mulighetene for mer effektiv drift gjennom felles innkjøp, standardisering av materiell og samordnet bruk av montører. En del selskaper laget også sine egne enkle "benchmark" -analyser for å skaffe seg innsikt i om de gikk i riktig retning.

Økt effektivisering

Det var viktig for NVE å få laget noen enkle indikatorer for å vise at nettselskapene reagerte i tråd med de insentivene som reguleringsmodellen la opp til.

På grunnlag av de første regnskapsrapporteringene etter innføringen av reformen laget NVE derfor noen enkle beregninger av nøkkeltall som viste at det hadde skjedd forbedringer på drift og vedlikehold, og at reinvesteringer fortsatt var på et akseptabelt nivå. Løpende resultater ble ellers presentert i foredrag og kommentarer til de mange debattene om kraftreformen som fortsatt fant sted. NVE ønsket også å gå nærmere inn på modellvalget. En analyse utført av Dag Morten Dalen, Espen Moen og Christian Riis fra Bedriftsøkonomisk Institutt (BI) i Oslo tok særlig for seg det klassiske reguleringsproblemet at regulator alltid vil ha mindre informasjon om kostnadsforhold enn det selskapet som skal reguleres. Det finnes ingen enkle løsninger på denne informasjonsskjevheten, og forfatterne anbefalte et en ikke setter seg for ambisiøse mål når det gjelder å rette opp dette problemet. De la vekt på en generell konklusjon fra reguleringsøkonomi som sier at ved regulering av et naturlig monopol er det en konflikt mellom kostnadseffektivitet og inndragning av monopolprofitt. Ved å innføre målestokk-konkurranse ville denne konflikten kunne reduseres, og en kunne oppnå både effektiv drift og tariffer som dekket kostnadene. De pekte på at NVEs måte å innføre inntektsrammer med målestokk-konkurranse (se Tore Langset: Effektivitetsanalyser i reguleringen av nettselskapene) for å fastlegge effektiviseringskrav, langt på vei ville løse problemet med informasjonsskjevhet. Det ville også gi selskapene budskap om at de ville være best tjent med å effektivisere.

Grundig evaluering

Den første grundige evalueringen av konkrete resultater fra reguleringsmodellen fant sted i 2003 og dekker perioden fra 1997 til 2001. Rapporten tok for seg utviklingen av de viktigste parametere som ble diskutert i 1997, og hovedkonklusjonene var: Fra flere hold ble det pekt på at systemet kunne gi underinvesteringer i forhold til en optimal utbygging og vedlikehold av nettet.

Videre hadde utformingen av justeringsmekanismene i reguleringen, med balanseverdien fra ett enkelt år som referanse for neste periodes avkastningsgrunnlag, gitt opphav til spekulasjoner om strategisk tilpasning fra selskapenes side om når investeringer gjennomføres. Et tredje punkt var om systemet medførte større bruk av anleggsbidrag. De faktiske tallene ga imidlertid ikke umiddelbar støtte for å trekke enkle konklusjoner.

Tallgrunnlaget for perioden viste en forholdsvis betydelig nedgang i det årlige investeringsnivået. Totalnivået – inkludert anleggsbidrag – i 2001 var om lag 84 prosent av nivået i 1996. Siden tallserien var så vidt kort, var det vanskelig å trekke noen entydige konklusjoner om årsaken til nedgangen. En første nærliggende årsak kunne være at reguleringen faktisk virket etter sin hensikt, og at investeringsnivået var i ferd med å finne et samfunnsøkonomisk riktigere nivå. Imidlertid kunne det også tenkes andre forklaringer. Investeringene i distribusjonsnettene har historisk sett skjedd i sykluser. Disse syklusene har en tendens til å gjenta seg etter hvert som anleggene blir gamle og må fornyes. Det kunne forklare en midlertidig nedgang.

Analysen av avkastningsnivået ble gjennomført på tallmateriale for alle selskapene utenom Statnett. Generelt hadde avkastningen for bransjen som helhet ligget forholdsvis stabil gjennom hele perioden. For enkeltselskaper ble det observert meget store svingninger. De fleste selskapene lå som forventet nær NVE-renten. Gjennomsnittsavkastningen hadde vært fra stabil til svakt stigende gjennom perioden, for så å falle noe i 2001.

Det var ikke noe entydig bilde av hvor de store og de små selskapene fantes i fordelingen, selv om ingen av de største byverkene lå i ytterpunktene. Tak og gulv i reguleringen syntes å bety lite for avkastningen for de aller fleste selskapene.
I gjennomsnitt over perioden var det bare tre selskaper som hadde en avkastning under to prosent, og åtte selskaper som hadde avkastning over 15 prosent.

Tariffene jevnt synkende

Det var et gjennomgående trekk at de selskapene som realiserte den høyeste avkastningen i 2001 (over 15 prosent), ikke lå spesielt høyt i 1997. Derimot viste tallmaterialet at de selskapene som lå i intervallet 11-15 prosent i 2001, realiserte et tilsvarende nivå allerede i 1997 og dermed lå stabilt gjennom hele perioden. Dette styrker en hypotese om at de aller høyeste avkastningsnivåene var forårsaket av spesielle forhold (for eksempel store endringer i balanseverdier, ekstraordinære inntekter, lavt nivå på balansen el.). Samlet sett hadde inntektsrammen og dermed kundenes totale tariffkostnader ligget forholdsvis flatt eller vist en svak økning.

Gjennomsnittstariffen viste en jevn nedgang fra 1997-2000, men en økning i 2001. Trenden fra 1997-2001 var imidlertid jevnt synkende. Økningen fra 2000 til 2001 kunne i stor grad forklares av økningen i kraftprisen og dermed i tapsleddet.

Konklusjoner

Norge var tidlig ute med sin kraftreform, og på kort tid var de viktigste brikkene på plass. Det viste seg også at det var mulig å møte kravet om en overgang fra "tradisjonell" avkastningsregulering til en moderne insentiv-regulering bare seks år etter reformen trådte i kraft. Vi klarte å lage en ganske avansert modell som tok hensyn til svært mange av de faktorene som var oppe i debatten. Modellen var robust og viste seg fullt levedyktig i ti år. Gjennom et aktivt samarbeid med bransjen, konsulenter og interne krefter ble modellen såpass vellykket at den vakte stor interesse også i utlandet. Det er viktig å understreke at det generelt var god kapasitet i nettet, og at det derfor ikke var akutte nettproblemer som måtte løses. NVE kunne på denne måten fokusere på effektive nett som hovedmål. Evalueringen viser at vi i stor grad har lykkes med å øke effektiviteten og samtidig ha god kontroll med avkastningen til nettselskapene. Gjennomsnittstariffen viste en jevn nedgang i årene etter reformen, og har senere stort sett vist en stabil utvikling. På denne måten har resultatene fra den nye reguleringsmodellen svart til forventningene.

Effektivitetsanalyser i reguleringen av nettselskapene

Tore Langset

Hvis vi skal oppsummere NVEs arbeid innenfor dette feltet, må det være at vi var tidligere ute, at vi hadde bedre data og var mer åpen og uredd enn regulatorer i andre land. Vi satset tidlig på å stå på egne ben både når det gjaldt teoretisk kompetanse, kvalitetskontroll og evne til gjennomføre analyser. Vi er blitt kritisert for at modeller og data ikke er gode nok. Likevel har vi lykkes i å benytte resultatene i reguleringen slik som målet var allerede tidlig på 1990-tallet.

Bakgrunn

Premissene for NVEs arbeid med å utvikle effektivitetsanalyser for nettvirksomheten ble gitt i energiloven og energilovsforskriftene. I forarbeidene til loven, Ot. prp. nr. 43 (1989-90) var dette utdypet nærmere: *"Å sikre kostnadseffektiv drift av nettsystemet er viktig for myndighetene. Naturlige monopoler skal drives med non-profit etter normal avkastning på investert kapital. En viktig funksjon i energiforvaltningens deltagelse i dette tilsynet vil være innhenting av informasjon om kostnadsstrukturen i sentral-, regional- og fordelingsnett. En sammenligning av kostnadsstrukturen i ulike verk, hvor det korrigeres for forskjeller i geografiske forhold og forbruksstruktur, vil avdekke både urimelig prissetting og gi grunnlag for konkurranse mellom enhetene for å stimulere til lavest mulige priser på overførings- og fordelingstjenester."*

NVE hadde allerede før forarbeidene til loven ble lagt fram, etablert kontakt med

Tore Langset
Seksjonssjef i NVE

professor Finn R. Førsund og forsker Sverre A. C. Kittelsen ved Senter for anvendt forskning (SAF), senere SNF – Oslo, nå Frischsenteret, for å få presentert hvilke muligheter som fantes og hvilke metoder som kunne være aktuelt å benytte for å måle selskapenes kostnadseffektivitet. I starten var dette drevet av et ønske om å få synliggjort eventuelle stordriftsfordeler i elektrisitetsforsyningen. Det kunne støtte opp under idéen om å etablere større fylkesvise enheter i kraftforsyningen. Selv om denne idéen ble forlatt i forbindelse med forarbeidene til energiloven, var behovet for å etablere metoder og modeller for å sammenligne selskapenes kostnadseffektivitet fortsatt tilstede.

NVE engasjerte i 1989 SAF til et forprosjekt om effektivitetsanalyser til bruk i reguleringen av nettselskapene. De konkluderte med at det var behov for økonomisk regulering av nettselskapene for å unngå unødvendig ressursbruk og for å hindre at kundene ble belastet med priser som var høyere enn de samfunnsøkonomiske kostnadene skulle tilsi. De konkluderte også med at datainnhyllingsmetoden, DEA (Data Envelopment Analysis), som hadde vært brukt på andre sektorer av SAF tidligere, var godt egnet til å gi den ønskede informasjonen om effektiviteten i nettselskapene.

