

RAPPORT

25 1998



Norges
vassdrags- og
energidirektorat

Torfinn Jonassen

Åpning av kraftmarkedet for sluttbruker i Norge 1991 - 1999

Tittel: Åpning av kraftmarkedet for sluttbrukere i Norge 1991 - 1999	Rapport nr. 25	
Saksbehandler: Torfinn Jonassen	Dato: desember 1998	
	Rapporten er åpen	
Oppdragsgiver: NVE	Opplag: 300	

SAMMENDRAG

Rapporten tar for seg utviklingen og virkningene av regelverket som åpnet det norske kraftmarkedet for alle sluttbrukere av kraft. Det er i rapporten lagt vekt på å gi en grundig forklaring av hvordan avregning av kraftmarkedet foregår. Nøkkelen til at alle sluttbrukere nå har full markedsadgang ligger i metoden for avregning basert på justert innmatningsprofil. Vi har i rapporten gitt en detaljert gjennomgang av denne metoden. I rapportens siste del har vi sett på noen undersøkelser som belyser de markedsmessige virkningene etter åpningen av kraftmarkedet for alle sluttbrukere.

Emneord:
Måling, avregning, markedsadgang
justert innmatningsprofil, timemåling,
saldooppgjør

Ansvarlig underskrift:



Jan Moen

Innholdsfortegnelse

1	KONKLUSJON OG OPPSUMMERING	3
2	INNLEDNING.....	4
3	FORUTSETNINGER FOR KRAFTHANDEL	5
4	MARKEDSADGANG 1991 TIL 1995.....	7
5	UTVIKLINGEN AV REGELVERK.....	10
5.1	HØRINGSUTKAST JUNI 1994	10
5.2	ENDELIGE RETNINGSLINJER OKTOBER 1994	11
5.3	FRA RETNINGSLINJER TIL FORSKIFTER.....	11
5.4	ÅRLIGE ENDRINGER I REGELVERKET FOR MARKEDSADGANG FOR SLUTTBRUKERE.....	12
6	PRINSIPPENE FOR REGULERKRAFTAVREGNINGEN	13
6.1	NETTEIER OG LEVERANDØRS GRUNNLAG FOR AVREGNING AV REGULERKRAFT	14
7	AVREGNING BASERT PÅ NETTEIERS INNMATINGSPROFIL.....	17
7.1	HVORDAN PROFILEN FREMKOMMER.....	17
7.2	HVORDAN PROFILEN FORDELES PÅ DE ULIKE LEVERANDØRENE.....	18
7.3	HVORDAN NETTEIER FORETAR ET PERIODEVIS ØKONOMISK OPPGJØR MELLOM LEVERANDØRENE	20
7.4	RISIKO VED AVREGNING BASERT PÅ JUSTERT INNMATINGSPROFIL	22
7.4.1	<i>Risiko ved endrede forutsetninger.....</i>	<i>23</i>
7.5	LØPENDE SALDOOPPGJØR.....	25
8	TIMEMÅLING	28
8.1	HVORFOR TIMEMÅLE KUNDER MED STORT FORBRUK	28
8.2	DEKNING AV KOSTNADER VED TIMEMÅLING	28
9	GEBYR OG TRANSAKSJONSKOSTNADER VED LEVERANDØRSKIFTE	30
10	INFORMASJONSBEHANDLING.....	31
10.1	LEVERANDØRBYTTE.....	31
10.2	REGULERKRAFTAVREGNING.....	32
11	EDIEL STANDARD FORMAT FOR DATAUTVEKSLING.....	33
11.1	GENERELT OM EDIEL	33
11.2	MSCONS MELDINGEN	34
11.3	PRODAT MELDINGEN	35
11.4	PRODAT IMPLEMENTASJONSGUIDE	35
11.5	BRUKERSTØTTE OG VIDERE STRATEGI	36
12	MARKEDSUTVIKLING	37
13	REFERANSELISTE.....	41

1 Konklusjon og oppsummering

Det norske kraftmarkedet har formelt vært åpent for konkurranse siden 1991, men reell markedsadgang for alle sluttbrukergrupper ble ikke etablert før i 1995 gjennom avregning basert på justert innmatningsprofil. Erfaringene både mht praktisk gjennomføring og markedsvirkninger har samlet sett vært gode. En god illustrasjon på det markedsmessige gevinstene kan illustreres ved å sammenligne det åpne kraftmarkedet vi har i Norge med det svenske. Konklusjonen her er klar da svenske husholdninger i 1998 betaler nesten det dobbelte for kraften sammenlignet med norske husholdninger.

Markedsmessig sett vurderes markedet nå som tilstrekkelig åpent for at et effektivt marked skal realiseres over tid. Det som nå gjenstår er å etablere elektroniske datarutiner som kan effektivisere informasjonshåndtering slik at markedet kan bli mer fleksibelt og at kostnadene ved å håndtere det reduseres. Tabellen nedenfor oppsummerer utviklingen i markedsadgangen fra 1991.

Tabell 1-1; årlige endringer i regelverket for markedsadgang for sluttbrukere

1991	Energiloven innføres Krav om timemåling ved leverandørbytte Lokal leverandør har en betydelig markedsfordel Maksimal gebyr for dem som har annen leverandør en den lokale satt til 5000 kroner per år per kunde
1992	
1993	
1994	Maksimalt gebyr senkes til 4000 kroner per år per kunde.
1995	Kravet til timemåling fjernes ved skifte av leverandør. Avregning etter justert innmatningsprofil for ikke timemålte sluttbrukere. Ikke timemålte sluttbrukere kan skifte leverandør i forbindelse med kvartalskiftene. Gebyr ved skifte av leverandør satt til maksimalt 246 kroner. Netteier kan kreve inntil 4000 kroner for hver leverandør som avregnes regulerkraft i hans nett.
1996	Timemåling for alt kraftuttak over 500 MWh per år Krav til standard filformat GS2
1997	Gebyrene fjernes.
1998	Alle sluttbrukere kan bytte leverandør i hver uke Netteier skal oversende avregningsdata med hjelp av EDIEL
1999	Timemåling av alle anlegg over 400 MWh Meldinger om leverandørbytte skal sendes ved hjelp av EDIEL
2000	Løpende saldooppgjør som krav Avlesning av alle sluttbrukere ved årskifte

2 Innledning

Denne rapporten tar for seg utviklingen og virkningene av regelverket som åpnet det norske kraftmarkedet for alle sluttbrukere av kraft. Det er i rapporten lagt vekt på å gi en grundig forklaring av hvordan avregning av kraftmarkedet foregår. Nøkkelen til at alle nå har full markedsadgang ligger i metoden for avregning basert på justert innmatningsprofil. Vi har i rapporten gitt en detaljert gjennomgang av denne metoden. I rapportens siste del har vi sett på noen undersøkelser som belyser de markedsmessige virkningene etter åpningen av kraftmarkedet for alle sluttbrukere.

NVEs arbeid med å etablere et nytt regelverk for måling og avregning av kraftomsetning startet i februar 1994. Oppgaven var å utvikle en metode som i større grad gjeldende regler oppfylte den norske energilovens krav til markedsadgang for sluttbrukere av kraft. I tillegg var det behov for å klargjøre rettighetene til partene som er involvert i handel av kraft, dvs netteier, kraftleverandør, kraftbørsen/avregningssentralen og sluttbruker.

Netteiers plikt til å tilrettelegge for at sluttbrukere skal kunne bytte leverandør ble gitt gjennom energiloven av juni 1990 og forskriftene til loven av desember 1990. I forskriften heter det i § 4-4b: «Konsesjonæren plikter å stille ledig overføringskapasitet i nettsystemet til disposisjon for andre som forestår elektrisitetsforsyning og for produsenter og brukere av elektrisk energi. Denne forpliktelsen gjelder også når brukere av elektrisk energi kjøper kraft på kraftmarkedet eller fra andre leverandører.» Siden ingen kan drive nett eller omsette energi uten konsesjon, innebærer det at hele den norske elektrisitetsforsyningen er underlagt bestemmelsen.

Det heter videre i § 4-4b i forskriften: «Konsesjonæren må ikke diskriminere brukere av nettet, men tilby like tariffer justert for forskjeller i brukstid, leveringskvalitet m.v.» Bestemmelsen må tolkes slik at en netteier ikke kan forskjellsbehandle leverandører av kraft. Dette innebærer at den lokale leverandøren som i alle tilfeller i 1991 var integrert i samme selskap som den lokale netteieren, heller ikke kan ha spesielle rettigheter i forhold til andre leverandører. I 1991 var det ikke etablert en modell og et regelverk som gjorde at regelen om likebehandling av leverandører kunne overholdes.

3 Forutsetninger for krafthandel

Fri handel med kraft er avhengig av at det etableres et system for måling og beregning av hvor mye kraft som er kjøpt og solgt til enhver tid. En forutsetning i et kraftsystem er momentan balanse mellom produksjon og forbruk. Forbruket vil endre seg kontinuerlig basert på sluttbrukernes behov for kraft til oppvarming, belysning etc. Forbruket vil derfor endre seg betydelig over døgnet og året. Produksjon av kraft må derfor hurtig kunne reguleres for å dekke svingningene i forbruket. Ved kontinuerlige svingninger i produksjon og forbruk vil også verdien av kraften endre seg hyppig. I Norge blir prisen på kraften fastsatt hver time.

Som for mange andre varer blir prisen på kraften bestemt før levering finner sted. Prisen vil være avhengig av tilbudet og etterspørselen etter kraften i fremtidige leveringsperioder.

De handelsprodukter som er vanlig i det norske kraftmarkedet er angitt nedenfor.

Elspot	På kraftbørsen til Nord Pool handles det hver dag Elspot ¹ med timevise priser for kjøp- og salgsvolum påfølgende dag. Prisene fastsettes på grunnlag av aktørenes samlede kjøps- og salgssønsker
Eltermin	Nord Pool organiserer også markedet for omsetning av standardiserte terminkontrakter for fremtidig levering. Markedet er organisert som et futuresmarked uten fysisk leveranse når kontraktene forfaller. Det er finansiell avregning i leveringsperioden hvor kontraktene avregnes mot systemprisen i Elspotmarkedet. Dette innebærer at handel i terminmarkedet ikke blir fysisk avregnet i kraftsystemet.
Bilaterale kontrakter	Alle aktører i kraftmarkedet har anledning å inngå bilaterale kontrakter seg i mellom. Det er i dag flere foretak som megler standardiserte bilaterale kontrakter.

Fordi bruken av kraft skjer etter selvbetjeningsprinsippet vil kjøps- og salgsforpliktelsene som fastsettes inntil ett døgn før levering, ikke samsvare med det faktiske uttaket hos sluttbruker og innmating fra produsent. Kjøpere og selgere av kraft er imidlertid forpliktet til gjennom regelverk gitt av NVE², å minimere dette avviket. Uforutsette temperaturendringer og produksjonsendringer i industrien vil likevel kunne medføre betydelige avvik.

Differansen mellom uttak/innmating og kjøps-/salgsforpliktelser må identifiseres og verdifastsettes. I Norge har Statnett ansvaret for avregningen av denne differansen eller avviket. Statnett må kunne identifisere det timevise avviket for hver enkelt leverandør som handler kraft i det norske kraftsystemet. Verdien på avviket fastsettes i regulerkraftmarkedet³ som opereres av Statnett, som er systemansvarlig for det norske kraftsystemet.

Statnett har myndighet til å pålegge produsenter å regulere opp eller ned produksjonen på kort varsel for å sikre den momentane kraftbalansen. Rekkefølgen for hvilke anlegg som skal reguleres bestemmes gjennom at de selskapene som har regulerytelser, prissetter sin reguleringsevne. Når Statnett har behov for mer kraft i systemet på kort varsel, gir Statnett beskjed om å øke produksjonen til den produsenten som har den laveste regulerprisen. På tilsvarende måte hvis forbruket synker f.eks pga en ikke varslet temperaturstigning, og Statnett ser behov for å redusere produksjonen, gis det beskjed til den produsenten med den høyeste regulerprisen.

Det er prisen på den siste brukte regulerytelsen som fastsetter den timevise regulerkraftprisen. Denne prisen brukes ved verdifastsettelse av avviket mellom uttak/innmating og kjøps-/salgsforpliktelser.

Tabell 3-1; avregningsdata for Statnett

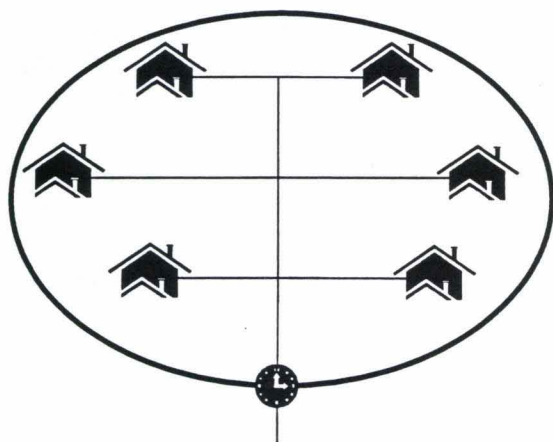
Balanse- ansvarlig	Uttak- /innmat.	Kjøp- /salgsforp.	Differanse	R-pris øre/kWh	Økonomisk oppgjør
A	-1 700	-1 800	-100	22,30	-2 230
B	-2 150	-1 975	175	22,30	3 903
C	2 300	2 350	50	22,30	1 115
D	1 550	1 425	-125	22,30	-2 788
Sum	0	0	0		0

Tabell 3-1 illustrerer informasjonen Statnett må ha hver time for å kunne avregne kraftomsetningen. Tabellen fremstiller kraftmarkedet bestående av fire aktører (i virkeligheten er det over hundre) der negative tall er uttak/kjøp og positive tall er innmating/salg. Vi ser at summen av uttak-/innmating og summen av kjøp-/salgsforpliktelser går i null. Tabellen viser også det økonomiske oppgjøret av avviket mellom leverandørene etter regulerkraftpris.

4 Markedsadgang 1991 til 1995

Hovedproblemet ved etablering av fri og ikke-diskriminerende markedsadgang for sluttbrukere av kraft, er å innhente og behandle utvekslingsvolum av kraft per tidsenhet. I Norge er tidsoppløsning for prisfastsettelse satt til en time. Statnett som avregningssentral må ha sikker informasjon om hvor mye hver enkelt leverandør har tatt ut eller matet inn av kraft hver time. I tillegg må det kunne identifiseres hvor i nettet kraften er utvekslet, fordi flaskehalsen i det norske nettet blir håndtert gjennom prisforskjeller på hver side av flaskehalsen.