I 1991 ble Stiftelsen for samfunns- og næringslivsforskning (SNF) engasjert av NVE i et utviklingsprosjekt som gikk over tre år. SNF samarbeidet med Energiforsyningens forskningsinstitutt (EFI) for å få tilstrekkelig teknisk kompetanse til å gjennomføre prosjektet. NVE satte ned en styringsgruppe for prosjektet med deltakere fra Nærings-, olje- og energidepartementet (NOE), Næringslivets hovedorganisasjon (NHO), Norges energiverksforbund, to nettselskaper og NVE. Prosjektleder var forsker Sverre A. C. Kittelsen fra SNF.

Måleverktøy for effektivitet

Et av målene i prosjektet var å utvikle en metodikk og et egnet dataverktøy for å vurdere effektivitet i nettene. Et annen uttalt mål var å skaffe tilstrekkelig informasjon til at NVE på lengre sikt kunne fastsette gjennomsnittspriser for transport av kraft i de ulike nettnivåene. NVE ga imidlertid uttrykk for at det var usikkert om vi skulle fastsette prisene for de enkelte nettselskapene direkte eller om reguleringen skulle foretas på en mer indirekte måte.
Sluttrapporten for prosjektet ble overlevert NVE i juni 1994. Der ble det beskrevet hvilke innsatsfaktorer som nettselskapene bruker og hvordan man kvantitativt kunne beskrive omfanget av tjenesten transport av elektrisk energi. Datagrunnlaget var på dette tidspunktet relativt tynt da det i hovedsak var basert på Statistisk sentralbyrås elektrisitetsstatistikk fra 1989.

Et interessant resultat fra prosjektet var anbefalingen om å bruke DEA-modeller til å etablere en regulering basert på målestokk-konkurranse, noe som er svært nært det som ble innført av NVE fra 2007. Anbefalingen forutsatte imidlertid at datakvaliteten var tilstrekkelig god. Resultatene fra dette prosjektet var så gode at NVE besluttet at DEA var en metode som kunne brukes framover i tid, og den foreslåtte modellen var et godt utgangspunkt for en videre utvikling av modeller som kunne tas i praktisk bruk.

NVE fant ut at det var behov for å ha egen kompetanse på området når modellene skulle anvendes i praksis. Arne Martin Torgersen, som da jobbet med DEA for SNF, ble ansatt i NVE for å videreføre arbeidet. NVE etablerte i løpet av 1994 et rapporteringssystem for selskapene som skulle sikre enhetlige og sammenlignbare økonomiske og tekniske data over tid.

Anbefalt å bruke DEA-modellene

Sent i 1994 ble SNF engasjert for å se på alternative måter å foreta en kvantitativ beskrivelse av forsyningsområdenes utstrekning på. De skulle også undersøke om det fantes alternative effektivitetsmodeller basert på mer tradisjonelle statistiske metoder, som kunne benyttes i reguleringen. Det var gjennom dette prosjektet at undertegnede kom inn i arbeidet. Først som prosjektdeltaker fra SNF, men fra sommeren 1996 som medarbeider i NVE.
Resultatene fra prosjektet var basert på økonomiske og tekniske data for 1993 fra de første direkte innrapporteringene fra nettselskapene til NVE. Til å være de første rapporteringene var kvaliteten ikke så verst, men ikke tilstrekkelig til å benyttes til reguleringsformål. Resultatene ble formidlet til NVE tidlig i 1996. En rekke datakilder ble undersøkt, men ingen tilgjengelige alternativer ble funnet gode nok til å erstatte linjelengder som mål på forsyningsområdets utstrekning. Det ble anbefalt å arbeide videre med å finne alternative utstrekningsmål. Det ble også vurdert om stokastisk frontanalyse (SFA) var et bedre metodevalg enn DEA, uten at det kunne trekkes klare konklusjoner om dette. Anbefalingen var likevel at man burde gå for DEA til bruk i reguleringen, men kun kreve at halvparten av det påviste effektiviseringspotensialet skulle hentes ut gjennom reguleringen på grunn av usikkerhet i analysene.

NVE overtar utviklingsarbeidet

Etter dette prosjektet tok NVE over alt utviklingsarbeidet knyttet til effektivitetsanalysene. Vi mente det var viktig at kompetansen ble utviklet innomhus, og at ansvaret for data og resultater lå helt i NVEs hender. Arbeidet med å spre kunnskap

om effektivitetsanalysene blant nettselskapene startet allerede i september 1993 gjennom en NVE-konferanse i Folkets Hus i Oslo. Der presenterte Sverre A. C. Kittelsen prosjektet som ble gjennomført i perioden 1991 - 1993 og resultatene på overordnet nivå.
NVE arrangerte en ny konferanse i en fullstappet storsal i Folkets Hus under tittelen Effektiv nettvirksomhet 1996. Her ble resultater fra DEA-analyser basert på 1994-data, presentert for selskapene. Det enkelte selskap fikk presentert sitt eget resultat i en lukket konvolutt. Noen delte dette med andre, mens andre fant det best å holde det for seg selv. De helt store reaksjonene uteble, men i ettertid begynte engasjementet fra bransjen å øke.

I februar 1997 arrangerte NVE på nytt konferanser over samme tema. Nå var den nye inntektsrammereguleringen på plass og det var klart at effektivitetsanalysene ville blir brukt ved fastsettelsen av inntektsrammene fra 1998 gjennom et individuelt effektivitetskrav for hvert selskap i tillegg til et generelt krav på 1,5 prosent per år. Konferansene ble avholdt for fulle hus i Oslo, Bergen og Bodø. Nå var analysene basert på data fra 1995. Igjen fikk alle selskaper utlevert sine egne resultater i en lukket konvolutt. Denne gang med informasjon om hvilke selskaper de selv ble sammenlignet med. I tillegg delte NVE ut oversikter over hvordan de ulike selskapene plasserte seg i intervaller på 5-10 prosent. Fra dette tidspunkt økte engasjementet fra bransjen betraktelig.

En engasjert bransje

På konferanserunden var det påfallende forskjeller i reaksjoner i de tre konferansebyene. I Oslo var det spørrende undring, i Bergen taushet, korslagte armer, hoderisting og skeptiske blikk, mens det i Tromsø var vesentlig mer lydhøre tilbakemeldinger. I fremste rekke sto direktør Svein Fredriksen fra Hammerfest Everk som midt under mitt foredrag hoppet opp på scenen og utbrøt: "Når jeg skal skremme mine medarbeidere, viser jeg dem bare det her bildet.". Så la han et bilde av avdelingsdirektør Jan Moen fra Markedsavdelingen i NVE på overhead-prosjektoren før han fortsatte med en serie dramatiske værbilder fra Finnmark og avsluttet med at det var vanskelig for en byråkrat på Majorstua å forestille seg hvordan været i Finnmark kunne være. Ordstyrer kunne berolige Fredriksen med at foredragsholderen var født og oppvokst i Øst-Finnmark og kjente brukbart til værforholdene. Deretter kunne jeg fortsette med min presentasjon av resultatene.

Vel hjemme igjen økte henvendelsene til oss som arbeidet med effektivitetsanalysene. Særlig etter at vi sendte ut modell og resultater på høring i mai 1997 økte henvendelsene vesentlig. Mange ringte, noen skrev brev og noen kom med

delegasjoner til NVE for å forklare hvorfor analysene ikke kunne være riktige for dem. Alle hevdet å være veldig spesielle og i mange tilfeller var det uforståelig eller urimelig at naboverket kom bedre ut enn dem. Felles for de fleste av innspillene var at de var lite konkrete og at det derfor var lite å ta tak i. Ofte var det lederens opplevelse av å ikke være blant de mest effektive som var drivkraften i tilbakemeldingene og ikke de økonomiske konsekvensene for selskapene.

Effektivitetsanalysene for distribusjonsnettet ble ferdigstilt høsten 1997 og tatt i bruk i inntektsrammefastsettelsen fra 1998. I løpet av den første reguleringsperioden ble det ikke presentert nye resultater.