I 1991 var det hver enkelt leverandør som var ansvarlig for å oversende ukentlig sine timevise avregningsdata til avregningssentralenⁱ, dvs all kraft som leverandørene matet inn i nettet fra produksjon eller uttak gjennom salg til sluttbrukere. I en situasjon der omsetning og nett var i samme selskap og dette selskapet sto for alt kraftsalg innenfor et nett, var det hensiktsmessig at det var leverandøren som selv fremskaffet avregningsdataene til Statnett. Utvekslingsdataene kunne også lett fremskaffes, da det kun var nødvendig å måle utvekslingen mot tilgrensende nett.



Figur 4-1; timemåling med en leverandør

Behovet for timemålte punkt i et nett der det kun er en leverandør vises i figur 4-1.

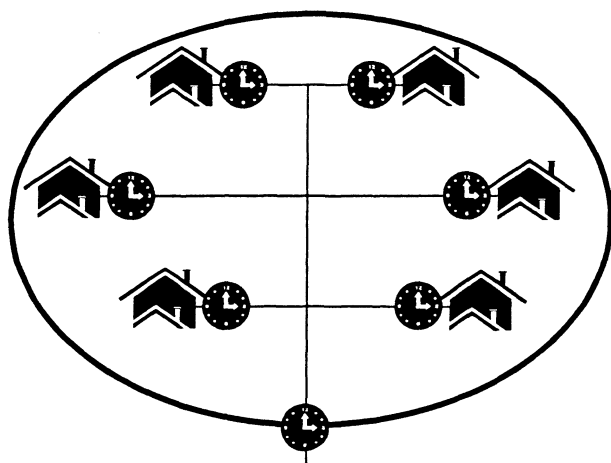
Energiloven fra 1990 gir juridisk rett for alle leverandører av kraft som innehar omsetningskonsesjon til å selge kraft i alle kraftnett i Norge. Like etter nyttår 1991 skjedde det første leverandørbyttet der en sluttbruker byttet fra sitt lokale integrerte e-verk til en annen leverandør. Disse leverandørene ble kalt for «fremmedleverandører» av de lokale energiselskapene, noe som illustrerer mange e-verks holdning til de nye leverandørene.

Den nye situasjonen der det var mulig og også vanlig med mer enn en leverandør i et nett, skapte nye behov for måledata. Det var nå ikke tilstrekkelig å måle utvekslingen mot tilgrensende nett, fordi timevise måledata nå måtte fremskaffes hos sluttbruker for å kunne vite utvekslingen til hver enkelt leverandør.

Behovet for måledata ved flere leverandører innenfor ett nett vises i figur 4-2.

ⁱ Ansvar for avregning av regulerkraft ble våren 1997 overført fra Nord Pool til Statnett

Fordi leverandøren var ansvarlig for å fremskaffe sine egne avregningsdata til Statnett, var det også den nye leverandøren som ofte måtte sørge for at nødvendig måleutstyr ble installert.



Figur 4-2; timemåling med flere leverandører

Hvem som skulle eie, installere og drive måleutstyret var ikke regulert. Det var tilfeller der netteier kjøpte og installerte utstyr og oversendte måledataene periodevis til leverandøren. I andre tilfeller var det leverandøren selv som eide måleren, besørget installasjon og innhentet måledataene via oppringt samband direkte mot måleren.

Det var leverandørene som måtte dekke kostnadene med å fremskaffe måledataene, og da vanligvis gjennom en regning han fikk fra netteier, noe som gjeldende regelverk ga netteier anledning til⁴. Årskostnadene per målepunkt for nye leverandører var i størrelsesorden 5000 kroner. Den lokalt dominerende leverandøren, altså omsetningsvirksomheten i det integrerte selskapet, slapp disse kostnadene, fordi det kun var nye eller såkalte «fremmed»-leverandører som måtte timemåle uttaket hos sluttbruker. For å fremskaffe data om sin utveksling benyttet den lokale leverandøren netteiers utvekslingen 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.

Tabell 4-1; timevise avregningsdata

	Time 1	Time 2	Time 3	Time 4
Utteksling andre nett	1 000	960	880	875
Leverandør A	5	4	4	3
Leverandør B	10	9	11	8
Leverandør C	15	12	9	8
Lokal leverandør	970	935	856	856

Tabell 4-1 viser hvordan lokal leverandør fremskaffer timevise avregningsdata. Praksis var at nye leverandører var pliktig til å fremskaffe timeverdier hos sine kunder og selv dekke kostnadene. Den lokale integrerte leverandøren behøvde ikke 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 sluttbrukerne så det lønnsomt å skifte leverandør, fordi det var forbundet med betydelige kostnader å ha en annen leverandør enn den lokale. NVE regulerte størrelsen på hva netteier

kunne kreve av leverandørene for dekning av kostnader for timemåling. Grensene var satt til 5000 kroner⁵ pr år pr målepunkt/sluttbruker i 1991 og ble senket til 4000 kroner⁶ 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 denne praksis 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 timemåling⁷. Begrunnelsen var at det ikke fantes praktiske løsninger som gjorde at de nye leverandørene ikke trengte å timemåle sine kunder.

5 Utviklingen av regelverk

Fordi store deler av sluttbrukermarkedet ikke reelt var åpent for konkurranse, og fordi praksis ga lokal kraftleverandør et betydelig konkurransefortrinn, startet arbeidet i februar 1994 med utvikling av egne retningslinjer for måling og avregning av kraftomsetning. Hensikten var å utvikle en metode som både ga like konkurransevilkår for samtlige leverandører og samtidig ga rimelig markedsadgang for alle sluttbrukergrupper.

Et viktig mål for NVEs arbeid for å bedre den reelle markedsadgangen, var å komme bort fra praksisen om at alle som hadde en annen leverandør enn det lokale e-verket, måtte installere målere som timemålte forbruket. Utfordringen var å finne en metode som ga et tilnærmet riktig bilde på sluttbrukernes forbruksprofil time for time, uten at netteierene ble utsatt for betydelig tapsrisiko ved å dekke opp unøyaktigheter. I tillegg måtte leverandørene behandles likt, dvs at den lokale leverandøren ikke skulle ha andre rettigheter eller plikter i forhold til andre leverandører.

5.1 Høringsutkast juni 1994

I prosessen frem mot en ferdig metode og endelige retningslinjer ønsket NVE å ha en løpende og tett dialog med kraftbransjen. Høringsutkast til retningslinjene ble sendt ut 10.juni 1994 med høringsfrist 11.august samme år. I perioden frem til høringsutkastet ble utsendt hadde NVE en rekke møter med tradisjonelle integrerte e-verk, men også Statkraft som selvstendig produsent og tradere.

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

Det ble reist et forslag (spotmarkedsmodellen) som gikk ut på at små sluttbrukere ikke skulle ha fysisk adgang til kraftmarkedet, 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 Elspotmarkedet⁸.

På oppdrag fra NVE utførte Stiftelsen for samfunns- og næringslivsforskning (SNF) i 1994 en analyse av denne modellen⁹. Utfra denne analysen konkluderer NVE med at spotmarkedsmodellen ikke gir små sluttbrukerne reel markedsadgang, samtidig som det kan gi uheldige markedsmessige tilpasninger for integrerte e-verk som kommer i en uheldig dobbeltrolle. NVE ville derfor forsøke å utvikle en annen modell, der alle sluttbrukere har 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 ovenfor Statnett for de sluttbrukere som ikke var timemålt. Utvalget av typekurver som man kunne benytte for de ulike kundegruppene kunne fort bli svært stort. Typekurvene kunne variere etter ulike typer boligbygg og næringsbygg, for ulike typer

næringsvirksomhet og inndelinger etter geografiske områder. NVE trakk den konklusjonen at arbeidet med å skaffe hver enkelt sluttbruker en mest mulig nøyaktig typekurve fort ville bli komplisert og vanskelig å håndtere. NVE så at det også kunne bli konflikter mellom sluttbruker, leverandør og netteier om hvilken kurve som skulle benyttes. I tillegg ville en hver feil mellom typekurven og faktisk forbruksprofil representere en tapsrisiko for netteier. Summen av alle avvik mellom typekurve og faktisk forbruksprofil ville representere en betydelig risiko 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 nettområdeⁱⁱ. 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 de sluttbrukerne som ikke var timemålt, skulle netteierne trekke ut timeverdiene for de sluttbrukerne som var timemålt. Profilen skulle benyttes for alle sluttbrukere som ikke var timemålt.

Siden innmatingsprofilen var for foregående år der tilfeldige temperatursvingninger kunne ha gitt seg utslag, skulle profilen korrigeres mht normaltemperatur. Profilen skulle så igjen korrigeres for faktisk temperatur. Den «faktiske» temperaturen skulle baseres på prognoser for ukemiddeltemperatur fra Meteorologisk Institutt.

For netteier ville også denne metoden representere en viss risiko hvis innmatningsprofilen som ble benyttet basert på foregående år var forskjellig fra årets, og temperaturkorrigeringen ikke helt utlignet differansene.

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

5.2 Endelige retningslinjer oktober 1994

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 de gebyrene netteier kunne ta i forbindelse med leverandørhåndtering var for lave.

5. oktober i 1994 sendte NVE ut endelige retningslinjer for måling og avregning av kraftomsetning. Retningslinjene trådte i kraft 1. 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 innmatingsprofilⁱⁱⁱ og ikke historisk profil ved avregning av sluttbrukere som ikke var timemålt.

5.3 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

ⁱⁱ Metoden var identisk med den som var beskrevet i høringsutkastet til retningslinjene

ⁱⁱⁱ Se kapittel 7 Avregning basert på netteiers innmatingsprofil

høringsinnspill. Endelige retningslinjer ble så sendt ut i oktober med virkning fra og med 1.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 NVE¹⁰ våren 1998, at det var nødvendig å oppdatere av regelverket og å gi NVE et mer presist uttrykt hjemmelsgrunnlag. Olje- og energidepartementet hadde også fått en juridisk betenkning¹¹ fra Energiforsyningsens fellesorganisasjon der NVEs hjemmelsgrunnlag var drøftet.

Ledet av Olje- og energidepartementet startet det våren 1998 et arbeid med å revidere forskriftene til energiloven. I september 1998 ble en revidert forskrift til energiloven sendt på høring fra Olje- og energidepartementet. I disse forskriftene, ble NVE gitt kompetanse til å gi egne forskrifter på spesifikke områder bl.a. innenfor måling og avregning. Samtidig sendte NVE ut forskrifter om måling, avregning og samordnet opptreden ved kraftomsetning og fakturering av netttjenester på høring. Disse forskriftene erstattet retningslinjer for måling og avregning, og fakturering av netttjenester. I de nye forskriftene til NVE ble det gjort en opprydning slik at de plikter og rettigheter som var beskrevet i de gamle retningslinjene, mer presist ble formulert som rettsregler.

5.4 Årlige endringer i regelverket for markedsadgang for sluttbrukere

I tabellen nedenfor er det angitt de årlige endringene i regelverket som regulerer markedsadgangen for sluttbrukere i Norge.

Tabell 5-1: Årlige endringer i regelverket for markedsadgang for sluttbrukere

1991	Energiloven innføres Krav om timemåling ved leverandørbytte Lokal leverandør har en betydelig markedsfordel Maksimal gebyr for dem som har annen leverandør en den lokale satt til 5000 kroner per år per kunde
1992	
1993	
1994	Maksimalt gebyr senkes til 4000 kroner per år per kunde.
1995	Kravet til timemåling fjernes ved skifte av leverandør. Avregning etter justert innmatningsprofil for ikke timemålte sluttbrukere. Ikke timemålte sluttbrukere kan skifte leverandør i forbindelse med kvartalskiftene. Gebyr ved skifte av leverandør satt til maksimalt 246 kroner. Netteier kan kreve inntil 4000 kroner for hver leverandør som avregnes regulerkraft i hans nett.
1996	Timemåling for alt kraftuttak over 500 MWh per år Krav til standard filformat GS2
1997	Gebyrene fjernes.
1998	Alle sluttbrukere kan bytte leverandør i hver uke Netteier skal oversende avregningsdata med hjelp av EDIEL
1999	Timemåling av alle anlegg over 400 MWh Meldinger om leverandørbytte skal sendes ved hjelp av EDIEL
2000	Løpende saldooppgjør som krav Avlesning av alle sluttbrukere ved årskifte

6 Prinsippene for regulerkraftavregningen

Dette kapitlet beskriver gjeldende prinsipper for avregning av det norske kraftsystemet. Gjennomgangen bygger på høringsutkast til forskrift om måling, avregning og samordnet opptreden ved kraftomsetning og fakturering av netttjenester¹². Disse ble sendt på høring september 1998. Prinsippene er i stor grad identisk med regelverket slik det har vært i Norge siden 1995. Det har riktignok vært endringer i regelverket fra 1995 til forskriftene som skal gjelde fra 1999, men dette er i karakter av mindre forbedringer.

Tabell 6-1; aktørere som normalt inngår i et kraftmarked

Avregningssentralen	Omsetningskonsesjonær som i henhold til sin omsetningskonsesjon forestår avregning av regulerkraft. I Norge har Statnett konsesjon for å utføre denne jobben.
Balanseansvarlig	Omsetningskonsesjonær som avregnes for regulerkraft i netteiers kraftnett. Sluttbrukere og netteiere som er ansvarlig i regulerkraftmarkedet er også å regne som balanseansvarlige
Leverandør	Balanseansvarlig som selger elektrisk energi til sluttbruker
Netteier	Omsetningskonsesjonær som eier overføringsnett. Netteier er ansvarlig for måler- og avregningsdata
Sluttbruker	Kjøper av elektrisk energi som ikke selger denne videre
Elspotmarkedet	Marked hvor kontrakter for kjøp og salg av elektrisk energi handles på timebasis for neste dag. I Norge er det kun Nord Pool ASA som har konsesjon for en slik handelsplass.
Regulerkraftmarkedet	Marked for å håndtere ubalanse i det norske kraftsystemet etter at Elspotmarkedet er klarert. Statnett har konsesjon for organisering av regulerkraftmarkedet.

For å organisere et kraftmarked er det viktig å skille mellom nettvirksomhet og kraftomsetning. Kraftomsetning foretas av aktører som i forskriftene er kalt balanseansvarlig. Den balanseansvarlige er ansvarlig for differansen mellom sine kontraktsforpliktelser for kjøp og salg, og målt uttak eller innmatning i de nettområder han opererer i. Den balanseansvarlige blir derfor avregnet for regulerkraft basert på fysisk målt energi.

En balanseansvarlig som selger kraft til sluttbrukere blir i regelverket i Norge kalt for leverandør. En balanseansvarlig som kun kjøper og selger i engrosmarkedet er derfor ikke en leverandør i henhold til regelverket. Både sluttbrukere og netteiere kan selv være balanseansvarlig hvis disse ønsker å avregnes direkte for regulerkraft. Av sluttbrukere vil dette normalt være store industribedrifter med stort energiforbruk som selv kjøper kraft i engrosmarkedet. Balanseansvarlige netteiere vil være de som kjøper nettapet direkte i engrosmarkedet.

6.1 Netteier og leverandørs grunnlag for avregning av regulerkraft

Tabellen nedenfor beskriver funksjonsdelingen mellom netteier og balanseansvarlig.

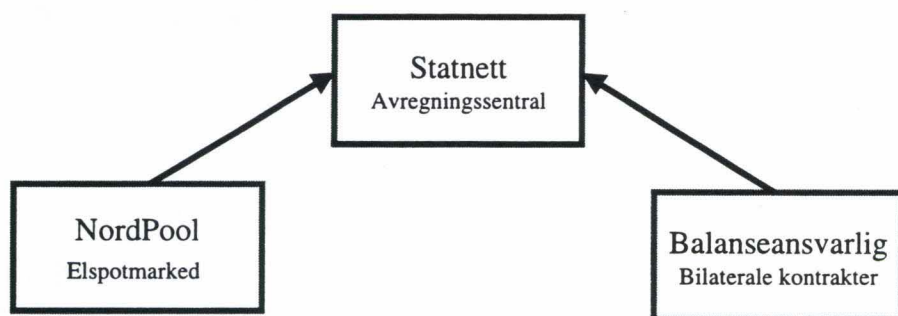
Netteier

Det er netteier som måler alt kraftuttak eller kraftinnmating som berører hans kraftnett. Netteier utarbeider og oversender avregningsdata til Statnett.

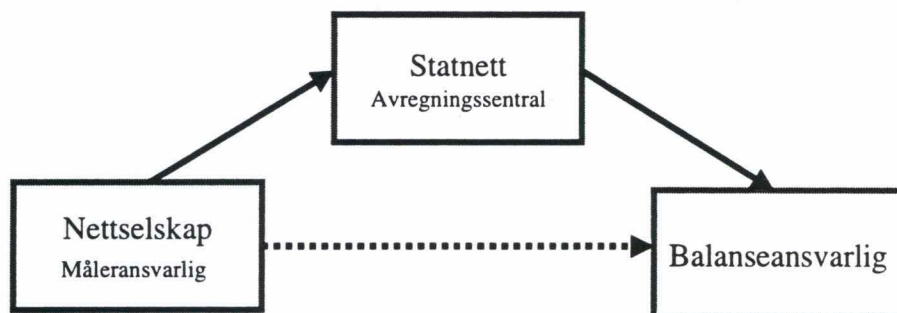
Balanseansvarlig

Det er den balanseansvarlige selv som anmelder sine kraftforpliktelser, men den balanseansvarlige fremskaffer ikke avregningsdata. Kraftforpliktelsene for en balanseansvarlig kan fremkomme gjennom kjøp eller salg i Elspotmarkedet eller gjennom en bilaterale kontrakt med en annen balanseansvarlig

Figurene nedenfor illustrerer informasjonsflyten og ansvarsfordelingen for regulerkraftavregningen.



Figur 6-1; informasjonsflyt ved handel på Elspotmarkedet og ved bilateral handel



Figur 6-2; avregning regulerkraft basert på rapporterte kjøp- og salgsforpliktelser og avregningsdata fra netteier

I det norske regelverket er det netteier som har plikt til å oversende avregningsdata til avregningssentralen på vegne av de enkelte balanseansvarlige som selger kraft i konsesjonsområdet. Dette er forskjellig fra tiden før 1995, da det var de balanseansvarlige selv som oppga avregningsdataene til avregningssentralen. Dagens system forenkler informasjonsutvekslingen siden netteier er ansvarlig for alle måledata, og det sikrer at avregningssentralen får avregningsdata som er i samsvar med den totale innmatingen i netteiers kraftnett.

Tabell 6-2; avregning av det norske kraftmarkedet

Gjelder en time	Nett 1	Nett 2	Nett 3			
Utveksling andre nett	1285	2280	-3565	Uttakt-/ innmatning	Kjøp/salg forpliktelser	Ubalanse
Balanseansvarlig A	-200	-500	-1000	-1700	-1800	100
Balanseansvarlig B	-1000	-1150		-2150	-2200	50
Balanseansvarlig C		-500	-300	-800	-830	30
Balanseansvarlig D			4960	4960	5160	-200
Nettap avregning	-85	-130	-95	-310	-330	20
			Sum:	0	0	0
Nettap kjøpforpliktelser	-90	-140	-100			
Ubalanse nettap	5	10	5			

I tabellen i tabell 6-2 illustreres hvordan avregningsdata og data om kjøp- og salgsforpliktelser (kontraktforpliktelser) fremkommer. Tabellen viser det norske kraftsystemet, for enkelthets skyld bestående av tre nett (1, 2 og 3) og fire balanseansvarlige (A, B, C og D). Kontrakt- og avregningsdata gjelder for en time. Positive tall er innmating og negative tall er uttak.

Vi ser først på nett 1, for å se hvordan avregningsdata for dette nettet fremkommer. Netteier skal ta utgangspunkt i innmatingen i nettet på 1285. Netteier skal så fremskaffe målte eller beregnede uttaksdata for de enkelte balanseansvarlige i sitt nett for denne timen, for balanseansvarlig A er dette 200 og for balanseansvarlig B er dette 1000. Nettapet for denne timen blir da differansen mellom innmatingen på 1285 og uttakene på 200 og 1000. Tapet blir da 85. Det er disse avregningsdataene som netteier skal oversende til avregningssentralen. Dvs at netteier må "vise" avregningssentralen at nettinnmatingen er lik summen av uttaket til de enkelte balanseansvarlige og nettap. På denne måten blir konsesjonsområdet som helhet korrekt avregnet mot overliggende nett.

På tilsvarende måte skal nett 2 og nett 3, avstemme sine nett, og oversende avregningsdata til avregningssentralen.

Netteier kan kjøpe nettapet direkte i engrosmarkedet gjennom selv å være balanseansvarlig, eller han kan kjøpe fra en balanseansvarlig.

En balanseansvarlig er selv ansvarlig for å rapportere sine kjøps- eller salgsforpliktelser til avregningssentralen. Tar vi for oss balanseansvarlig A, så har han rapportert sine forpliktelser for kjøp av kraft til 1800. Dette er kraft denne balanseansvarligen kjøper for å selge videre til sluttbrukere. Gjennom avregningsdata fra netteierne får avregningssentralen grunnlag for å beregne hvor mye kraft balanseansvarlig A har tatt ut i den enkelte time. I nett 1 er dette 200, i nett 2, 500 og i nett 3, 1000, til sammen 1700. Differansen mellom det totale uttaket og rapportert kraftkjøp for denne timen blir da gjort opp mellom avregningssentralen og den balanseansvarlige til regulerkraftprisen for den samme timen.

På tilsvarende måte foretar avregningssentralen avregning for de andre balanseansvarlige. Her ser vi at summen av alle rapporterte kontraktforpliktelser er null, dvs at samlede kjøps- og salgsforpliktelser er de samme. Avregningssentralen må løpende kontrollere at kjøps- og salgsforpliktelser faktisk går i null. For alle timer må kjøp og salg være identisk. Er ikke kjøp og salg identisk, vil ikke volum inn og ut av regulerkraftmarkedet stemme.

For de organiserte markedsplassene er dette gitt, da prisen settes i et markedskryss der tilbud og etterspørsel er den samme. For bilaterale kontrakter er dette mer problematisk. Avregningssentralen må for hver eneste bilateral kontrakt kontrollere at rapportert kjøp, på uttakssiden, og salg, på innmatingssiden, stemmer overens.

På tilsvarende måte må avregningene gå i null. Dette innebærer at målt uttak av kraft og avregnet nettap, er det samme som målt innmating. I følge forskriftene er det netteiere selv som skal avstemme nettene sine, og som skal sende inn avregningsdata til avregningssentralen. Muligheten for feil blir derfor redusert.

Metoden for avregning innebærer at eventuelle unøyaktigheter i de balanseansvarliges avregninger blir innarbeidet i netteiers tapsberegning. Blir uttaket til en balanseansvarlig i avregningen oppgitt til en lavere verdi enn det virkelige uttaket, vil det beregnede nettapet øke med differansen mellom virkelig uttak og avregnet uttak. Dette vil være en kostnad for netteieren. For å unngå at netteier blir belastet med store kostnader pga feilavregninger av balanseansvarlige, skal det derfor benyttes timemålte verdier, eller beregnede timesverdier basert på netteiers justerte innmatingsprofil, i avregningen mot avregningssentralen.

7 Avregning basert på netteiers innmatingsprofil

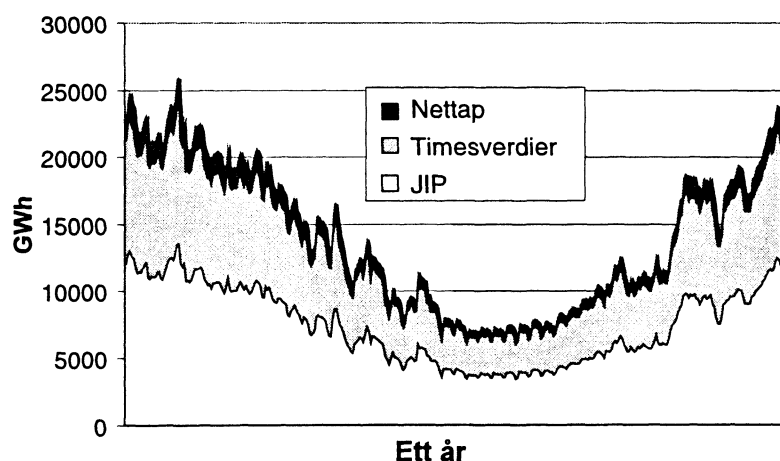
I de avregningsdata som netteier oversender til avregningssentralen skal de balanseansvarliges data fremkomme på bakgrunn av målte timeverdier eller beregnede timeverdier basert på netteiers justerte innmatingsprofil. Det er på dette punktet at usikkerheten omkring regelverket var størst når de ble innført i 1995. Ved bruk av justert innmatingsprofil er det ikke behov for å timemåle uttaket til de nye kraftleverandørene.

Vi skal nå gjennomgå hvordan den justerte innmatingsprofilen skal brukes som grunnlag for avregning. Siden de balanseansvarlige som blir avregnet etter justert innmatningsprofil er leverandører til sluttbrukere, vil vi i dette kapitlet for enkelthets skyld kalle dem leverandører. I forklaringen av bruken av justert innmatningsprofil vil vi gjennomgå følgende fire punkter:

- ✓ Hvordan profilen fremkommer
- ✓ Hvordan profilen fordeles på de ulike leverandørene
- ✓ Hvordan netteier foretar et periodevis økonomisk oppgjør mellom leverandørene
- ✓ Risiko ved avregning basert på justert innmatningsprofil

7.1 Hvordan profilen fremkommer

Netteiers innmatningsprofil representerer den timevise netto innmatingen i netteiers kraftnett. Den justerte innmatningsprofilen tar utgangspunkt i innmatningsprofilen. Nettap og volum for sluttbrukere og produsenter som faktisk måles og avregnes timevis trekkes fra. Den justerte innmatningsprofilen representerer da den gjennomsnittlige uttaksprofilen til de sluttbrukere som ikke timemåles. Vi vil her presisere at dette ikke er en såkalt predefinert profil som bestemmes i forkant av kraftuttaket. Dette er en profil som fremkommer på bakgrunn av den faktiske kraftinnmatingen time for time.



Figur 7-1; justert innmatningsprofil

Justeringen for nettap bør gjøres på bakgrunn av erfaringsdata for det timevise nettapet. For mange netteiere er erfaringsdata for tap heller mangelfulle. For det første er det usikkerhet

hvor stort tapet er på årsbasis, noe som bl.a. skyldes at avlesningene av målerne er spredd over året. For det andre har det vært liten kunnskap om hvordan tapet fordeler seg over året.

Begge disse forhold er vesentlige for å kunne beregne de totale tapskostnadene som skal belastes overføringstariffen. Hensikten med metoden for avregning basert på justert innmatningsprofil er imidlertid ikke å få beregnet tapene med stor nøyaktighet. En unøyaktig beregning vil bare gi en feil fordeling av tapet over året. Tapsvolumet vil bli riktig, fordi alle leverandørene avregnes periodisk etter virkelig levert energimengde.

Det anslag som netteier har for årstapet kombinert med den timevise nettbelastningen og nettkonfigurasjon, er et godt nok utgangspunkt for å beregne det timevise tapet.

7.2 Hvordan profilen fordeles på de ulike leverandørene

Vi vil videre forklare hvordan den justerte innmatningsprofilen fordeles på de ulike leverandørene^{iv}.

Tabell 7-1; fordeling av justert innmatningsprofil mellom leverandørene

	Andel	time 1	time 2	time 3	time 4
Kraftinnmatning		200	175	165	160
Forventet nettap		20	14	9	6
Timemålte verdier		100	95	92	92
Justert innmatningsprofil		80	66	64	62
Leverandør A	75,0 %	60	49,5	48	46,5
Leverandør B	15,0 %	12	9,9	9,6	9,3
Leverandør C	10,0 %	8	6,6	6,4	6,2
Totalt ikke timemålt		80	66	64	62

Tabell 7-1 viser hvordan den justerte innmatningsprofilen fremkommer for fire timer for en netteier. Kraftinnmatning minus forventet nettap, minus timemålte verdier, gir justert innmatningsprofil. Tabellen viser også at den justerte innmatningsprofilen blir fordelt på de forskjellige leverandørene etter prosentsatser.

Dette viser at den justerte innmatningsprofilen sammen med den prosentvise fordelingen av uttaket, blir benyttet av netteier for å fremskaffe den enkelte leverandørs avregningsdata ovenfor avregningssentralen. I tillegg kommer de sluttbrukerne som blir timemålt. Dette innebærer at en leverandørs avregningsdata fra et nett kan bestå av både timemålte verdier, og beregnede timeverdier basert på den justerte innmatningsprofilen.

Prosentsatsen skal beregnes på bakgrunn av en leverandørs forventede andel av ikke-timemålte uttak. Netteier skal legge til grunn de sluttbrukere leverandøren har som kunder og det forventede årlige kraftuttaket. Normalt kan man her legge til grunn forrige års forbruk.

^{iv} En leverandør som selger kraft til sluttbruker må være balanseansvarlig ovenfor Statnett

Tabell 7-2; beregning av prosentfordeling mellom leverandørene

Lev. Nr.	Kunde nr.	Måler nr.	15.12.95 kWh	15.12.96 kWh	Periode kWh	Grunnlag % beregning kWh
2	5	12	465 532	739 840	274 308	274 308
2	5	31	35 209	151 645	116 436	116 436
2	100	250	141 200	164 980	23 780	23 780
2	304	640				26 000
Beregnet uttak for leverandør nr. 2 - ikke timemålt						440 524
Beregnet uttak for nettet - ikke timemålt						250 466 100
Procentsats ved fordeling av juster innmatingsprofil						0,18%

Tabell 7-2 over viser et eksempel på et utsnitt av en netteiers kundeinformasjonssystem. Bestående av leverandørnr, kundenr, målernr, målerstand pr 15. januar 1995, målerstand pr 15. januar 1996, kraftuttaket mellom de to måleravlesningene, og beregningsgrunnlag for fordelingsprosenten.