Regional- og sentralnettet

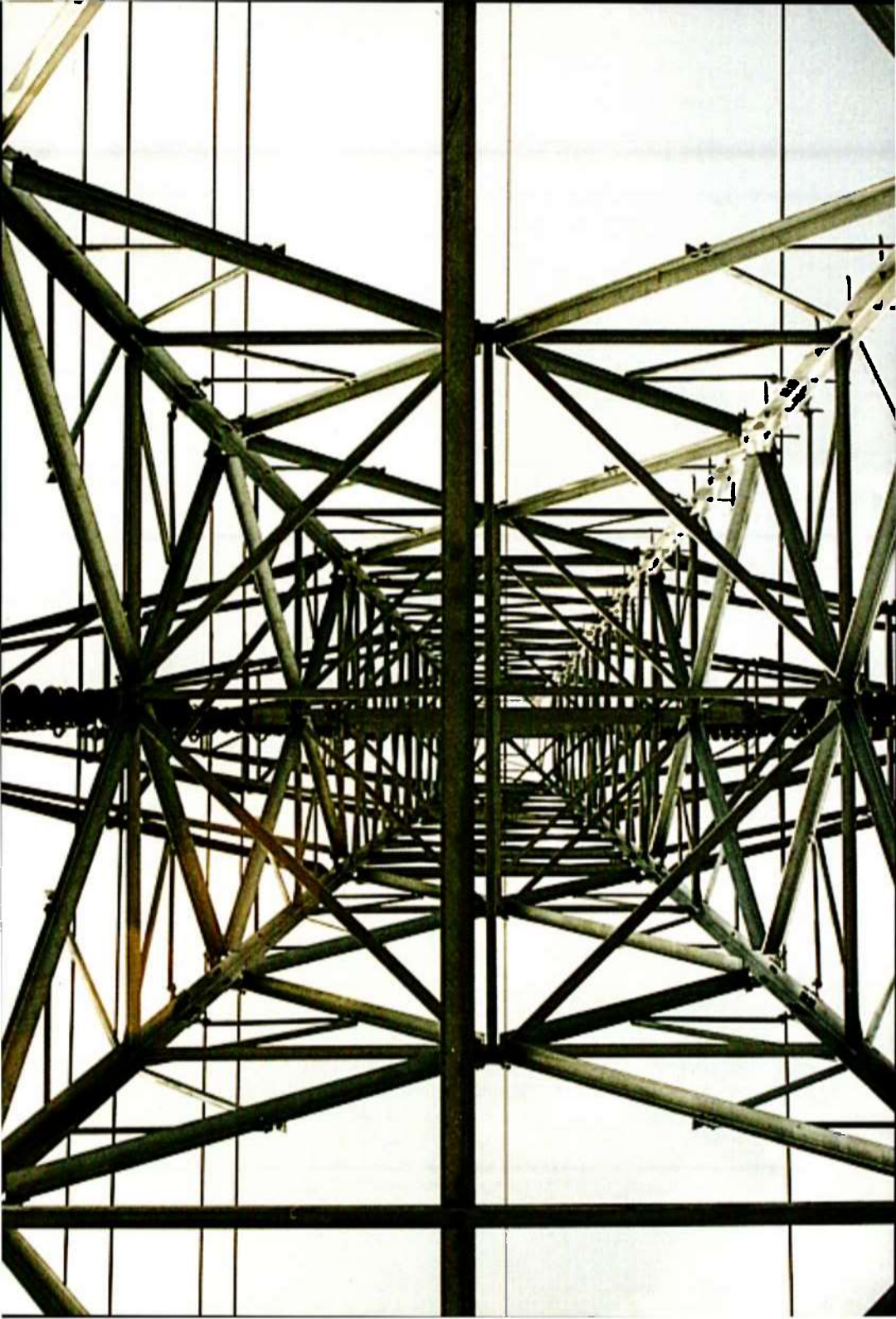
Relativt tidlig høsten 1997 ble det klart at vi ikke ville ha på plass en DEA-modell for regionalnettet. Jeg hadde arbeidet en del med å utvikle denne, men arbeidet med distribusjonsnettsanalysene hadde krevd en vesentlig større innsats enn forutsatt. NVE besluttet derfor at innføringen av individuelle effektivitetskrav for regional- og sentralnettseierne ville bli utsatt i ett år. Rett over nyttår i 1998 ble det etablert en arbeidsgruppe bestående av dyktige fagfolk fra nettselskaper med regionalnett som skulle bistå NVE i arbeidet med å etablere en modell som kunne benyttes for selskap med regional- og sentralnettsmodell. Vi hadde bestemt oss for å benytte DEA som metode her også, men kom raskt til erkjennelsen at vi måtte benytte en kvasiløsning. Dette innebar at hver 'output' som skulle benyttes i DEA-modellen måtte konstrueres ved å veie sammen en rekke ulike anleggskomponenter, en løsning vi ikke hadde sett noen presentere før. Da regionalnettsanalysene ble presentert, var det bemerkelsesverdig få innvendinger, og implementeringen av resultatene i inntektsrammereguleringen gikk vesentlig mer upåaktet hen enn for distribusjonsnettet. Innvendingene har imidlertid økt med årene.

Statnettkundenes fellesorganisasjon (SFO) ga tidlig uttrykk for at de ikke var fornøyd med at innføring av et effektivitetskrav for Statnett ble utsatt. I samarbeid med Statkraft SF og PIL engasjerte de i 1997 ECON Analyse til å utvikle en metode og gjennomføre en benchmarking av Statnett mot Svenska Kraftnät. Da resultatene forelå, innkalte SFO til et seminar for myndigheter, brukere og Statnett hvor disse ble presentert. I disse analysene kom Statnett relativt dårlig ut. Statnett hevdet at sammenligningen ikke var reell, særlig fordi det ikke var tatt hensyn til at investeringskostnadene i Norge må være vesentlig høyere enn i Sverige på grunn av klimatiske og topografiske forskjeller.

NVE engasjerte i 1998 ECON til å gjennomføre nye analyser, basert på samme metode, men med nye og bedre data fra Svenska Kraftnät. Samtidig engasjerte NVE Norconsult til å vurdere forskjeller i byggekostnader i sentralnettet mellom Norge og Sverige, slik at dette kunne tas hensyn til i ECONs analyser. Det ble vurdert at kostnadsforskjellene var vesentlige på grunn av forskjeller i klima og topografi, rundt 40 prosent høyere i Norge enn i Sverige. Fremdeles var effektiviteten i Svenska Kraftnät høyere enn i Statnett, men Statnett hadde en bedre utvikling enn svenskene på investeringssiden i de seneste årene som var med i analysene. Med disse analysene var et komplett sett av effektivitetsanalyser på plass, og alle selskaper var gjenstand for et årlig individuelt effektivitetskrav i intervallet 0 til 3 prosent i tillegg til det generelle kravet på 1,5 prosent årlig.

Oppsummering

Hvis vi skal oppsummere NVEs arbeid innenfor dette feltet, må det være at vi var tidligere ute, at vi hadde data og var mer åpen og uredd enn regulatorer i andre land. Vi satset tidlig på å stå på egne ben både når det gjaldt teoretisk kompetanse, kvalitetskontroll og evne til gjennomføre analyser. Dette tror jeg har vært en styrke. Vi har, som alle andre regulatorer, blitt kritisert for at modeller og data ikke er gode nok, men vi har likevel lykkes i å benytte resultatene i reguleringen slik som målet var allerede tidlig på 1990-tallet.



KILE-ordningen – en stimulans til å opprettholde sikker levering av elektrisk kraft

Tore Langset

KILE-ordningen er den delen av NVEs økonomiske regulering av nettselskapene som har vært gjenstand for mest støy, flest utredninger og mest frustrasjon. Det tok nesten fem år å gjennomføre ordningen. I reguleringssammenheng er det sannsynligvis den største nyvinningen NVE har gjort. Vi våget å ta noen skritt inn i et ukjent terreng. Det førte oss helt i front internasjonalt når det gjelder regulering av nettselskap.-*

Gjennom utviklingen av den økonomiske reguleringen av nettselskapene ble det relativt fort klart for selskapene at deres inntekter i framtiden ville bli mindre knyttet til deres egne kostnader enn de hadde vært tidligere. Insentivregulering innebærer som oftest at det er lønnsomt for selskapene å redusere kostnadene så mye som mulig. Slik ville det også bli med de foreliggende idéene til pris- eller inntektstakregulering. Innvendingene mot å forlate avkastningsregulering og gå over til insentivregulering lot derfor ikke vente på seg. Bransjen hevdet at det nå ville bli et kappløp om å redusere kostnader, og at dette ville føre til en betydelig lavere leveringspålitelighet og beredskap over tid. Når man spurte det enkelte selskap om de faktisk kom til å gjøre det selv, var det heller få som ville innrømme at de bevisst ville redusere kvaliteten i nettet.

Bransjeforsøk

Bransjens innvending var relevant, og NVE var derfor på leting etter mekanismer som kunne sørge for at kostnadene ikke ble redusert til et nivå som ikke var samfunnsøkonomisk optimalt. På dette området var det i enda mindre grad enn på andre områder av reguleringen, få erfaringer å hente fra andre land.

Høsten 1995 hadde Energiforsyningens forskningsinstitutt (EFI) utarbeidet et prosjektforslag til FoU-prosjektet Effen Marked. De ønsket å beskrive og evaluere en refusjonsordning som Vestfold Kraft hadde bestemt seg for å innføre som en prøve-

* *KILE-ordningen: Kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke levert energi*

ordning i sitt regionalnett. Refusjonsordningen var bygget på at kunder som opplevde avbrudd som ikke var varslet, skulle få en kompensasjon basert på mengden energi som ikke ble levert multiplisert med en fast sats per kWh. Metoden for å beregne hvor mye energi som ikke ble levert i forbindelse med et avbrudd, var allerede utviklet av bransjen og hadde vært i bruk i flere år. En viktig grunnpilar for en framtidig KILE-ordning var derfor allerede på plass.

En annen viktig grunnpilar som nå til slutt var kommet på plass, var en kartlegging av ulike kundegruppers kostnader og avsavnsverdier ved avbrudd. NVE ga Senter for anvendt forskning (SAF) i oppdrag å foreta en slik kartlegging i perioden 1989 - 91.

NVE med forslag til ordning

Våren 1996 startet prosjektet opp, og Arne Martin Torgersen var NVEs representant i styringsgruppen. Han så tidlig mulighetene for at en slik ordning kunne inngå som en del av reguleringen av nettselskapene. Vestfold Kraft startet sin prøveordning i 1996. Og kort tid etter startet også Statnett en liknende prøveordning. I løpet av høsten 1996 ble det klart at det var stor uenighet i bransjen om å innføre en slik kompensasjonsordning. Det var derfor litt for tidlig å innføre en slik ordningen for hele bransjen på samme tidspunkt som inntektsrammereguleringen ble innført. Men bransjen ble varslet om at NVE ville arbeide mer med dette med sikte på å få en liknende ordning inn i reguleringen. Formålet ville være å gjøre det ulønnsomt for nettselskapene å redusere leveringspåliteligheten til et nivå som ikke var samfunnsøkonomisk lønnsomt.

Steile fronter

Et forslag til regelverk for en kompensasjonsordning ble presentert for bransjen høsten 1997. Tilbakemeldingene var at man så behov for en slik ordning, men at forslaget var så lite gjennomarbeidet at man burde utsette innføringen til 1999 i påvente av flere utredninger og vurderinger.
En tverrfaglig arbeidsgruppe i NVE, ledet av Ketil Grasto, satte i gang med å utarbeide et nytt forslag til regelverk som ble sendt på høring i juni 1998. Ordningen ble kalt "Kompensasjon for ikke levert energi" (KILE). Også dette forslaget møtte sterk motstand fra bransjen. De ønsket på nytt å utsette innføring av ordningen i minst ett år for å gjøre nye utredninger. På nytt valgte NVE å utsette innføringen av ordningen.

På dette tidspunkt var frontene mellom bransjen og NVE svært steile, og lite konstruktivt kom ut av de pågående diskusjonene om en framtidig KILE-ordning.

Primus motor for det pågående KILE-arbeidet, Ketil Grasto, forlot NVE, og det var ingen som ønsket å overta dette arbeidet under de rådende forhold. KILE-arbeidet stoppet mer eller mindre opp. Etter tre år i rampelyset som prosjektleder for utviklingen og innføringen av effektivitetsanalysene på distribusjonsnettet, regionalnettet og Statnett var jeg egentlig klar for en liten stund i skyggen. Det varte imidlertid ikke lenge. Jeg ble bedt om å overta styringen av KILE-arbeidet for å få denne byggesteinen på plass i reguleringen så raskt som mulig.

Energiforsyningens fellesorganisasjon (Enfo) var på dette tidspunktet svært opphengt i to forhold. KILE-ordningen kunne ikke innføres fordi den grep inn i den privatrettslige sfære. Hvis en ordning eventuelt skulle innføres, måtte det være unntak for force majeure-situasjoner. NVE mottok et omfattende brev fra Enfos advokat, som i hovedsak dreide seg om disse forholdene.

Det første møtet med Enfo etter at jeg overtok som prosjektleder, ble benyttet til å nullstille temperaturen og gjøre det klart for hverandre hvilke roller og posisjoner vi hadde i forhold til utviklingen av reguleringen. Etter dette var dialogen tilbake på et nivå hvor det var mulig å komme videre. NVEs synspunkter på Enfos to mest sentrale punkter ble gjort rimelig klart: Privatrettslige forhold var ikke til hinder for en kompensasjonsordning, og det var lite aktuelt å innføre en force majeure-bestemmelse i tilknytning til regelverket.

Førstnevnte problemstilling var etter vårt syn uansett en avsporing i forhold til en KILE-ordning. Hensikten med ordningen var å stimulere til å opprettholde leveringspåliteligheten og beredskapen i nettselskapene på et samfunnsøkonomisk lønnsomt nivå. Ordningen kunne innrettes slik at den hadde de samme økonomiske virkningene for nettselskapet uten at det ble utbetalt en direkte kompensasjon til berørte kunder. Når vi valgte å gå bort fra KILE som kompensasjonsordning, var dette ikke først og fremst forårsaket av en bekymring om mulige konflikter med privatretten. Viktigst var at en kompensasjonsordning i enkelte tilfeller kunne føre til store utbetalinger og mulige likviditetsproblemer for selskapene. Vi hadde for liten erfaring med ordningen til å vurdere hvor stort dette problemet var. Vi valgte derfor å døpe om ordningen til "Kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke levert energi". Ordningen ga nå insentiver til optimal tilpasning, men uten at det var en kompensasjonsordning. Vår vurdering var at vi kunne omgjøre den til en kompensasjonsordning på et senere tidspunkt, dersom vi fant det hensiktsmessig.

Vår motstand mot å innføre en force majeure-bestemmelse skyldtes at den etter vår oppfatning ville uthule hele KILE-ordningen. Bortsett fra planlagte avbrudd, ville nettselskapene kunne påberope seg at nærmest alle avbrudd skyldtes forhold

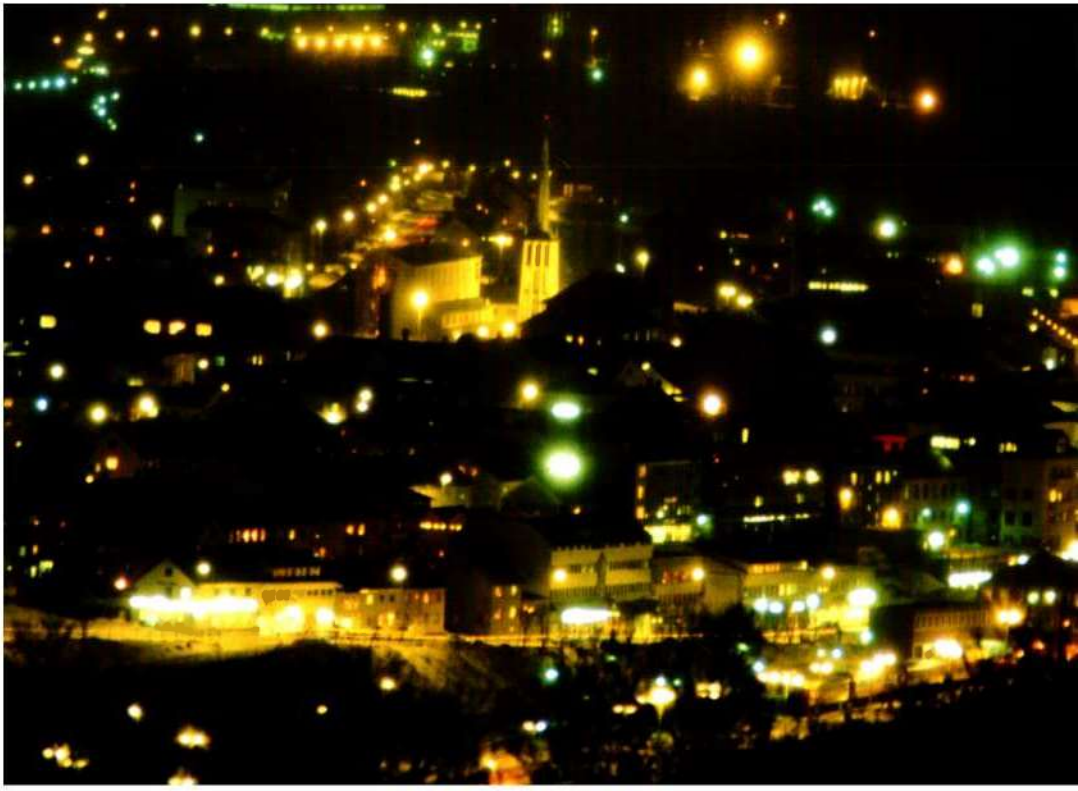
utenfor deres kontroll for å slippe unna de økonomiske konsekvensene. Ofte vil det selvsagt være slik at avbrudd skyldes ytre påvirkning fra vær og vind eller tredjepart som er utenfor selskapets kontroll. Sannsynligheten for avbrudd for en gitt påkjenning vil imidlertid være avhengig av forhold som selskapet har kontroll over. Godt vedlikeholdte anlegg er mer motstandsdyktig mot vær og vind enn dårlig vedlikeholdte. Det vil også være mulig for et selskap å begrense konsekvensene i forbindelse med avbrudd gjennom investeringer i alternativ forsyning og god beredskap. Vårt syn var at dersom noen skulle gis dispensasjon fra regelverket, skulle det ikke være knyttet opp til force majeure. Dispensasjon kunne gis i særlige tilfeller, men da etter en vurdering av hvordan den økonomiske reguleringen slo ut for selskapet over tid.

Motstanden svekkes

I forbindelse med tidligere høringer hadde vi hatt problemer med å få nettselskapene til å se at det var mulig å tjene penger på KILE-ordningen, dersom de tilpasset seg optimalt. I våre øyne var dette innlysende, og frustrasjonen var derfor stor over at bransjen ikke forsto dette. Da jeg utformet et nytt høringsforslag, la jeg derfor vekt på at framstillingen skulle være enkel og pedagogisk. Deltakerne i arbeidsgruppen som vi hadde etablert i samarbeid med bransjen, fikk øynene opp for hvilke inntektsmuligheter som lå i ordningen. Dette ble et vendepunkt i framdriften. Vi sendte ut forslaget til den nye KILE-ordningen på høring våren 2000. På den påfølgende seminarrunden i Oslo, Stjørdal og Hammerfest var motstanden mot ordningen redusert til et minimum. Mye av dette skyldes sannsynligvis at nettselskapene som hadde deltatt i arbeidsgruppen, klart så at det fantes muligheter for gevinster og formidlet dette til de øvrige på en troverdig måte. I Hammerfest var everksjef Knut Valle fra Repvåg Kraftlag, en innbitt motstander av de tidligere KILE-forslagene, invitert av NVE til å komme med synspunkter på forslaget. Han startet innlegget med: *"Det her e så teoretisk at æ må spy."*, men avsluttet med at forslaget sannsynligvis var til å leve med. Vi tolket det som en anerkjennelse.

Oppsummering

KILE-ordningen er den delen av den økonomiske reguleringen som har vært gjenstand for mest støy, flest utredninger og mest frustrasjon gjennom tidene. Det tok nesten fem år fra idéen om ordningen ble født i 1996 til den trådte i kraft fra 2001. I reguleringssammenheng er dette sannsynligvis den største nyvinningen NVE har gjort. Nok en gang torde vi ta skritt inn i litt ukjent terreng med noe fallhøyde, noe som de fleste regulatorer kvier seg for. Det er denne mangelen på frykt som har brakt NVE som regulator fremover, flere år før våre søsterorganisasjoner i andre land.