Det er gjort en sortering etter leverandørnummer for å kunne beregne prosentsatsen for hver enkelt leverandør. Vi ser at for leverandør nr 2 finnes det uttaksdata fra 1995 for kunde nr 5 og 100, disse kan da brukes som beregningsunderlag for prosentberegningen. For kunde nr 304 finnes det ikke målerdata, her må netteier estimere en verdi basert på hva slags kunde dette er. Tilsammen gir dette et beregnet uttak for leverandør nr 2 på 440 524 kWh. Sett i forhold til nettets samlede uttak som ikke timemåles på 250 466 100 kWh gir dette en prosentsats for leverandør nr 2 på 0,18 %.

Det er viktig at alt tallmateriale som inngår i beregningen av prosentsatsen henføres til samme periode, slik at temperaturforskjeller ikke påvirker dataene.

For de fleste nett er det fortsatt slik at en dominerende leverandør har over 90% av markedet. Det vil derfor være tilstrekkelig å gjøre den beregningen som vi har vist, for de leverandørene som utgjør de siste 10 prosentene.

Tabell 7-3; beregning av prosentfordeling for den dominerende leverandøren

Totalt uttak i nett	250 466 100	100,00%
Leverandør 1	440 524	0,18%
Leverandør 2	5 500 700	2,20%
Leverandør 3	18 700 850	7,47%
Leverandør 4	225 824 026	90,16%

Tabell 7-3 viser at når netteier i dette tilfellet beregner prosentsatsene til de tre minste leverandørene, så kan netteier bruke disse satsene til å beregne prosentsatsen til den største. Netteier slipper derfor å regne sammen hver enkelt kunde til den store leverandøren.

Eksemplene overfor viser at i en situasjon med store bevegelser i sluttbrukermarkedet, vil det sette store krav til fleksibilitet og funksjonalitet i netteiers kundeinformasjonssystem.

Som vi har sett er prosentsatsen et resultat av hvilke kunder den enkelte leverandør har. Dette medfører at netteier må oppdatere prosentsatsen hver gang en sluttbruker skifter leverandør. For å unngå at netteier må foreta disse beregningene løpende, kan det settes begrensinger på når leverandørskifte kan skje. Frem til 31.12.1997 kunne sluttbrukere som ikke timemåles, kun skifte leverandør ved begynnelsen av hvert kvartal.

En slik begrensing er en klar svakhet fordi en sluttbruker risikerer å være innelåst hos sin leverandør i opp til 3 måneder. Det betyr at sluttbrukeren ikke har noen mulighet til å skifte leverandør mellom kvartalskiftene selv om prisene på kraft skulle falle. Fra og med 1998 ble reglene endret til at sluttbrukere har rett til å skifte leverandør tilknyttet til hver mandag. Teoretisk sett kan en sluttbruker nå skifte leverandør hver uke. I kapittel 7-5 er det beskrevet en modell for hvordan informasjonsmessig håndtere så hyppige leverandørbytter, under forutsetning av et fleksibelt kundeinformasjonssystem.

7.3 Hvordan netteier foretar et periodevis økonomisk oppgjør mellom leverandørene

Den prosentvise fordelingen av uttaket til de enkelte leverandørene som netteier beregner, vil ikke stemme overens med den reelle fordelingen. Avregning ved bruk av justert innmatingsprofil krever derfor at strømmålerne til en leverandørs kunder blir avlest periodevis, f.eks en gang i året.

Det er viktig å poengtere at dette oppgjøret ikke er analogt med regulerkraftavregningen til Statnett. Dette er kun ett oppgjør mellom leverandører innenfor et enkelt nett. Avvikene mellom leverandørene innenfor et nett har ikke kraftsystemmessige virkninger fordi leverandørene samlet sett vil kjøpe kraft for det aktuelle nettet i henhold til forventet forbruk for ikke timemålte sluttbrukere. Det er derfor ikke relevant å prise avvikene til regulerkraftpris, fordi regulerkraftprisen skal være et uttrykk for de systemmessige kostnadene for opp- og nedregulering grunnet under- eller overforbruk etter at markedet er klarert.

Tabell 7-4 over viser hvordan dette økonomiske oppgjøret mellom en netteier og tre leverandører kan foregå. Beregnet fordeling, er det kraftvolumet som netteierne har kommet fram til på bakgrunn av den justerte innmatingsprofil og prosentsatsene, for avregningsperioden. I dette eksemplet er avregningsperioden et år. De beregnede verdiene skal inngå i avregningsdataene som netteier hver uke oversender avregningssentralen.

Den målte fordelingen er hva de enkelte leverandørene faktisk har tatt ut i løpet av avregningsperioden, basert på måleravlesninger. Vi har i dette eksemplet forutsatt at alle sluttbrukere blir avlest på samme tidspunkt. Summen av beregnet fordeling og faktisk fordeling vil alltid være den samme, fordi begge fordelingene baserer seg på målt innmating i nettet.

Differansen mellom beregnet fordeling og målt fordeling viser hvor "riktig" netteier har beregnet prosentfordeling mellom leverandørene. Her ser vi at leverandør A har tatt ut mindre enn beregnet, mens de andre leverandørene B og C har tatt ut mer enn beregnet. Netteier har også beregnet sitt nettap for lite. Summen av avvikene vil alltid være null, fordi det er snakk om fordeling av et gitt volum.

Tabell 7-4; periodisk økonomisk oppgjør mellom leverandørene

	Lev. A	Lev. B	Lev. C	Nettap	Sum
Beregnet fordeling (GWh)	800	100	60	70	1030
Målt fordeling (GWh)	790	105	63	72	1030
Differanse (GWh)	10	-5	-3	-2	0
Veid reg.kraftpris (kr/MWh)	170	170	170	170	
Økonomisk oppgjør med netteier (tusen kr)	1700	-850	-510	-340	0

Differansen skal gjøres opp mellom netteier og den enkelte leverandør, til en veid Elspotpris. Elspotprisen skal veies mht den justerte innmatingsprofilen i kalenderåret. Grunnet til at Elspotpris benyttes er at denne best representerer alternativprisen til leverandørene hvis sluttbrukerne hadde vært timemålt.

Siden summen av volumdifferansene går i null, vil også summen av det økonomiske oppgjøret gå i null. Dette viser av at netteier ikke eksponeres for en økonomisk risiko ved dette oppgjøret. Det er selvfølgelig under den forutsetning at de leverandørene som har tatt ut mer kraft enn beregnet, gjør opp for seg. Lengden på avregningsperioden bestemmes av netteier, men skal minimum skje ved årskifte.

Måleravlesningene kan skje samtidig for alle sluttbrukere i nettet^v, som er vist i eksemplet. Dette vil primært være gjennom selvavlesning. Systemer for selvavlesning vil ofte være det mest kostnadseffektive.

Et annet alternativt vil være å avlese hver av leverandørene separat. En leverandør i januar, en i februar, osv. Hvis dette baseres på manuell avlesning av netteier selv, kan avlesningene bli lite effektive, fordi man risikere at en leverandørs kunder er spredt geografisk.

Et tredje alternativ kan være effektivt i tilfeller der en leverandør er dominerende i et nett. Her avleses kundene til de små leverandørene samlet, f.eks. i løpet av januar, mens kundene til den dominerende leverandøren avleses spredt ut over resten av året. Denne fremgangsmåten er aktuell under forutsetning av at den dominerende aktøren aksepterer en slik løsning. Oppgjøret vil være nøyaktig for de små leverandørene, mens oppgjøret i forhold til den dominerende leverandøren vil være mindre nøyaktig.

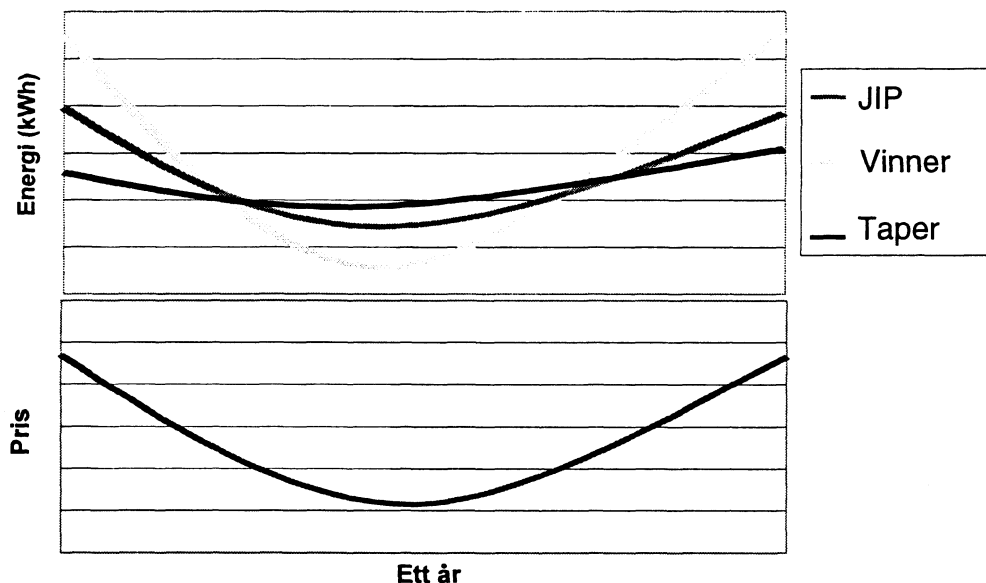
^v I henhold til høringsutkast til forskrifter legges det opp til samtidig avlesning av alle målerpunkt ved nyttår fra og med år 2000

7.4 Risiko ved avregning basert på justert innmatingsprofil

Vi skal nå oppsummere hvordan de ulike partene blir utsatt for risiko ved avregning etter denne profilen. Drøftingen nedenfor bygger på følgende forutsetninger:

- ✓ alle sluttbrukere blir avlest og fakturert for faktisk forbruk ved årskiftet
- ✓ beregning av prosentfordelingen mellom leverandørene tar utgangspunkt i forventet årsforbruk
- ✓ saldooppgjøret blir verdsatt til Elspotpris veid med justert innmatingsprofil i kalenderåret^{vi}.

Vi vil i kapittel 7.4.1 drøfte hvordan risikoforholdet endres hvis disse forutsetningene avvikes.



Figur 7-2; risiko ved bruk av justert innmatingsprofil

Vi tar først for oss netteier. Netteier utsettes ikke for risiko forbundet med kostnader ved leverandørenes timevise avvik mellom anmeldt kraftkjøp og det reelle kraftuttaket. Dette skyldes at det er den reelle kraftinnmatingen som legges til grunn for avregningen. Det er imidlertid en viss risiko for at leverandørene ikke er betalingsdyktig ved avregningstidspunktet i situasjoner der leverandører har tatt ut mer kraft enn forventet.

Avregningssentralen løper ingen risiko ved avregning basert på netteiers justerte innmatingsprofil, da all unøyaktighet mht differanser mellom virkelig og beregnet uttak blir gjort opp internt innenfor de enkelte konsesjonsområdene. I forhold til avregningssentralen skjer det derfor ingen endring i håndteringen av regulerkraftoppgjøret ved avregning basert på netteiers justerte innmatingsprofil, i forhold til avregning etter målte timeverdier.

For den enkelte sluttbruker vil den ovenfor nevnte metoden ikke være nøyaktig i forhold til hans faktiske forbruksprofil. Leverandørenes innkjøpskostnader for kraft vil være basert på den justerte innmatingsprofilen, fordi leverandørene blir avregnet etter denne. Vi forutsetter derfor at leverandørene også velger å avregne sine kunder, etter den justerte innmatingsprofilen. Dette er imidlertid ikke et krav.

^{vi} I henhold til høringsutkast til forskrifter kan det legges til grunn målerverdier ved årskiftet ved beregning av priser frem til 1.mars 2000

De sluttbrukere som har et relativt uttak som er større enn gjennomsnittet når prisene er høye, og et uttak som er relativt mindre når prisene er lave vil tjene på avregning etter netteiers justerte innmatingsprofil.

De sluttbrukere som relativt sett tar ut lite når prisen er høy, og relativt sett tar ut mye når prisen er lav vil tape på avregning etter den justerte innmatingsprofilen.

De sluttbrukere som taper, vil være interessert i å bli avregnet basert på timemåling. Dette gjør at en viss andel av de sluttbrukere vil velge å få timemålt kraftuttaket, fordi dette vil være lønnsomt for dem. Dette medfører at de sluttbrukere som blir igjen i den justert innmatingsprofil, vil ha reelle uttaksprofiler som over tid vil mer like.

De betraktningene som her gjøres mht sluttbruker forutsetter at prisen til sluttbruker faktisk varierer over året. De sluttbrukere som har faste årspriser vil selvfølgelig verken tape eller vinne selv om de skulle ha en avvikende profil fra den justert innmatningsprofilen.

Ser vi på forholdet mellom leverandørene, vil avregning etter den justerte innmatningsprofilen ikke forrykke det innbyrdes konkurranseforholdet. Er en sluttbruker ikke timemålt, vil leverandøren som har denne som kunde blir avregnet på samme måte uansett hvem som er leverandør. Dette innebærer at kostnadsforholdet til leverandørene ikke blir påvirket.

Det vil heller ikke være slik at noen sluttbrukere vil være mer attraktive for leverandørene, avhengig av hvordan sluttbrukerens virkelige uttaksprofil er i forhold til den justerte innmatningsprofilen. En sluttbruker som ikke timemåles gir de samme relative innkjøpskostnadene for leverandøren, uansett hvordan sluttbrukerens virkelige uttaksprofil er.

En leverandør har imidlertid en viss prisrisiko forbundet med kunder som de har fått i perioden fra siste saldooppgjør og frem neste saldooppgjør. Dette henger sammen med at verdisettingen ved saldooppgjøret er etter Elspotpris veid med justert innmatningsprofil for hele kalenderåret. Hvis en leverandør får en ny kunde 1.juli vil avviket mellom hva kunden forventes å bruke og hva som kunden faktisk bruker være verdsatt etter en veid Elspotpris for hele året, mens innkjøpskostnadene for leverandøren for denne kunden vil være etter priser for andre halvår. Hvis prisen i første halvår er høyere enn i andre halvår vil leverandøren tape når kunden bruker mer enn antatt, og tilsvarende vinne når kunden bruker mindre enn antatt.