Husholdningsmarkedet blir skapt

Jan Moen

I Norge la vi ikke opp til noen trinnvis åpning av kraftmarkedet. I prinsippet var det åpent for alle kunder allerede fra starten, men det var noen viktige grunner til at en full åpning måtte ta tid. Den viktigste årsaken var at kostnadene for måling og avregning ble antatt å være så store at lønnsomheten ville være tvilsom. Samtidig fantes det ingen gode teknologiske løsninger. Åpningen av kraftmarkedet var derfor nøye knyttet til hvordan vi greide å løse disse utfordringene.

I de fleste land som gjennomførte kraftreformer i 1990-årene var det ofte en viss overkapasitet på produksjonssiden og et stort effektiviseringspotensial. Ikke overraskende førte dette til lavere priser for de store kundene som først fikk adgang til dette konkurranseutsatte kraftmarkedet. Det kom også raskt et krav til regulator og de politiske myndighetene om å åpne markedet for de mellomstore kundene. Mange land gjennomførte derfor reformene skrittvis slik at det ble satt tidsfrister for når nye forbrukergrupper kunne få markedsadgang. Ofte var det måling og avregning som hindret at markedsåpningen for alle kundegrupper kunne gå raskere. Det var både tekniske og økonomiske problemer med å gjennomføre timeregistrering, som de fleste mente var helt nødvendig for å gjennomføre fritt valg av strømleverandør. Svært få land ville binde seg til datoer for åpning av husholdningsmarkedet. I Norge la vi ikke opp til noen trinnvis åpning av kraftmarkedet som i prinsippet var åpent for alle, inklusive husholdningene. Det var en rekke grunner til at en full åpning måtte ta tid. De viktigste grunnene var at kostnadene blant annet for måling og avregning ble antatt å være så høye at lønnsomheten ville være tvilsom. Dessuten måtte avregningen standardiseres på elektronisk form, og ingen hadde vurdert om det i hele tatt var mulig å gjøre dette på en kostnadseffektiv måte. Dessuten måtte NVE ha hjemmel for å utarbeide slike retningslinjer. Mange mente at dette ikke var monopolvirksomhet og derfor lå utenfor myndighetsområdet til NVE. I tillegg ville åpning av husholdningsmarkedet øke konkurransen i kraftmarkedet, noe mange everk ikke ønsket på den tiden.

Åpning for småkunder

Det ble etter hvert en debatt om det likevel lot seg gjøre å åpne markedet for alle småkundene. Skiensfjordens Kommunale Kraftselskap gjorde det første framstøtet og sa seg villig til å forsyne småkunder fra det frie kraftmarkedet bare de fikk dekket sine kostnader for måling og avregning. Disse kalkulerte de til 100 000 kroner per kunde. Dette ble det egentlige startskuddet for arbeidet med å finne måter å foreta måling og avregning på som gjorde at bytte av leverandør kunne skje til akseptable kostnader. England kom snart i samme situasjon som Norge, og siden deres kraftbørs hadde halvtimes priser, ville deres avregningsdata bli enda mer komplekse.
Forslaget til den engelske regulatoren Stephen Littlechild var å skape konkurranse i et slags marked for måling og avregning. Tanken var at private firma ville konstruere nye målere med høyere standard, men det kom aldri til noe gjennombrudd for den nye teknologien. Det skulle vise seg at problemene nærmest stod i kø for Littlechild. Den valgte teknologien for måling, overføring av data, kvalitetssjekk og justeringer av faktura hadde en høy feilprosent. Dette førte til betydelige forsinkelser, og det skulle ta mange år før et nytt og bedre system kom på plass.

I Norge ble det arbeidet med en rekke løsninger, og debatten om husholdningsmarkedet ble en stor utfordring for NVE. En dag kom Torfinn Jonassen og Pål Meland til mitt kontor og kunne fortelle at de hadde noen idéer som de gjerne ville arbeide videre med. Det tok ikke lang tid å overbevise meg om at vi burde se nærmere på disse idéene.

Måling og måleutstyr

Vår første utfordring var hvem som skulle eie, installere og drive måleutstyret. Vi hadde ingen hjemmel til å pålegge everkene spesielle tekniske og økonomiske løsninger. Det var tilfeller der nettselskapet kjøpte og installerte utstyr og oversendte måledataene periodevis til leverandøren. I andre tilfeller var det leverandøren som eide måleren, sørget for installasjonen og innhentet måledataene via oppringt samband direkte mot måleren.

Det var leverandørene som måtte dekke kostnadene med å skaffe seg måledataene, og da vanligvis gjennom en regning de fikk fra nettselskapet, noe som gjeldende regelverk ga netteier anledning til. Årskostnadene per målepunkt for nye leverandører var om lag 5000 kroner. Den dominerende leverandøren i området, altså omsetningsvirksomheten i det integrerte selskapet, slapp disse kostnadene, fordi det kun var nye eller såkalte "fremmed-leverandører" som måtte timemåle

uttaket hos kunden. For å skaffe seg data om sin utveksling benyttet den lokale leverandøren netteiers utveksling mot andre nett, for så å trekke fra timeverdiene fra de andre leverandørene i nettet. Den lokale leverandøren krevde i kraft av å være integrert med netteieren, tilgang til timeverdiene fra de andre leverandørene. Den lokale integrerte leverandøren behøvde altså ikke å timemåle sine kunder, og benyttet samtidig kundeinformasjon fra andre leverandører til å beregne sitt kraftuttak. Dette var klart konkurransemessig diskriminerende. Resultatet var at kun de aller største strømkundene så det lønnsomt å skifte leverandør, fordi det kostet mye å ha en annen leverandør enn den lokale. NVE reduserte gradvis beløpet netteier kunne kreve av leverandørene for å dekke kostnader til timemåling. Grensene var satt til 5000 kroner per år per målepunkt/kunde i 1991 og ble senket til 4000 kroner i 1994.

Denne praksisen pågikk fra markedet ble juridisk åpnet i 1991 til og med 1994, selv om myndighetene så at det var konkurransehindrende og i strid med energiloven. NVE stadfestet praksisen gjennom flere vedtak i tvister mellom integrerte energiverk og kraftleverandører, der de integrerte selskapene ble gitt medhold i å kreve betaling for installasjon og drift av utstyr for timemåling. Begrunnelsen var at det ikke fantes praktiske løsninger som gjorde at de nye leverandørene kunne slippe å timemåle sine kunder.

Et viktig mål for NVE var å bedre den reelle markedsadgangen og komme bort fra praksisen med at alle som hadde en annen leverandør enn det lokale everket, måtte installere målere som timemålte forbruket. Utfordringen var å finne en metode som ga et tilnærmet riktig bilde på kundenes forbruksprofil time for time, uten at netteierne skulle løpe en betydelig tapsrisiko ved å dekke opp unøyaktigheter. I tillegg måtte leverandørene behandles likt, dvs. at den lokale leverandøren ikke skulle ha andre rettigheter enn andre leverandører.

Høringsutkast juni 1994

I arbeidet med å komme fram til en ferdig metode og endelige retningslinjer ønsket NVE å ha en løpende og tett dialog med kraftbransjen. Høringsutkast til retningslinjene ble sendt ut i juni 1994 med høringsfrist i august samme år.

For å følge opp prosessen og for å ha en grundig dokumentasjon på framdriften som ga tillit i bransjen, hadde NVE Energiforsyningens Forskningsinstitutt (nå SINTEF energiforskning) som samarbeidspartner. Vi etablerte også en tett kontakt med Nord Pool som da var ansvarlig for regulerkraftavregningen.

Det ble i denne tiden reist et forslag om at småkundene ikke skulle ha fysisk adgang til kraftmarkedet i det hele tatt, men derimot sikre prisen på el-leveransen gjennom finansielle avtaler. Netteier skulle på sin side være forpliktet til å levere kraft til spotmarkedspris til sine nettkunder. På denne måten ville all fysisk krafthandel bli omsatt over elspotmarkedet.
På oppdrag fra NVE utførte Stiftelsen for samfunns- og næringslivsforskning (SNF) i 1994 en analyse av denne modellen. Ut fra denne analysen konkluderte NVE med at spotmarkeds-modellen ikke ville gi småkundene reell markedsadgang, samtidig som det kunne gi uheldige markedsmessige tilpasninger for integrerte everk som kom i en uheldig dobbeltrolle.

NVE ville derfor forsøke å utvikle en annen modell, der alle kundene hadde direkte adgang til det fysiske kraftmarkedet.

Det første stadiet mot en metode som unngikk behovet for timemåling, var å benytte typekurver for forbruksprofilen til ulike kundegrupper. Typekurvene kunne benyttes til å fordele et antatt forbruk på timenivå, slik at leverandørene kunne beregne det timevise avregningsvolumet for kundene som ikke var timemålt. Utvalget av typekurver for de ulike kundegruppene kunne fort bli svært stort, og de kunne variere etter ulike typer boligbygg og næringsbygg, for ulike typer næringsvirksomhet og inndelinger etter geografiske områder. NVE kom derfor raskt fram til at arbeidet med å skaffe hver enkelt sluttbruker en mest mulig nøyaktig typekurve ville bli vanskelig å håndtere. Vi så også at det kunne bli konflikter mellom kunder, leverandører og netteiere om hvilken kurve som skulle benyttes. I tillegg ville enhver feil mellom typekurven og faktisk forbruksprofil representere en tapsrisiko for netteier.
Det andre stadiet var at man i stedet for å benytte spesifikke kurver for kundegrupper, benyttet en kurve som var unik for hvert enkelt nettområde. Denne kurven skulle beregnes ut i fra hver enkelt netteiers innmatingsprofil, dvs. den timevise innmatingen i netteiers kraftnett. Innmatingsprofilen for sist kjente år skulle benyttes, noe som innebar at man for 1995 skulle benytte profilen for 1994. For å gjøre profilen mest mulig tilpasset kundene som ikke var timemålt, skulle netteierne trekke ut timeverdiene for kundene som var timemålt. Profilen skulle benyttes for alle kundene som ikke var timemålt.

Siden innmatingsprofilen fra foregående år var påvirket av tilfeldige temperatursvingninger, skulle profilen korrigeres i forhold til normaltemperatur. Profilen skulle så igjen korrigeres for faktisk temperatur. Den "faktiske" temperaturen skulle baseres på prognoser for ukemiddeltemperatur fra Meteorologisk Institutt.

Metoden som ble beskrevet i høringsutkastet, fjernet behovet for timemåling ved skifte av leverandør, og oppfylte etter vår mening premissene NVE hadde lagt for arbeidet med reell markedsadgang og likebehandling av leverandørene.

Endelige retningslinjer

Reaksjonene på høringsutkastet var engasjerte og sterke fra hele bransjen. Det viktigste innspillet var at metoden var svært komplisert og at netteier ble eksponert for risiko ved å benytte en historisk innmatningsprofil. I tillegg kom det en rekke innspill på at gebyrene som netteier kunne ta for leverandørhåndtering, var for lave.

I oktober 1994 sendte NVE ut endelige retningslinjer for måling og avregning av kraftomsetning. Retningslinjene trådte i kraft fra januar 1995. Vi hadde i disse retningslinjene forsøkt å ta hensyn til de viktigste innspillene i høringsprosessen. En viktig endring var at en skulle bruke faktisk innmatingsprofil og ikke historisk profil ved avregning av kunder som ikke var timemålt.

Fra retningslinjer til forskifter

I perioden 1995 til 1998 ble retningslinjene revidert hvert år. Prosedyren var at høringsutkast til reviderte retningslinjer ble sendt ut i juni. Berørte parter fikk to måneder til å komme med høringsinnspill. Endelige retningslinjer ble så sendt ut i oktober med virkning fra og med januar påfølgende år.

På bakgrunn av at kraftmarkedet hadde utviklet seg såpass mye siden energiloven og energilovens forskrifter ble skrevet i 1990, anså Olje- og energidepartementet og NVE våren 1998, at det var nødvendig å oppdatere av regelverket og gi NVE et mer presist uttrykt hjemmelsgrunnlag. Olje- og energidepartementet hadde også fått en juridisk betenkning fra Energiforsyningens fellesorganisasjon (Enfo) der NVEs hjemmelsgrunnlag var drøftet.

Olje- og energidepartementet startet sammen med NVE våren 1998 et arbeid med å revidere forskriftene til energiloven. I september 1998 ble en revidert forskrift sendt på høring fra Olje- og energidepartementet. I disse forskriftene ble NVE gitt kompetanse til å gi egne forskrifter på spesifikke områder, blant annet innenfor måling og avregning. Samtidig sendte NVE ut forskrifter om måling, avregning og samordnet opptreden ved kraftomsetning og fakturering av nettjenester på høring. Disse forskriftene erstattet retningslinjer for måling og avregning, og fakturering av net-

tjenester. I de nye forskriftene til NVE ble det gjort en opprydning slik at plikter og rettigheter som var beskrevet i de gamle retningslinjene, mer presist ble formulert som rettsregler.

Oppsummering

Utgangspunktet for Norge var at det ikke var fastsatt noen tidsfrist for når markedet skulle åpnes. NVE fikk på den måten et press for å komme med en løsning som sikret reell markedsadgang for alle kunder og som samtidig ikke diskriminerte andre selskaper i forhold til det lokale. Erfaringene fra England viste klart at måling og avregning måtte skje på en enkel, men samtidig nøyaktig måte. En annen vanskelighet var at NVE ikke hadde noen klar hjemmel til å pålegge bruk av en bestemt teknologi eller sette nye krav til oppgjørsform.

På dette tidspunktet hadde bransjen den klare oppfatning at tiden ikke var inne for en ytterligere åpning av market, også for husholdninger. Det var vanskelig å ikke imøtekomme at everkene skulle få dekket sine kostnader. Byttegebyrene ble ganske høye, noe som skapte problemer for små kunder. Disse gebyrene ble riktignok senket med årene, men like før jul 1996 henvendte jeg meg direkte til adm. dir. Knut Herstad i Enfo og forslo at fra 1997 burde disse fjernes helt. Ganske overraskende viste det seg at Herstad var enig. Dermed ble den siste rest av gebyrer fjernet, og i prinsippet hadde alle kunder lik adgang til kraftmarkedet.

Den "norske modellen" for full åpning av markedet ble lagt merke til internasjonalt. Stephen Littlechild hadde nedlagt mye arbeid og prestisje i å være først ute, men måtte til slutt innse at Norge gikk av med seieren. Like etter at den "norske modellen" hadde vist seg å fungere utmerket, hadde Littlechild en lunsjpresentasjon i Verdensbanken i Washington, hvor jeg også var tilstede. Den omhandlet fortreffeligheten til den engelske reformen. I sin konklusjon måtte han gjøre et unntak i all suksessen og framheve at når det gjaldt markedsadgang for husholdningskunder, var likevel Norge best og raskest.

EU har planer om å åpne kraftmarkedet for småkunder fra juli 2007, men mange mener at selv denne datoen er optimistisk. Mesteparten at NVE sitt utredningsmateriale er oversatt til engelsk og er forlengst overlevert EU som nå har fått en meget god oppskrift. Men det finnes fortsatt motstand både politisk og bransjemessig i en del land.

Den norske kraftmarkedsreformen og samarbeidet med Europa

Jan Moen

Norge fikk en ny energilov som åpnet for konkurranse i kraftsektoren allerede i 1991. Fordi vi var så tidlig ute, var det få land å kontakte for diskusjoner og konstruktivt samarbeid.

Den første formelle kontakten vi hadde med andre land, var med britiske European Energy Economics hvor konsulentene Alex Henney og Robert Cohen var de sentrale personene. De ønsket et formelt samarbeid med NVE for å lage en sammenlikningsanalyse av utviklingen i England og Wales og Norge.

En slik rapport ble levert til NVE våren 1993. Formålet med rapporten var å gjennomgå utviklingen av konkurransen i kraftsektoren i England og Norge og hvordan reguleringen hadde utviklet seg i de to landene.

Rapporten vurderte også hvordan nye reformer kunne hindre utilsiktede virkninger av full konkurranse og mulighetene for en enda mer effektiv regulering for å øke effektiviteten i bransjen. Dette var det første forsøket på å analysere en tidlig utvikling av kraftreformer ut fra konkurranse og reguleringsmodeller mellom to land hvor eierskap og strategi var svært forskjellig. Mange vil hevde at det muligens var for tidlig å foreta en slik analyse så kort tid etter at reformene var gjennomført. På den annen side var informasjonen og faglitteraturen på dette området svært begrenset, og interessen for foreløpige resultater var stor. Rapporten bidro også til å åpne opp for en debatt om restrukturering uten å privatisere. I England og Wales var privatisering nærmest en premiss for reformen i kraftsektoren. På denne måten kom den "norske modellen" på dagsorden også i en rekke land hvor privatisering neppe var særlig aktuelt.

Raskere utvikling i Norge

Rapporten viste blant annet at den mye omtalte engelske kraftbørsen hadde åpenbare svakheter, selv om den var skreddersydd til den private bransjestrukturen som var skapt. Den norske børsen var et resultat av en gradvis utvikling som ble påbegynt allerede i 1971, og som senere ble et forbilde for alle som ønsket en vel organisert markedsplass.

Rapporten bidro også til at debatten om kraftreformer ikke bare skulle dreie seg om det som skjedde i England, men også andre land som gjennomførte noenlunde samme reformer ut fra andre forutsetninger. Den kortsiktige virkningen var at en rekke engelske konsulenter søkte oppdrag i Norge, fordi markedet for slike tjenester i England var bergrenset ettersom den første fasen nærmest var gjennomført. De engelske konsulentene oppdaget etter hvert at utviklingen i Norge ofte hadde gått raskere enn i England, og at norske løsninger med hell kunne overføres til andre land hvor privatisering ikke nødvendigvis var en forutsetning.

Samarbeidet og kontaktnettet som rapporten skapte, viste seg å være svært nyttig og er opprettholdt helt frem til i dag. Rapporten ble på denne måten en inngangsport til samarbeid med engelske konsulenter og det akademiske miljøet som arbeidet med regulering. Dette resulterte i hyppige besøk og uveksling av dokumenter som ble viktige for utviklingen i hele perioden frem til slutten av 1990-årene.

Firenze-prosessen og the European Electricity Forum

Innføring av elektrisitetsdirektivet av 1996 viste seg ikke å være så enkelt som kommisjonen tenkte seg. Når EU innfører reformer, benytter de seg av en kombinasjon av direktiver og retningslinjer som danner et omforent rammeverk som alle medlemsland må forholde seg til. EU forutsetter at nasjonale myndigheter organiserer og styrer dette reformarbeidet på en effektiv måte gjennom regulatorer og offentlig byråkrati ellers.
Utfordringen for Markedsdirektivet var at det var et sterkt utvannet kompromiss som på ingen måte innholdt virkemidler til å nå målene som var satt for et felles kraftmarked i hele EU.

Det viste seg etter hvert at det var et stort behov for å få til en dialog mellom kommisjonen, regulatorer, myndigheter, kraftbransjen og sentrale aktører.
DG XVII* som tilsvarer nåværende DG TREN sammen med Robert Schuman Centre (RSC) ved European University Institute (EUI) ble et forum for slike spørsmål.

Samarbeid mellom regulatorene

Etter at England og Norge hadde gjennomført sine kraftreformer og hadde fått etablerte regulatorer, gjennomførte en rekke land liknende reformer på midten av 1990-tallet. Portugal tok initiativ til å samle Spania og Italia til uformelle drøftinger i Lisboa, for å lodde stemningen om et samarbeid mellom landene og for å drøfte felles utfordringer.