7.4.1 Risiko ved endrede forutsetninger

Når forutsetningen for hvordan avregning etter justert innmatningsprofil endres vil også risikoforholdet mellom aktørene endres. Vi tar for oss følgende situasjon:

- ✓ sluttbrukene blir avlest og fakturert basert på virkelig forbruk flere ganger i året, mot kun en gang i året i drøftingen ovenfor
- ✓ beregning av prosentfordelingen mellom leverandørene tar utgangspunkt i forventet årsforbruk
- ✓ saldooppgjøret blir verdsatt til Elspotpris veid med justert innmatningsprofil i kalenderåret.

Dette alternativet er identisk med innholdet i høringsutkast til forskrifter som gjelder fra 1999 i Norge.

Endret risikoforhold for leverandørene skyldes avvik mellom grunnlaget for leverandørens innkjøpskostnader og leverandørenes faktureringsgrunnlag ovenfor sluttbruker. En leverandørs innkjøpskostnader vil fremkomme etter justert innmatningsprofil og forventet årsforbruk til hans kunder. Dette innebærer at hans innkjøpskostnader er upåvirket av sluttbrukerens faktiske forbruksprofil. Leverandørens faktureringsgrunnlag vil imidlertid være påvirket av kundens faktiske forbruksprofil fordi kunden avleses og faktureres på bakgrunn av virkelig forbruk flere ganger i året.

En leverandør som har kunder med et relativt høyt forbruk i høyprisperioder og dermed også kan fakturere kundene for faktisk forbruk i høyprisperioden, vil ikke tilsvarende blir avregnet og innkjøpsmessig belastet for dette relativt høye forbruket i samme periode. Markedsmessig vil kunder med høyt forbruk i høyprisperioder bli mer attraktive enn kunder med høyt forbruk i lavprisperioder.

Med de normale norske prisforholdene over året med høyere priser om vinteren enn sommeren, vil leverandører ha høyere salgsmargin for en kunde med høyt vinterforbruk enn en kunde med høyt sommerforbruk, selv om årsforbruket er det samme, under forutsetning av like utsalgspriser. Alternativ vil leverandørene selge kraft til lavere pris til kunder med høyt vinterforbruk enn til kunder med høyt sommerforbruk.

Tabell 7-5; virkning for leverandør av kunder med ulike uttaksprofil

	1.kvartal	2.kvartal	3.kvartal	4.kvartal	Årlig
Kunde A uttak lik JIP ^{vii}	30 %	20 %	20 %	30 %	
Kunde B høyt vinterforbruk	40 %	10 %	10 %	40 %	
Kunde C flatt forbruk	25 %	25 %	25 %	25 %	
Kunde A uttak lik JIP	6000	4000	4000	6000	20000
Kunde B høyt vinterforbruk	8000	2000	2000	8000	20000
Kunde C flatt forbruk	5000	5000	5000	5000	20000
Salgspris øre/kWh	0,20	0,15	0,15	0,20	
Innkjøpspris øre/kWh	0,18	0,13	0,13	0,18	
Inntekt kunde A	1200	600	600	1200	3600
Inntekt kunde B	1600	300	300	1600	3800
Inntekt kunde C	1000	750	750	1000	3500
Innkjøpskostnad	1080	520	520	1080	3200
Fortjeneste kunde A	120	80	80	120	400
Fortjeneste kunde B	520	-220	-220	520	600
Fortjeneste kunde C	-80	230	230	-80	300

Hvis prosentfordelingen mellom leverandørene ble basert på forventet forbruk mellom avlesningene og ikke basert på forventet årsforbruk, vil det ikke være avvik mellom grunnlaget for leverandørenes innkjøpskostnader og fakturagrunnlaget ovenfor leverandørenes kunder.

Årsaken til å ikke benytte forventet forbruk mellom avlesningene som grunnlag for prosentfordelingen mellom leverandørene, er at dette fører til ekstraarbeid for netteierne. I tillegg vil det være dårlig historikk om det kvartalsvise forbruket for hver enkelt kunde, ved en overgang fra årlig avlesning til kvartalsvis avlesning. Et alternativ er å gå over til

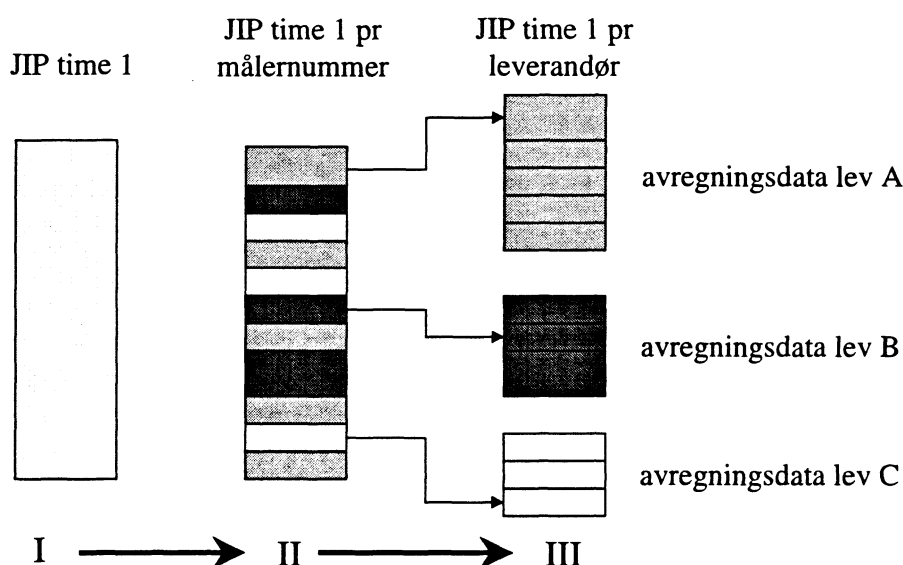
^{vii} JIP er justert innmatningsprofil

prosentfordeling basert på forventet forbruk mellom avlesningen når en har et par års datagrunnlag.

7.5 Løpende saldooppgjør

Løpende saldooppgjør¹³ er en videreutvikling av metoden for avregning etter justert innmatningsprofil. Endringen fra metoden beskrevet i kapitel 7.1 til 7.4 omfatter beregningen av hvordan justert innmatningsprofil fordeles på de ulike leverandørene i nettområdet. I beskrivelsen i kapitel 7.2 lager netteier en prosentfordeling basert på de ikke timemålte kundene til hver leverandør. Metoden innebærer at samtlige sluttbrukere må avleses samtidig for at saldooppgjøret skal gå i null sett fra netteier. Metoden innebærer også at leverandørene har en prisrisiko for avvik mellom forventet uttak og virkelig uttak for kunder som leverandøren får etter siste saldooppgjør frem til neste saldooppgjør.

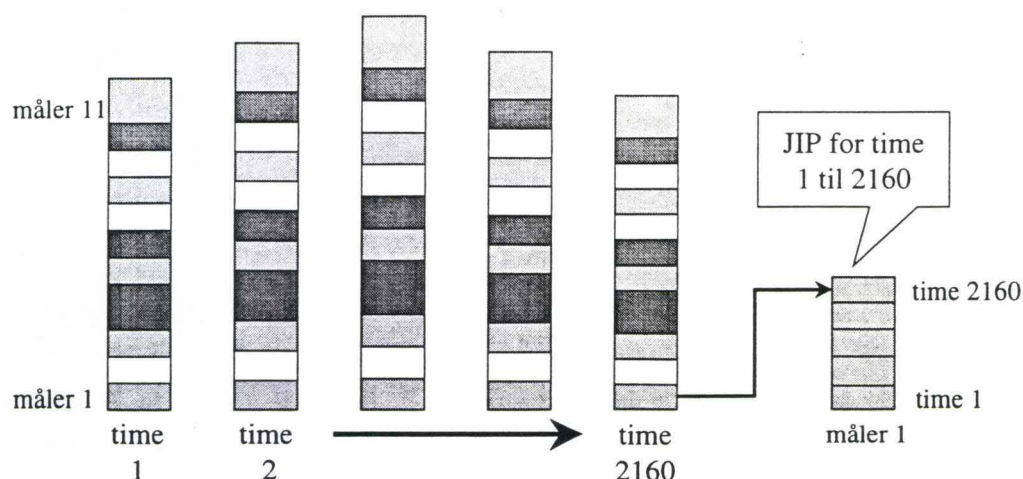
Ved å fordele justert innmatningsprofil på sluttbruker / målernivå isteden for på leverandørnivå, unngår man de svakheter som er nevnt ovenfor.



Figur 7-3; fordeling av justert innmatningsprofil på målernivå

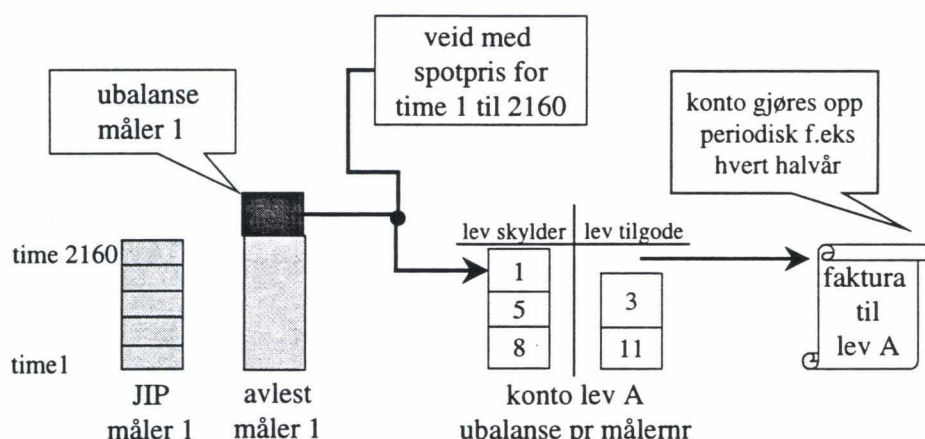
I figur 7-3 vises det hvordan dette kan bli gjort. Her vises justert innmatningsprofil (JIP) for en time (I). Volumet for denne timen fordeles på hvert enkelt målepunkt basert på målepunktets forventede årsforbruk (II). For å fremskaffe avregningsdata for den enkelte leverandør må netteier sortere det fordelte volumet på målernivå leverandørene (III). Dette kravet innebærer at netteier må ha en knytning i sin måloverdidatabase mellom målnummer og leverandørnummer.

Figur 7-4 viser fordeling av justert innmatningsprofil på målernivå for 2160 timer, dvs et kvartal. Netteier kan til en hver tid summere opp avregnet volum for det enkelte målepunktet. Denne summen har netteier bruk for når målerpunktet avleses.



Figur 7-4; fordeling av justert innmatingsprofil på målerpunkt for ett kvartal

Figur 7-5 viser at måler nr 1 avleses etter time 2160. Netteier kan da sammenligne differansen mellom avregnet volum og avlest volum for målerpunktet. Dette volumet verdsettes etter Elspotpris veid med justert innmatningsprofil fra time 1 som var forrige avlesning til time 2160. Verdien av avviket legges til leverandørens konto for skyld og tilgodehavende vedrørende saldooppgjør. Periodisk gjøres denne kontoen opp med leverandøren. I figur 7-5 ser vi at summen av verdiene for de målerpunkt som har brukt mer enn forventet, er høyere enn summen av verdien av avviket for de målerpunkt som har brukt mindre enn forventet. Når kontoen gjøres opp etter at verdien av avviket for måler nummer 1 er lagt til kontoen, skylder leverandøren netteier penger, slik at netteier kan sende en faktura til leverandøren.



Figur 7-5: økonomisk oppgjør mellom netteier og leverandør

Metoden innebærer at netteier oppdaterer kontoene for leverandør hver gang det gjøres en måleravlesning. Når avviket verdsettes etter Elspotpris veid med justert innmatningsprofil mellom avlesningene får man en riktig og relevant verdsetting av avviket. På denne måten fjernes prisrisikoen fra leverandørene, etter metoden beskrevet i kapittel 7.4, for nye kunder mellom de periodiske saldooppgjørene. Metoden for løpende saldooppgjør innebærer at avregning etter justert innmatningsprofil ikke setter begrensinger for når målere skal avleses, slik at målepunktene ikke trenger å avleses samtidig.

Under visse forutsetninger innebærer løpende saldooppgjør en økt risiko for netteier. Dette er tilfeller der netteier avleser noen sluttbrukere flere ganger enn andre. Vi kan vise dette i et eksempel der en netteier har to målerpunkt, et som avleses en gang i året og et annet som avleses fire ganger i året.

Tabell 7-6: risiko ved for netteier ved løpende saldooppgjør

	måler 1	avvik	pris	verdi	måler 2	avvik	pris	Verdi
avregnet					6500			
avlesning 31.3					7500	-1000	0,20	-200
avregnet					3500			
avlesning 30.6					2500	1000	0,15	150
avregnet					3500			
avlesning 30.9					2500	1000	0,15	150
avregnet	20000				6500			
avlesning 31.12	20000	0	0,18	0	7500	-1000	0,20	-200
sum		0		0		0		-100

Tabell 7-6 viser at det ikke er avvik mellom forventet og faktisk uttakt for året totalt sett. For måler 2 ser vi at det imidlertid er et avvik mellom forventet og faktisk uttak mellom hver avlesning. Siden det er prisforskjeller over året vil ikke summen av de verdisatte avvikene bli null slik det er for volumavvikene. Hvis også måler nr 1 hadde vært avlest fire ganger ville verdien av avvikene for måler 1 ha oppveiet verdien av avvikene for måler nr 2.

Dette innebærer at netteier pådrar seg en prisrisiko ved å avlese noen målerpunkt oftere enn andre. Hvis de målerpunkt som avleses oftere enn andre har en faktiske forbruksprofil som forventningsrett er lik justert innmatningsprofil vil summen av positive og negative avvik over tid oppveie hverandre. Hvis dette ikke er tilfelle vil summen av leverandørenes kontoer for saldooppgjør over tid ikke gå mot null.

8 Timemåling

I dette kapitlet gjennomgås hvordan krav til timemåling har vært håndtert fra og med 1995, og hvorfor sluttbrukere med stort uttak bør timemåles.

Avregning basert på justert innmatingsprofil har muliggjort at flere leverandører kan levere kraft i et nett uten at uttaket trenger å timemåles. Dette kunne derfor innebære at ingen uttak i et nett trenger å timemåles. Nedenfor er det drøftet hvorfor det likevel er nødvendig at uttaket til sluttbrukere som bruker mye strøm timemåles.