Det ble enighet om å samles til et møte i Lisboa i mars 1997 hvor hvert land skulle sende en liten delegasjon. Etter møtet ble de enige om å holde regelmessige møter for å utveksle informasjon på en strukturert måte. Det ble også etablert noen få arbeidsgrupper som skulle arbeide videre med en del felles problemstillinger. Møtene roterte mellom landene, og en så fort at det kunne være nyttig å knytte kontakt med andre land som hadde gjennomført liknende reformer.
Den portugisiske regulatoren, Jorge Vasconcelos, besøkte den engelske regulatororganisasjon OFFER i Birmingham for å innlede et samarbeid. Den engelske regulatoren, Stephen Littlechild ga uttrykk for at han ikke var interessert i slike europeiske samarbeidsorganer eller EU-direktiver. De som kjente Stephen Littlechild, var vel neppe overrasket over denne reaksjonen. Reguleringssystemet i England og Wales var sterkt påvirket av tanker og metoder han selv hadde utformet. Han ønsket bare å samarbeide på sine egne premisser med minst mulig "innblanding" fra EU.

Den lille gruppen av regulatorer fra det sørlige Europa tok kontakt med kommisjonen i Brussel som ble invitert til det kommende møtet i Milano. Kommisjonen hadde innsett at Elektrisitetsdirektivet av 1996 ikke kunne brukes til å pålegge medlemslandene noe felles regelverk for å øke krafthandelen over landegrensene. Et samarbeid med regulatorene var en mulighet som de ikke kunne si nei til. Alternativet ville være å starte opp forhandlinger om et nytt direktiv som på det tidspunkt var en lite aktuell løsning. Pablo Benavides, som var kommisjonær for DG Energy, så muligheten for å få støtte av regulatorene gjennom en dialog. Etter et møte mellom Jorge Vasconcelos og Pablo Benavides ble idéen om Firenze Forum født.

ETSO - organisasjon for systemoperatørene

Et viktig spørsmål ble hvem som skulle inviteres til et slikt forum. Siden en rekke medlemsland ikke hadde utpekt regulatorer, var det nødvendig også å invitere representanter fra ministeriene.

Gjennom en tett dialog mellom regulatorene og kommisjonen ble det mulig å beskrive et veikart som kunne ende opp med et regelverk som kunne knytte sammen de teoretiske rammene for handel mot en regulatorisk rammeverk. Kraftindustrien var ikke begeistret for veikartet, men kommisjonen ga det sin fulle støtte. Etter hvert sluttet også kraftindustrien seg til ut fra prinsippet at anbefalingene fra Forumet skulle være enstemmige.

---

* *DG: betegnelse på generaldirektorat i Europakommisjonen*

Utviklingen av Forumet og de ulike organisasjonene som ble skapt i denne tiden, ledet til en rask utvikling av samarbeidet mellom regulatorene, kraftbransjen og kommisjonen.

I denne tiden ble Stephen Littlechild erstattet av Callum McCarthy som var mer samarbeidsvillig og hadde sterke interesser for Europa og et felles indre marked.

I 1999 ble systemoperatørene enige om å danne sin egen organisasjon, European Transmission System Operators, ETSO, med hovedsete i Brussel. Alt dette ledet til at regulatorene også måtte organisere seg bedre, og samarbeidet mellom Spania, Portugal og Italia ble raskt utvidet til å gjelde de nordiske landene, Nederland, Irland og Storbrittania.

CEER – rådet for europeiske energiregulatorer

7. mars 2000 ble et "memorandum of understanding" undertegnet i Brussel, og samme dag ble det presentert for EUs kommisjonær for energi, Loyola de Palacio, som også var visepresident for kommisjonen. Hun håndhilste på alle som hadde undertegnet memorandumet. Jeg husker at hun stusset et øyeblikk da jeg presenterte meg som regulator for Norge, som ikke er medlem av EU.
Dette ble den offisielle fødselen for Council of European Energy Regulators, CEER, bare 3 år etter at de første møtene mellom Portugal, Spania og Italia hadde funnet sted. Tre år senere, i 2003, ble CEER en "non profit" organisasjon under belgisk lov.

Den videre utvikling i Firenzeforumet

Kommisjonen innså at det ikke var mulig få fortgang i prosessene bare ved å innføre nye direktiver eller bindende regler. Den hadde forsøkt å ha ulike former for felles og bilaterale møter med medlemslandene i Brussel, uten noe særlig femgang.

Tanken var at en i tillegg kunne ha uformelle møter, diskusjoner og bytte av erfaringer, og at dette kunne bidra til å få fortgang i samarbeidet som Markedsdirektivet forutsatte.

Alle 15 medlemsland i tillegg til USA, New Zealand og Norge ble invitert på det første møte som fant sted i februar 1998. Det var tydelig at kommisjonen hadde merket seg det reformarbeidet som foregikk utenfor EU. Møtet ble ledet av professor Ehlerman, tidligere direktør for DG IV, men hvor direktør for DG XVII, Pablo Benavides, skulle spille en viktig rolle.

Viktige temaer som ble tatt opp, var innføring av et effektivt regelverk for å regulere monopoler og sikre konkurranse i produksjon og salg til kundene. Samtidig måtte en sikre at nasjonale forhold og forskjeller ikke skulle skape barrierer for et effektivt indre marked.

Det ble fort enighet at Forumet hadde muligheter for bringe viktige saker opp til en fruktbar diskusjon slik at innføringen av Elektrisitetsdirektivet kunne skyte fart. Direktør Benavides var meget optimistisk og mente at Forumet kunne spille en viktig rolle og bidra til å etablere nasjonale regulatorer. Det ble fremhevet at det nå var et godt klima for reformer i EU, og han hadde stor tro på at medlemslandene ville endre sine nasjonale lovverk slik at kraftreformen kunne la seg realisere ganske raskt.

Dette siste skulle vise seg å være for optimistisk. Prosessen tok lang tid fordi mange land var tilbakeholdne når de følte at nasjonale interesser var truet. Det første møtet ga god anledning til å presentere hvor langt de ulike land hadde kommet i sitt reformarbeid, og Norge og England fikk holde hovedinnleggene i plenumsdiskusjonen. I tillegg fikk Norge også være med i rundebordsdebatten.

En kan med rette si at dette møtet ble et gjennombrudd for det norske synet i debatten om regulering og åpning av kraftmarkedet. I den etterfølgende debatten ble de norske eksemplene framhevet som gode løsninger.

Når en i ettertid leser referatet fra det første Forum-møtet blir en imponert både over entusiasmen på møtet og hvor mange fremtidige utfordringer som ble tatt opp og diskutert med svært godt faglig innhold. Samtidig blir det lagt for dagen en ekte vilje til å gjøre raske fremskritt.

Det gode samarbeidet ble satt på prøve

Senere når alvoret kom til syne og konsekvenser for medlemslandene og aktørene ble tydeligere, ble dessverre alt så mye mer komplisert, og prosessen mistet tidvis framdrift.

Siden dette første møtet innledet en ny epoke for samarbeid mellom viktige parter, kan vi forsvare å ha med en nokså detaljert gjennomgang. Som tidligere antydet ble optimismen og framdriften fort utfordret, og Forumet gjennomgikk en utvikling i flere faser som satte det gode samarbeidet på prøve. Det er derfor viktig å forsøke å forklare prosessene og forholdene som ledet til en slik utvikling. Vi skal forsøke å belyse dette gjennom de sakene som Forumet behandlet.

I analysen av Forumet blir det viktig å ha klart for seg følgende. Forumet fikk snart bred omtale i Brussel og pressen. Det førte til at stadig flere grupper ønsket å delta, og viktigheten økte. Adgangen til informasjon var et hovedtema, men muligheter for aktiv påvirkning ble mer tydelig. Det ble laget konklusjoner fra Forumet, som egentlig bare var en oppsummering av diskusjoner. Men dette endret gradvis karakter, kanskje med fullt vitende fra kommisjonen slik at konklusjoner ble oppfattet som indikative mål og føringer.

Det økte presset ytterligere for deltagelse og aktiv påvirkning og diskusjon, og debatten om konklusjoner mistet etter hvert helt proporsjoner. Siste fase i Forumet ble en nedgradering til et høringsforum uten konklusjoner, etter hvert som kommitologiprosessen ble et faktum. Leseren bør ha dette for øyet når Forumets utvikling gjennomgås trinn for trinn.

I Forumets andre møte ble oppmerksomheten rettet mot TSO (Transmission System Operators), særlig hvilke kjerneoppgaver de skulle ha og hvordan de burde reguleres. En merker seg at et felles tariffsystem (Cross Border Tarification, CBT) ble diskutert allerede nå. Det ble pekt på at det var nødvendig med fortgang i å etablere et slikt system som er en forutsetning for et felles elektrisitetsmarked i Europa.

Tankegangen bak CBT var sterkt knyttet opp mot en fysisk handel og problemer med å transportere kraft over lange distanser. Få visste den gang at denne tankegangen skulle prege debatten i mange år og paradoksalt nok være til hinder for en fruktbar debatt og muligheter for å komme frem til gode løsninger. Det viste seg at kunnskap om krafthandel var en "mangelvare" i Forumet helt til traderne ble organisert og fikk delta. Det skjedde en del år senere. Dessverre fikk tankegangen om fysisk handel lov til å prege Forumet i lang tid fremover.