8.1 Hvorfor timemåle kunder med stort forbruk

For det første vil sluttbrukere med høyt strømforbruk kunne påvirke den justerte innmatingsprofilen i for stor grad. Dette vil gjelde spesielt industri som bruker strøm som innsatsfaktor i produksjonen, og derfor har en forbruksprofil som avviker fra forbruk til husholdninger og tjenesteytende formål, der strømmen i stor grad går til oppvarming og lys. Hvis store strømforbrukere med avvikende forbruksmønster inngår i den justerte innmatingsprofilen, vil profilen ikke være representativ for store deler av strømforbrukerne, bl.a husholdninger.

For det andre vil sluttbrukere som er timemålt ha bedre motivasjon til å endre sitt forbruk ved prisendringer. Tar vi for oss en sluttbruker som blir avregnet basert på justert innmatingsprofil og som har periodevis avlesning i januar, og der hans leverandør øker prisen pr 1.oktober, vil den marginale virkningen av prisøkningen bli kraftig redusert fordi sluttbrukerens forbruk blir jevnet ut etter den justert innmatingsprofilen. Sluttbrukeren vil derfor ikke redusere sitt forbruk så mye som prisstigningen tilsier. En sluttbruker som er timemålt vil få en umiddelbar virkning ved en forbruksreduksjon hvis prisen stiger.

I Norge ble det derfor satt en øvre grense på 500 MWh¹⁴ for årlig forventet energiuttak pr målepunkt som kan avregnes på etter justert innmatingsprofil. NVE anslo at det i Norge var ca 10000 målepunkt over grensen på 500 MWh som ved inngangen til 1995 ikke hadde utstyr for timemåling. Netteier fikk tiden frem til 1. januar 1996 til å fase inn installasjon av måleutstyr. Fra 1.januar 1999 er grensen redusert til 400 MWh¹⁵. Grensen på 400 MWh var opprinnelig ment å bli senket helt ned til 100 MWh, men av en kost-nyttevurdering viste at dette ikke ga en positiv gevinst¹⁶.

8.2 Dekning av kostnader ved timemåling

Sluttbrukere som har målepunkt med et årlig energiuttak over 400 MWh skal altså alltid timemåles. Netteier er ansvarlig for at det foretas målinger, og at disse er riktige. Det innebærer ikke at det er netteier som må foretas alle målingene selv eller eie målerne. Netteier er fri til å sette ut målerjobben til andre og å la andre installere og eie målerne. Kostnadene forbundet med slikt utstyr skal dekkes av netteier, og inngår i beregningsgrunnlaget for overføringstariffen på det aktuelle nettnivået.

Sluttbruker kan kreve at målepunkt med forventet årlig energiuttak mindre enn 400 MWh skal avregnes basert på målte timeverdier. Sluttbruker må i så fall selv dekke merkostnadene med timemålingene. Også for timemåling under grensen på 400 MWh per år er det netteier som er

ansvarlig for timeverdiene. Årsaken til at en sluttbruker ønsker at hans forbruk skal være timemålt kan være sluttbrukeren taper på avregning etter justert innmatingsprofil i forhold til den reelle uttaksprofilen, eller at sluttbrukeren ønsker å dra økonomisk nytte av fleksibiliteten i sitt forbruk mht prisendringer. I 1995 var hvor mye en netteier kunne ta seg betalt for å timemåle et anlegg begrenset oppad til kr 2000,- per målepunkt. Det ville da lønne seg for sluttbruker å kreve timemåling dersom han tapte mer enn kr 2000,- per år ved avregning etter justert innmatingsprofil. Fra og med 1996 gikk NVE bort fra en slik begrensning fordi kostnadene ved å installere og drive et timemålt anlegg varierer sterkt. Ut i fra hva NVE kjenner til har det vært svært få sluttbrukere som har ønsket å få timemålt sine anlegg.

Noen netteiere kan ha egne ønsker om å timemåle enkelte sluttbrukere, eller å senke den generelle grensen for timemålte uttak. Årsaken til dette kan f.eks være at netteier ønsker å timemåle overføringen for enkelte kunder. Netteier må i slike tilfeller selv dekke kostnadene med timemålingene.

9 Gebyr og transaksjonskostnader ved leverandørskifte

I 1995 og 1996 var det gebyrer knyttet til skifte av leverandør og til netteiers håndtering av leverandører. Gebyrene skulle fastsettes slik at brukere av nettet ikke ble diskriminert. Hensikten med gebyrene var å synliggjøre for sluttbruker og leverandør hvilke kostnader de påfører ved leverandørskifte. På denne måten ville sluttbruker og leverandør kunne tilpasse sin adferd i markedet til de kostnader som adferden skaper.

Netteier hadde anledning til å ta et gebyr på inntil kr 246,- hver gang en sluttbruker skifter leverandør. Tanken bak gebyrets størrelse var at netteierne skulle ha dekket kostnader som blir påført dem, men samtidig skulle gebyret ikke være av en slik størrelse at det hindret små sluttbrukere i å skifte leverandør.

I tillegg kunne netteier ta et gebyr på inntil kr 4000,- per år fra hver enkelt leverandør som solgte kraft i konsesjonsområdet. Gebyret skulle dekke kostnader netteierne hadde med håndtering av leverandører. I tillegg ville gebyret på kr 4000,- medvirke til at det ville være gunstigere for en leverandør å ha mange kunder i få nett, fremfor å ha kundene sine spredt i mange nett.

Fra og med 1997 fjernet NVE netteiers anledning til å ta gebyr, eller på annen måte ta betaling for tjenester i forbindelse med måling og avregning av kraftomsetning fra leverandører som leverer kraft i hans nett¹⁷. Årsaken til at muligheten for å ta gebyrer ble fjernet, var at netteierne da hadde fått to års erfaring i å håndtere leverandørbytter. De kunne da lettere behandle et større antall leverandører og leverandørbytter. Et annet element er at selv små gebyr vil redusere til sluttbrukeres villigheten til å skifte leverandør, slik at gebyret vil virke som en binding av kunden til sin leverandør. Resultatet vil være at leverandørene kunne tillate seg høyre marginer uten risiko for å miste kunder.

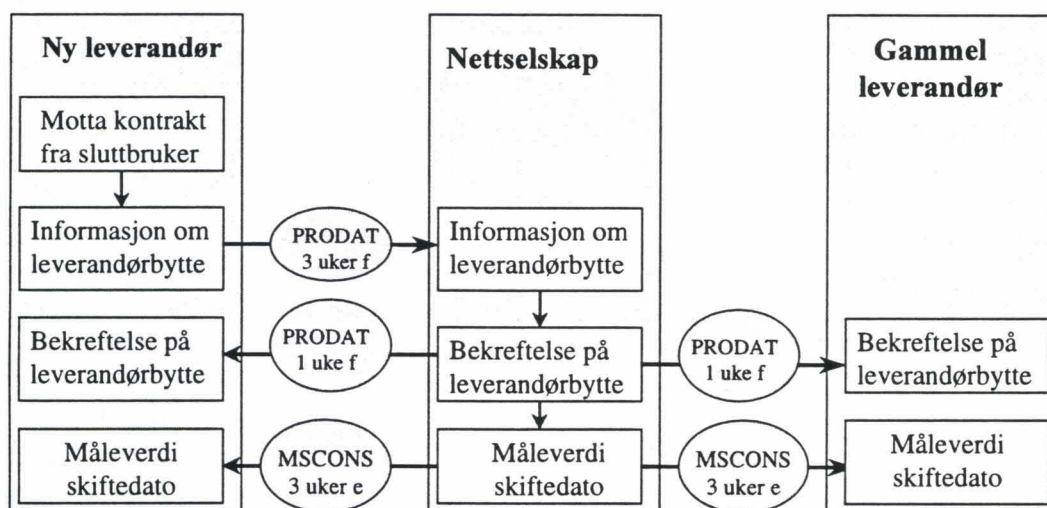
Generelt kan en betrakte kostnadene netteier har ved å håndtere leverandørbytter som en del av deres oppgave som monopolist. Andre kostnader som netteier har blir dekket inn gjennom nettleien, og det er derfor ikke unaturlig at også kostnadene ved leverandørhåndtering dekkes på tilsvarende måte.

10 Informasjonsbehandling

Vi skal i dette kapitlet gi en oversikt over informasjonsutvekslingen mellom aktørene som skal til for å ivareta et effektivt kraftmarked. For å sikre lave transaksjonskostnader med krafthandelen, og for å hindre at misforståelser og konflikter oppstår, er det nødvendig at aktørene vet hvilke informasjon som skal utveksles. Informasjonsutvekslingen er i Norge klart definert gjennom EDIEL-meldinger^{viii} definert gjennom forskriftene^{ix}. Vi vil nedenfor gå gjennom de meldinger som skal brukes ved leverandørbytte, oversending av målerdata fra netteier til leverandør og ved avregning av regulerkraft.

10.1 Leverandørbytte

De parter som er involvert ved leverandørbytte er netteier, ny leverandør og gammel leverandør. Figur 10-1 viser gangen i informasjonsutvekslingen fra ny leverandør inngår kontrakt med sluttbruker til leverandøren mottar målerverdi ved skiftedato tre uker etter leveransen har startet opp.



Figur 10-1; informasjonsutveksling ved leverandørbytte

Innen tre uker før skifte skal skje, sender ny leverandør en melding til netteier, med bl.a navn, adresse og målnummer. En uke før skifte sender netteier en bekreftelse på leverandørbytte til både ny og gammel leverandør. Ny leverandør får her mer detaljerte opplysninger om kunden bl.a forventet årsforbruk. Netteier har tre uker etter skiftedato til å sende målerdata ved skiftetidspunkt til ny og gammel leverandør. Meldingstypene PRODAT og MSCONS er elektroniske meldingstyper som er beskrevet i kapitel 11.

^{viii} se kapittel 11

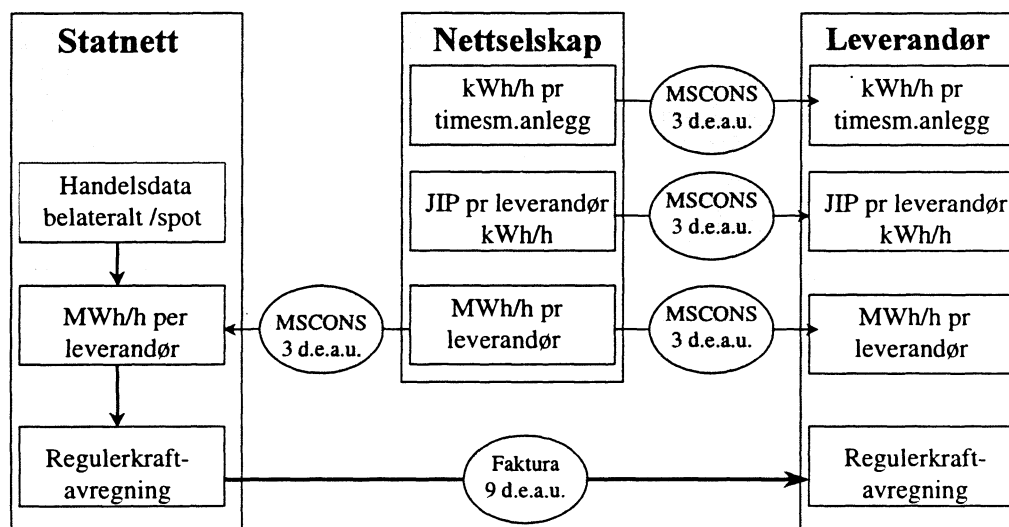
^{ix} forskriftene stiller krav til bruk av EDIEL-meldingene

10.2 Regulerkraftavregning

De parter som er involvert i i reguerkraftavregningen er netteier, balanseansvarlig og Statnett som avregningssentral. I henhold til forskriftene skal netteier oversende avregningsdata til Statnett tre dager etter leveringsuken. Dette innebærer at netteier i løpet av onsdag skal oversende til Statnett de 7 ganger 24 timeverdier som gjelder foregående uke, for hver enkelt balanseansvarlig som avregnes kraft i hans nett. Netteier skal ikke ovenfor Statnett skille mellom timemålte og beregnede verdier, men sende akkumulerte avregningsdata per balanseansvarlig. De samme data skal netteier oversende til de balanseansvarlige. De balanseansvarlige kan bruke disse som grunnlag for å kontrollere avregningen fra Statnett.

Netteier skal også oversende timeverdier for de anlegg som den enkelte balansesansvarlige leverer kraft til. I tillegg skal netteier oversende de balanseansvarliges andel av justert innmatningsprofil. Dette er data som de balanseansvarlige bruker som grunnlag for fakturering av sine kunder.

Statnett har ni dager etter leveringsuken til å foreta avregningen overfor de balanseansvarlige ved en debitering eller kreditering.



Figur 10-2; informasjonsutveksling ved avregning

11 EDIEL standard format for datautveksling

I forbindelse med skifte av kraftleverandør utveksles det informasjon mellom sluttbruker, kraftleverandør og netteier. For avregning av kraftmarkedet oversendes det avregningsdata fra netteiere til kraftleverandører og avregningssentralen for regulerkraft. Uten at det foreligger en standard måte å oversende dataene på medfører det stor grad av manuell håndtering både ved oversendelse av data og ved importering av data inn i avregnings- og kundeinformasjonssystemer.

Hensikten med å overføre data på en standardisert måte er at en har mulighet til elektronisk behandling og lagring uten manuelle inngrep. Dette øker hastighet, sikkerhet og pålitelighet for dataoverføringene og sikrer at den lagrede informasjonen er korrekt. Det er besluttet at EDIEL (Elektronisk datautveksling i elbransjen) skal benyttes som standard ved kommunikasjon.

Fra 1. januar 1998 stilte NVE krav om at EDIEL-meldingen MSCONS skal benyttes ved oversendelse av avregningsdata. Fra 1. juli 1999 skal EDIEL-meldingen PRODAT benyttes ved dataoverføring i forbindelse med leverandørskifter.

Bruk av EDIEL er enestående i verdenssammenheng. Utenlandske aktører har vist interesse for den norske innføring av EDIEL. De norske aktørene er tjent med at kommunikasjonsstandarden EDIEL også blir tatt i bruk utover i Europa og resten av verden.

11.1 Generelt om EDIEL

Med økte krav til pålitelige data på riktig sted og til riktig tid, er det nødvendig at en benytter elektronisk datautveksling (EDI) som verktøy. Elektronisk datautveksling (EDI) vil erstatte rutiner som gjøres manuelt i dag. Driften kan på denne måten effektiviseres og investeringen i IT-løsninger vil lønne seg.

EDIEL er forkortelse for EDI (Electronic Data Interchange) i ELbransjen. EDI er definert som "elektronisk overføring av forretningsdokumenter mellom ulike datamaskiner i et standardisert format". EDIEL tar i bruk EDIFACT-meldinger.

Dataformatet GS2 (grensesnitt 2) ble innført som eksternt format i 1996¹⁸. Formatet viste seg å ha visse svakheter, bl.a. liten sikkerhet ved store datamengder og ikke innebygd mottakskvittering¹⁹. Det ble bestemt at EDIEL skulle overta som felles eksternt format. Fordelene med EDIEL er bl.a. høy sikkerhet, internasjonal standard (X.400), sentral instans (FN) gir retningslinjer og regler for bruk av formatet, mange leverandører, osv.

EDIFACT er en standard utviklet av FN og er i dag godkjent som en ISO-standard. Standarden beskriver oppsett og syntaks for forskjellige dokumenter. En utveksling definerer en samling av flere meldinger og meldingsgrupper. Oppsettet av en melding gjøres ved hjelp av et fast definert format av koder og dataelementer.

EDIEL tar i bruk et utdrag av EDIFACT meldinger hvor aktuelle dokumenttyper for kraftmarkedet er definert. EDIEL baserer seg altså fullt ut på den etablerte EDIFACT standarden. Formatet vil dermed generelt ha stor utbredelse i fremover, samtidig som det finnes tilgjengelig en rekke definerte dokument som kan tas i bruk. EDIEL-organisasjonen jobber med å definere EDIFACT-meldinger som dekker behovet for ekstern informasjonsutveksling til alle aktører i kraftmarkedet.

EDIEL - Nordisk forum

For å håndtere det økende behovet for informasjon mellom ulike aktører i elforsyningen, ble det høsten 1995 etablert en samarbeidsorganisasjon, Ediel Nordisk Forum.

Formålet med EDIEL – nordisk forum er å standardisere bruken av EDI basert på den internasjonale EDI standarden UN/EDIFACT innen elforsyningen. Forumet vil forsøke å håndtere behovet for datautveksling mellom aktører og bransjeorganisasjoner innen elforsyningen, både nasjonalt og internasjonalt. Forumet vil også se på tilknyttede områder som kommunikasjonsstandarder og sikkerhetsløsninger.

EDIEL Meldingshåndbok

For å sikre at informasjon også kan utveksles over landegrensene, basert på de samme formater har EDIEL utarbeidet en felles meldingshåndbok²⁰. Meldingshåndboken inneholder felles implementasjonsguider for vanlig brukte meldinger innen elforsyningen. I tillegg er det utarbeidet en funksjonsbeskrivelse som inneholder informasjon som er av felles interesse for de enkelte implementasjonsguider. Dette inkluderer relasjoner mellom de enkelte meldingstyper, bruk av koder og kodelister, spesielle forhold knyttet til de enkelte landene (f.eks. bruk av tidssoner), terminologi, etc. Dokumentasjonen henvender seg primært til personer som skal implementere EDIFACT-meldinger i applikasjoner og EDI-programvare.

Norsk styringsgruppe for EDIEL

Norsk styringsgruppe for EDIEL er en organisasjon som skal arbeide med problemstillinger knyttet til EDIEL i Norge. Dette omfatter bl.a. å være en kontaktflate for elforsyningen, initierte pilotprosjekter, sørge for finansiering av utviklingsoppgaver og definere forretningsprosedyrer innen elforsyningen i forbindelse med arbeid knyttet til EDIEL og EDIFACT.

Uttekslingsavtaler

Ediel Nordisk Forum arbeider for tiden med å utarbeide en felles utvekslingsavtale for bruk av EDIEL i de nordiske landene. Denne utvekslingsavtalen vil bli basert på EU's "Interchange agreement".

Intensjonen er at alle aktører i kraftmarkedet skal kunne inngå denne avtalen med en sentral aktør, slik at man unngår at alle aktører må tegne egne avtaler seg i mellom. I Norge vil man sannsynligvis tegne avtalen med Statnett SF.

11.2 MSCONS meldingen

MSCONS (Metered Services Consumption Report message) benyttes i kraftmarkedet for rapportering av målte verdier. Dette omfatter bl.a. rapportering av produksjons og forbruksdata til bruk for avregning og statistikkformål. Meldingen kan sendes mellom ulike aktører som netteiere, leverandører og Statnett.

NVE stiller i Forskrift for måling, avregning og samordnet opptreden ved kraftomsetning og fakturering av netttjenester krav om bruk av MSCONS for:

- Oversendelse av avregningsdata fra netteier til leverandør.
- Oversendelse av avregningsdata fra netteier til Statnett.
- Oversendelse av målerstander fra netteier til leverandør.
- Kvartalsvis oversendelse av forventet uttak per målepunkt.

MSCONS implementasjonsguide

Implementasjonsguiden²¹ for MSCONS (Message handbook for Ediel, Implementation Guide for Metered Service Consumption report) beskriver innholdet i MSCONS-meldingen. Guiden kan lastes ned fra internett på EDIEL Norges websider <http://www.ediel.org/norge/>.

Brukerveiledning for MSCONS meldingen

Brukerveiledning²² for MSCONS meldingen beskriver hvordan EDIELs MSCONS melding skal implementeres i Norge. Dokumentet er ment å være en hjelp til aktører som skal implementerer MSCONS meldingen i Norge og må leses sammen med EDIELs Implementasjons Guide for MSCONS meldingen.

11.3 PRODAT meldingen

I forbindelse med skifte av kraftleverandør utveksles det informasjon mellom sluttbruker, kraftleverandør og netteier. PRODAT meldingen benyttes innenfor elforsyningen ved leverandørskifter for overføring av grunnlagsdata – data som sjelden blir endret – mellom netteiere og produsenter.

I starten av meldingen defineres en meldingsfunksjon som beskriver hvilken funksjon den aktuelle meldingen har. Følgende funksjoner er definert:

- Z01 Forespørsel om sluttbruker fra potensiell leverandør - (Request for Enduser-information from potential Supplier)
- Z02 Svar på forespørsel om sluttbruker – (Answer on Request for Enduser information)
- Z03 Meddelelse om leverandørbytte – (Information about change of supplier)
- Z04 Bekreftelse på leverandørbytte inkl. grunnlagsdata til ny leverandør – (Acknowledge on change of supplier (incl. update of master data))
- Z05 Bekreftelse på leverandørbytte til gammel leverandør – (Acknowledge on change of supplier)
- Z06 Oppdatering av grunnlagsdata inkl. portefølje- og anleggs status – (Portfolio status, incl. update of master data)
- Z08 Opphør av kraftkontrakt – (Delivery contract closure)
- Z09 Oppdatering av grunnlagsdata – (Update of Master data)
- Z10 Målerbytte – (Change of Meter)
- Z11 Måler informasjon – (Meter information) - *Benyttes ikke i Norge*

11.4 PRODAT implementasjonsguide

Implementasjonsguiden²³ for PRODAT (Message handbook for Ediel, Implementation Guide for Product data message) beskriver innholdet i PRODAT-meldingen. Guiden kan lastes ned fra internett på EDIEL Norges websider <http://www.ediel.org/norge/>.

Norsk brukerveiledning for PRODAT meldingen

Norsk brukerveiledning²⁴ for PRODAT meldingen beskriver hvordan EDIELs PRODAT melding skal implementeres i Norge og er ment som et supplement til Implementasjons guiden for PRODAT meldingen fra EDIEL. Dokumentet er beregnet på leverandører av kundeinformasjonssystem og andre som skal sende eller ta i mot PRODAT meldingen. Dokumentet baserer seg bl.a. på krav og regelverk fra NVE og EDIEL Nordisk Forum. Dokumentet vil bli oppdatert ved behov. Nye versjoner vil bli lagt ut på EDIEL Norges WEB <http://www.ediel.org/norge/>.

11.5 Brukerstøtte og videre strategi

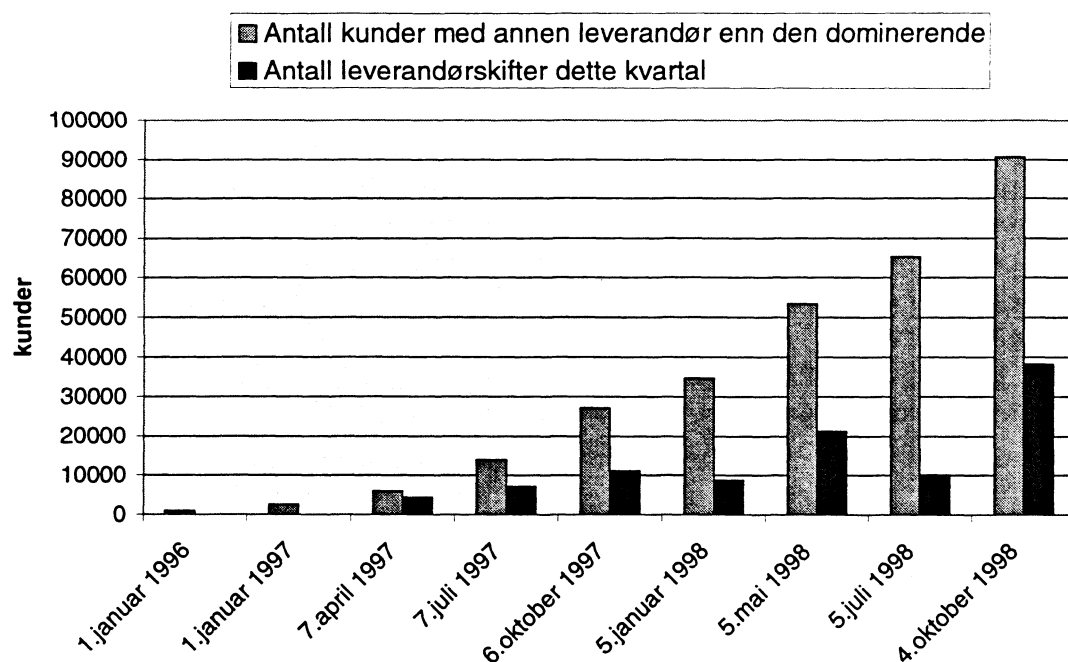
I følge høringsutkast til forskrifter skal alle kommunikasjon mellom netteier, balanseansvarlig og Statnett vedrørende leverandørbytte, avregning og saldooppgjør i løpet av 1999 skje elektronisk. Hensikten er både å redusere transaksjonskostnadene for krafthandel og å faktisk muliggjøre flere og hyppigere leverandørbytter. Denne strategien innebærer et betydelig informasjonsteknisk løft for bransjen. Det er derfor brukt mye ressurser fra NVEs side både på utvikle standarder, men også på å teste bruken av disse gjennom samarbeid med landets største systemleverandører for bransjen.

I løpet av høsten 1998 er det etablert en brukerstøttetjeneste for EDIEL-kommunikasjon som et virkemiddel for å hjelpe bransjen i innføring av standardene. Ansvaret for brukerstøtten vil bli lagt til Statnett gjennom deres konsesjon. Statnetts ansvar vil også innebære videre utvikling og uttesting av EDIEL-standarden. I tillegg til ren "help desk" funksjon er brukerstøtten tiltenkt oppgaven som testmotpart i forbindelse med uttesting av nye aktører og/eller programvare som skal ta i bruk MSCONS meldinger. Det vil bli utarbeidet egne testprosedyrer som kan benyttes av nye aktører og ny versjoner av programvare.

NVEs målsetning for videre arbeid med EDIEL er å sørge for en smidig innføring av EDIEL i Norge, samt å spre informasjon om EDIEL til utenlandske aktører og myndigheter. Brukerstøtte for EDIEL vil ha en sentral rolle i dette arbeidet.

12 Markedsutvikling

Før kravet til timemåling falt bort byttet praktisk talt ingen husholdningskunder leverandør. I 1995 og 1996, som var de to første årene etter at kravet til timemåling bortfalt, var bevegelsene i markedet svært små. Dette skyldes nok delvis at det var et gebyr for skifte av leverandør på 246 kroner, og at leverandørene måtte betale fire tusen kroner for hvert nett de solgte kraft i.

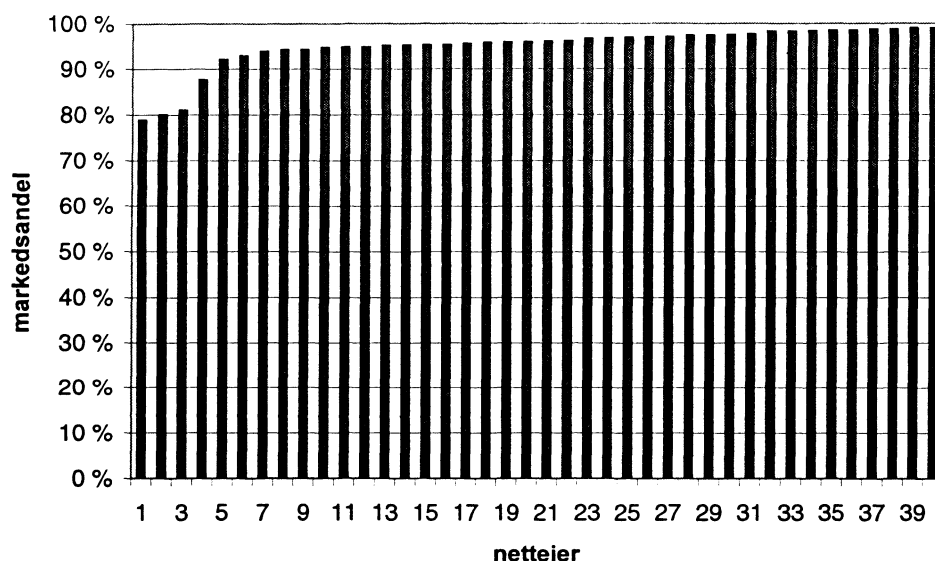


Figur 12-1; skift av leverandør for husholdninger

Et annet forhold var at kraftleverandørene i liten grad satset aktivt i markedet, slik at husholdningene i mange tilfeller hadde vanskelig med å finne en leverandør. I tillegg var kunnskapen om det åpne kraftmarkedet sannsynligvis lav. Andre halvdel av 1996 økte engrosprisene kraftig på grunn av lavt tilsig og lave magasinfyllinger. Hovedsakelig av lokalpolitiske årsaker økte de fleste lokale leverandørene ikke sine priser til husholdningene tilsvarende. Dette førte til lave og i mange tilfeller negative marginer for leverandørene, slik at husholdningsmarkedet i stor grad uinteressant for dem som ønsket å skaffe seg nye kunder.

Fra og med 1997 ble netteierens mulighet til å ta gebyrer ved leverandørskifte fjernet. Dette kombinert med mer normale kraftpriser førte til at husholdningsmarkedet begynte å løsne. Ved utgangen av 1997 hadde nesten 35000 husholdninger en annen leverandør enn den lokale. Denne utviklingen har blitt forsterket i 1998 da det er mulig å skifte leverandør i tilknytning til hvert ukeskifte mot kvartalskifte tidligere. Etter NVEs undersøkelser hadde over 90000 eller 4,5% av husholdningene en annen leverandør enn den lokale per 4.oktober 1998.