Felles tariffsystem

For å beskrive og diskutere Firenzeforumet vil jeg bruke CBT som et illustrerende eksempel. Bakgrunnen er at ingen sak har opptatt Forumet og regulatorene så mye over så lang tid, og saken er fremdeles ikke løst. Helt til slutt vil jeg kort komme inn på en del andre saker som har vært sentrale i Forumet. På neste møte som fant sted våren 1999, presenterte dr. ing. Fritz fra Universitetet i Aachen den første studien av tariffer for handel over landegrensene, såkalte cross border electricity transmission tariffs. Her ble det foreslått et system som ikke skulle være transaksjonsbasert og bare bygge på innmatings- og uttakselementer. Det ble i tillegg foreslått et kompensasjonsssystem for strøm i transitt, såkalte transit/loop flows. Dette tilleggssystemet skulle bare dekke kostnader for strøm i transitt, enten gjennom

et tillegg i nasjonale tariffer eller som en flat avgift som dekket hele Europa. Ingen trodde vel dette skulle være opptakten til en debatt om metoder, beregninger og prinsipper som fortsatt ikke har funnet sin endelige løsning. Felles tariffering ble et gjennomgangstema på de fleste møtene, men slik Forumet ble organisert, var det vanskelig å få til noen særlig fremgang i dette viktige spørsmålet. En av årsakene var nok også at kommisjonen ikke anga noen klar ansvarsfordeling mellom de ulike partene i saken. TSOene hadde hele tiden data og IT-systemer som kunne bringe fremgang i saken, og det ble gitt tidsfrister, men den nødvendige progresjonen uteble. Dette kan vel skyldes at det var uenighet mellom TSOene, og at en del medlemsland heller ikke viste noe særlig entusiasme over CBT-kompensasjonene. Ambisjonsnivået kunne også oppfattes som høyt, siden en på kort tid skulle finne et system som ikke bare kompenserte for de elektriske tapene i nettet forårsaket av CBT, men også skulle finansiere nyinvesteringer. I ettertid har det viste seg at dette ble en komplisert og vanskelig oppgave.

Akseptable løsninger vil ta tid

På Forumets møte våren 2000 ble mange av disse problemene satt på dagsordenen, og en erkjente at det ville ta tid å komme frem til akseptable løsninger. Det ble forslått midlertidige løsninger, og det ble satt et tak på CBT-potten lik 200 millioner. Det ble også foreslått at dette skulle finansieres ved en standard eksportavgift på all produksjon som skulle ende utenfor landets grenser (*"standard export stamp placed on all declared export programs"*). Det skulle vise seg vanskelig å få til noe særlig fremgang, og på møtet i november ble problemene bare forstreket. På dette møtet ble det også understreket at CBT ikke skulle skape barrierer for det felles indre markedet.

Kommisjonen mente også at forslaget til eksportavgift på to prosent per MWh var for høyt. Uten at det ble sagt klart, hadde de nok merket seg at CBT begynte å ligne svært mye på grensetariffene som nylig var avskaffet, og at de ville skape problemer på sikt.

Denne diskusjonen skulle dessverre vise seg å prege Forumet i nokså lang tid. På våren 2002 ble det gjort anstrengelser for å få til en fruktbar debatt om en matematiske modell som kunne beregne kostnadene for CBT, uten at en kunne rapportere om særlig fremgang.

På møtet samme høst ble det foreslått om ytterligere senkning av CBT-avgiften fra en prosent per MWh til 0,5 prosent. Det ble ikke gitt noen "faglig" begrunnelse for forslaget, utenom at stadig flere syntes at CBT-potten var for stor.

Kommisjonen hadde innsett at det var nødvendig å regulere grensehandelen, og et forslag til forordning ble gjort kjent. Dette ga ytterligere press på alle parter til å komme frem til omforente løsninger så fort som mulig. I juni 2003 ble forordningen om grensehandel vedtatt, og denne omfattet foruten CBT også harmonisering av tariffer samt flaskehalshåndtering ved grensehandel.

Trolig ble forordningen fremmet i beste hensikt for å få til fremgang i disse sentrale spørsmålene om organisering av handel mellom land, men det var uklart hvordan viktige kostnadselementer skulle beregnes og hvordan medlemslandene skulle bli enige om disse sentrale spørsmålene. De matematiske modellene som forordningen forutsetter, lot seg ikke gjennomføre i praksis på en omforent måte. Dette viser klart at prosessene som ledet til nytt EU-regelverk ikke kunne sikres gjennom Forumet på frivillig basis og gjennom enstemmighet.

Kommisjonen hadde få år tidligere annonsert at den ønsket å opprette et eget rådgivende organ i energispørsmål, men dette arbeidet hadde stoppet opp. Den manglende framgangen i Forumet bidro nok til at forarbeidene til en rådgivende gruppe ble tatt opp igjen for fullt. Mot slutten av 2003 ble dette rådgivende organ, kalt ERGEG, (The European Regulators Group for Electricity and Gas) skapt, og Forumet måtte få en ny og annen posisjon i arbeidet med et felles indre marked for energi i EU.

Forumet – et høringsorgan

Forut for denne perioden hadde antall medlemmer av Forumet vokst kraftig. Alle viktige parter i kraftsektoren hadde skaffet seg møterett. Foruten at de var mange, var de fleste av representantene ikke medlemmer av noen "formell" organisasjon. Kommisjonen ønsket langt klarere kriterier for hvem som kunne representere interessegrupper, og på kort tid ble en rekke formelle organisasjoner opprettet. Forumet ble en mer formell og forpliktende møteplass for å ha en dialog med kommisjonen og regulatorene. Med dette fikk Forumet en oppgradering det sårt trengte, men på samme tid ble markeringsbehovet for de fleste "nye" organisasjonene stadig større, og antall "ferdigskrevne" innlegg økte i antall og omfang. Den effektiviteten som var vunnet ved at den formelle siden ved Forumet var forbedret, gikk trolig tapt ved at mange organisasjoner brukte Forumet nokså ensidig til å fremme egne interesser. Det ble nesten umulig å komme fram til enighet i viktige saker. Opprettelsen av ERGEG i 2003 ble på en måte "redningsplanken" for Forumet. Diskusjonene og debattene i Forumet ble nå i all hovedsak overført til ERGEG og til kommitologi-prosessene som kommisjonen gjennomfører, og Forumet ble et slags høringsorgan.

ERGEG representerte en forbedret mulighet for regulatorene til å påvirke kommisjonen gjennom CEER (Council of European Energy Regulators).

Etter at ERGEG var opprettet og CEER fikk befestet sin posisjon, gjorde ETSO flere fremstøt for å komme i en direkte posisjon i forhold til kommisjonen ved å forslå at det skulle opprettes et organ likt ERGEG som skulle gi særskilt plass til TSOene. På dette tidspunktet var forsyningssikkerhet et brennbart tema, og trolig ble dette argumentet brukt aktivt i forhold til kommisjonen og de politiske organene i EU. Initiativet førte imidlertid ikke frem, og siden har ERGEG befestet sin posisjon som det sentrale organet i arbeidet med regelverket når det gjelder det indre kraftmarkedet i Europa.

Foruten CBT behandlet også Forumet en rekke andre spørsmål som er av vital betydning for å kunne skape et fritt indre market for elektrisitet. Flaskehalsproblematikk og harmonisering av tariffer har vært oppe til diskusjon omtrent like lenge som CBT. Det var likevel betydelig enklere å komme frem til omforente forslag, trolig fordi det allerede eksisterte løsninger som kunne danne er grunnlag for diskusjoner og senere vedtak.

Samarbeid mellom TSOer og regionalt er på den annen side problemområder som en fremdeles diskuterer og hvor en har svært lite erfaringer.
Flere av slike problemområder er senere forsøkt "flyttet" ut fra forumet og blir tatt opp i såkalte "mini-fora" som skal representere regionale Fora. Det er for tidlig å uttale seg om denne reorganisering har vel vellykket eller ikke.

Sluttmerknad

De aller fleste som har forsket og omtalt kraftreformer, har tatt utgangspunkt i reformen som fant sted i England og Wales i 1989 og i EU med Elektrisitetsdirektivet av 1996.

Professor Lars Bergmann som kjenner reformene i Norden svært godt, fremhever i sin utredning "Why has the Nordic electricity market worked so well?" at særlig utviklingen i EU har vært en drivkraft i Norden. I denne rapporten viser vi imidlertid at den norske kraftreformen tok form langt tidligere enn antatt og at løsningene som ble fremforhandlet har vært svært robuste og som oftest ligget langt foran utviklingen ellers i Europa.

Da Sverige sluttet seg til kraftbørsen i 1996 var det startskuddet til et felles nordisk

marked som ikke lot seg stoppe. Premissene for dette første internasjonale markedet ble i stor grad bygd på norske erfaringer. Norge sluttet seg raskt til det europeiske regulatorsamarbeidet, men vi hadde mer å lære bort enn det vi kunne få igjen. Ofte måtte vi "passe på" at god norske og nordiske løsninger ikke ble "rotet til" av kompliserte prosesser i EU-systemet. Uten å at de uttrykker det klart, har EU likevel bygd på gode norske og nordiske løsninger i den reguleringen som nå gjelder for Europa.

Norges
vassdrags- og
energidirektorat

NVE

Et kraftmarked blir til

I de senere årene er det kommet flere bøker om norsk kraftforsyning. Ingen av dem tar for seg spesielt de utfordringene vi sto overfor ved innføringen av energiloven av 1990.

NVE ønsker med denne publikasjonen å fokusere både på perioden før den nye energiloven trådte i kraft 1. januar 1991, og perioden frem til 1997 hvor de viktigste reguleringsreformene kom på plass.

En del sentrale personer som deltok i dette viktige reformarbeidet, har vært villig til å skrive sine høyst personlige bidrag til boken.
Vi får på den måten et innblikk i diskusjoner og prosesser som inntil nå har vært lite kjent.

Norges vassdrags- og energidirektorat 2007