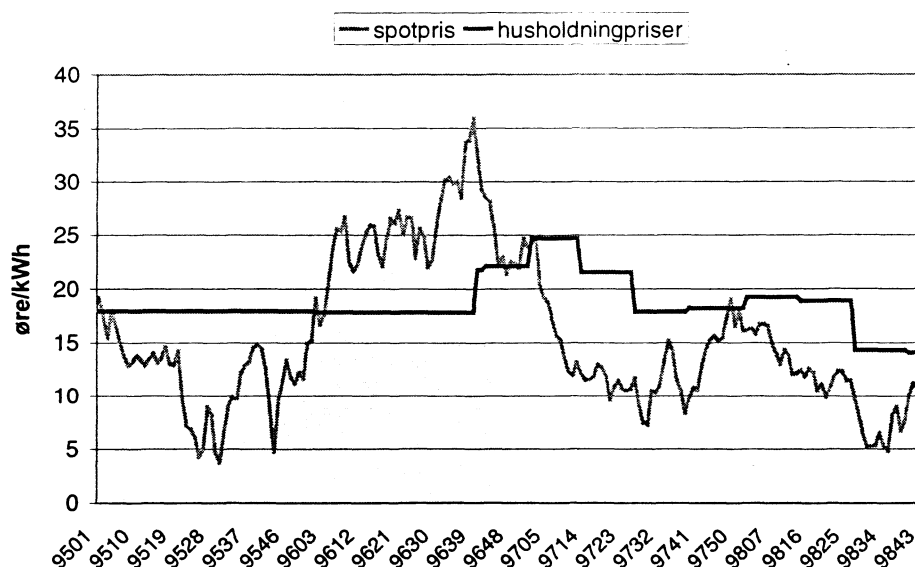
Figur 12-2 viser markedsandelen for den dominerende aktøren i de 40 nettområdene med flest husholdninger, for oktober 1998. I oktober 1998 er det tre nettområder der den dominerende leverandøren har en markedsandel på om lag 80%.



Figur 12-2; markedsandel for dominerende leverandør i de 40 største nettområdene per oktober 1998

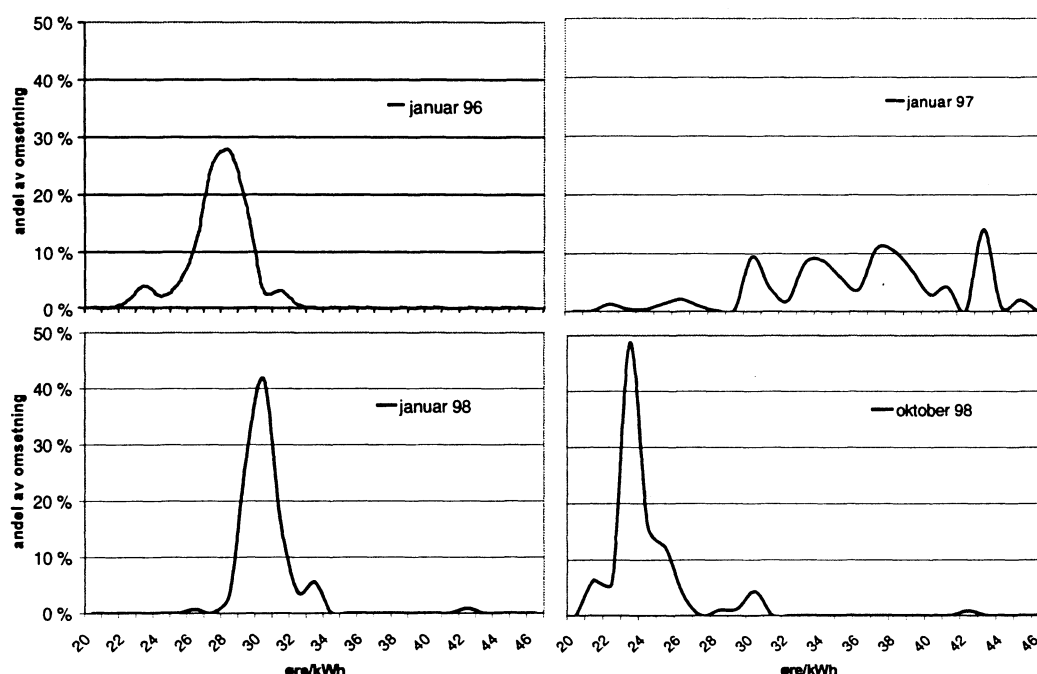
Figur 12-3 viser utviklingen i husholdningsprisene og Elspotprisen fra 1995 frem til november 1998. Husholdningsprisene er inntil 1998 basert på undersøkelser NVE har gjort, og fra og med 1998 er prisene hentet fra Konkurransetilsynets innsamlinger. Prisene er volumveid. NVE foretok prisundersøkelser per 1. januar 1995, per 1. januar 1996, samt per 1. og 10. oktober 1996. I 1997 foretok NVE kvartalsvise undersøkelser. Fra og med 1998 oppdaterte Konkurransetilsynet prisene til husholdninger hver uke. I figuren er kvartalsvise priser angitt for 1997 og 1998.

Undersøkelsene fra januar 1995 og januar 1996 ga omtrent samme pris på henholdsvis 17,9 og 17,8 øre/kWh. Det er lite trolig at prisene endret seg vesentlig i løpet av 1995, selv om vi ikke har sikre tall for dette. I 1995 var det fortsatt slik at det lokale e-verkene fastsatte årspriser slik de tradisjonelt hadde gjort. Dette var situasjonen også for begynnelsen av 1996, og selv om Elspotprisene fra og med februar gikk opp mot 25 øre/kWh, satte ikke e-verkene opp prisene til husholdningene vesentlig. Da NVE gjorde sin prisundersøkelse i oktober 1996 var Elspotprisen steget til over 30 øre/kWh, mens husholdningsprisen bare hadde steget til ca 22 øre/kWh. Til nyttår 1997 hadde husholdningsprisen steget til i underkant av 25 øre/kWh, mens Elspotprisen hadde falt til 23 – 24 øre/kWh. Av figur 11-3 ser vi at husholdningsprisene fra og med 1997 til en viss grad følger Elspotprisene, men at det er et betydelig etterslep. Vi må anta at med sterkere konkurranse vil det bli større samvariasjon mellom Elspotprisene og husholdningsprisene.



Figur 12-3; ukemiddel for NordPools Elspotpris og husholdningspriser uten avgifter

Tallmaterialet i figur 12-3 og 12-4 tar utgangspunkt i standard pristilbud fra den dominerende leverandøren i de enkelte nettområdene. Her ligger det en feilkilde, men siden markedsandelen til den dominerende leverandøren bare har gått fra nesten 100% til 90% gir det likevel et presist nok bilde av virkeligheten. Vi ser av figur 12-4 at det var en svært stor prisspredning i januar 1997 som trolig skyldes den store usikkerheten vedrørende kraftsituasjonen på det tidspunkt. I januar 1998 hadde prisene samlet seg igjen, og prisene for oktober 1998 viser svært små variasjoner.

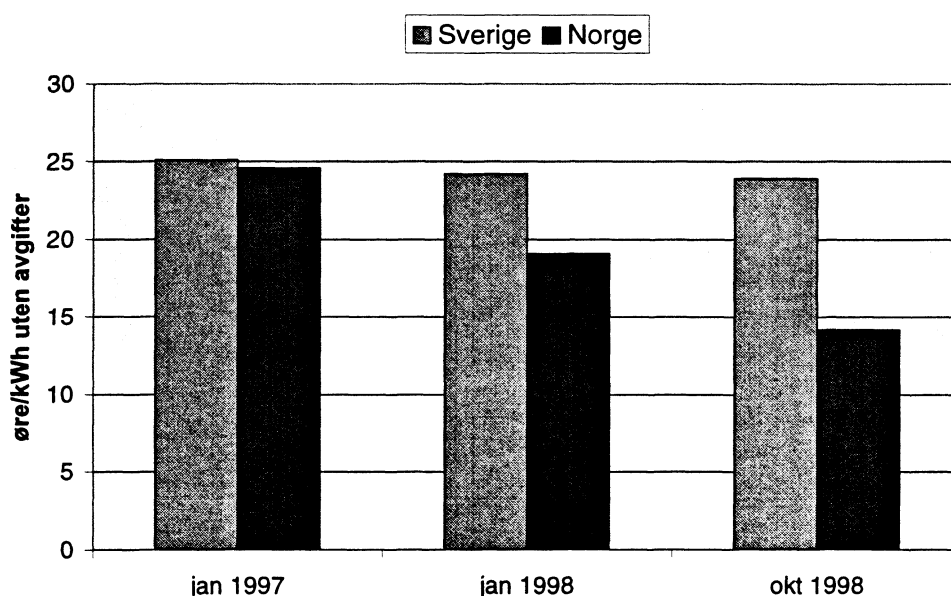


Figur 12-4: prisspredning 1995 - 1999

Det er sannsynlig at det fremover vil være små prisforskjeller i husholdningsmarkedet, men det vil fortsatt være en viss spredning. De forskjellige leverandørene kan ha ulikt oppfatning om fremtidig prisutvikling og derfor prise kraften ulikt, spesielt i en situasjon med stor usikkerhet som ved magasininfyllinger og tilsig under det normale. Når slik usikkerhet reduseres er det ventelig at prisene igjen samler seg slik de gjorde i 1997.

Hva husholdninger faktisk betaler kan imidlertid variere mer, fordi det er kan inngås kontrakter med faste priser på ulike tidspunkt. Endres det underliggende kraftmarkedet kan kraftkontrakter for samme periode være priset forskjellig avhengig av tidspunktet for kontraktsinngåelsen. Det er derfor ikke et tegn på at markedet fungerer dårlig at det er en viss spredning i hva husholdninger betaler for kraften, så lenge det er liten variasjon i prisene på like kontrakter som inngås på samme tidspunkt.

Figur 12-5 viser kraftprisen for husholdninger i Sverige og Norge for 1997 og 1998. Sverige åpnet sitt kraftmarked i 1996, men har beholdt kravet til timemåling ved leverandørskifte. I begge land har leverandørene tilgang til de samme engrosprisene da det er en felles svensk/norsk kraftbørs.



Figur 12-5; prissammenligning Sverige og Norge uten avgifter i norske kroner (kilde NVE og Energimyndigheten)

Vi ser prisene i Sverige og Norge var noenlunde den samme i januar 1997. De norske prisene har blitt betydelig redusert grunnet lave engrospriser, mens de svenske prisene har holdt seg på opp mot 25 øre/kWh. Det er grunn til å tro at årsaken til de høye prisene i Sverige er kravet om timemåling for sluttbrukere som skifter leverandør. Med en kostnad på 2500 kroner for å få timemåling, må en svensk husholdning med årlig forbruk på 20000 kWh spare 12,5 øre per kWh hos en ny leverandør i løpet av ett år eller 6,25 øre/kWh i løpet av to år for at det skal lønne seg å skifte. Det ser ut til at de svenske leveransekonsepsjonærene²⁵, som har monopol på å selge strøm uten timemåler, tilpasser seg dette gjennom å ha høye priser til husholdningen.

13 Referanseliste

- ¹ De organiserte markeder i Nord Pool, rapport fra Nord Pool 1997
- ² Retningslinjer for systemansvaret i kraftsystemet, NVE, mai 1997
- ³ Avtale mellom balanseansvarlig og Statnett vedrørende Regulerkraftordningen, september 1998
- ⁴ Retningslinjer for beregning av overføringstariffer i regional- og distribusjonsnett, NVE, juni 1991
- ⁵ Overføringstariffer - transaksjonsgebyr, rundskriv NVE, 6. oktober 1991
- ⁶ Retningslinjer for beregning av overføringstariffer i regional- og distribusjonsnett, NVE, desember 1993
- ⁷ Vedr. Statkrafts levering av kraft til Televerket i Sør-Troms Elforsynings nettområde, brev til Statkraft fra NVE, 17. januar 1995
- ⁸ Avregning av krafthandel – En utredning av alternative modeller, Fossdal, Fagerberg, Høivik, Lysfjord, Normann, Nes, Skartsæterhagen, oktober 1994
- ⁹ Avregning av regulerkraft, Balbir Singh, SNF-rapport 70/94, oktober 1994
- ¹⁰ Avklaring av rettslig status for NVEs retningslinjer, brev fra NVE til Olje- og energidepartementet, 12. mai 1998
- ¹¹ Rettslige spørsmål vedrørende NVEs fastsettelse av retningslinjer i henhold til forskrift, professor dr. juris Geir Woxholth. 29. mai 1998
- ¹² Høringsutkast til forskrift om måling, avregning og samordnet opptreden ved kraftomsetning og fakturering av nettjeneste, NVE, september 1998
- ¹³ Saldooppgjør mellom leverandører fremgangsmåte hos netteier, Feilberg og Livik, EFI rapport EFI TR A4508, januar 1997
- ¹⁴ Retningslinjer for måling og avregning av kraftomsetning, NVE, oktober 1994
- ¹⁵ Retningslinjer for måling og avregning av kraftomsetning og fakturering av nettjenester, NVE oktober 1997
- ¹⁶ Lavere grense for timesmåling – konsekvenser for netteier, Grinden og Livik, EFI-rapport ETI TR A4560, juni 1997
- ¹⁷ Retningslinjer for måling og avregning av kraftomsetning, NVE, november 1996
- ¹⁸ Retningslinjer for måling og avregning av kraftomsetning, NVE, oktober 1995
- ¹⁹ Vurdering av løsning for bruk av EDIEL og GS2 til informasjonsutveksling i kraftmarkedet, Krystad og Livik, EFI arbeidsnotat oktober 1996
- ²⁰ Message handbook for Ediel, Functional description, dokumentet kan lastes ned fra <http://www.ediel.org/norge/>
- ²¹ Message handbook for Ediel, Implementation Guide for Metered Service Consumption report, dokumentet kan lastes ned fra <http://www.ediel.org/norge/>
- ²² Brukerveiledning for MSCONS meldingen, dokumentet kan lastes ned fra <http://www.ediel.org/norge/>
- ²³ Message handbook for Ediel, Implementation Guide for Product data messagedokumentet kan lastes ned fra <http://www.ediel.org/norge/>
- ²⁴ Brukerveiledning for PRODAT meldingen, dokumentet kan lastes ned fra <http://www.ediel.org/norge/>
- ²⁵ Fri elmarknad for hushållskunder i Sverige, Per Andersson, Sveriges Tekniske Attachèer, august 1998

Denne serien utgis av Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE)
Adresse: Postboks 5091 Majorstua, 0301 Oslo

I 1998 er følgende rapporter utgitt:

- Nr 1 Oslo Energi Konsult: Sluttbrukertiltak og lokal kraftsystemplanlegging (55 s.)
- Nr 2 Halfdan Benjaminsen, Jim Bogen og Truls Erik Bønsnes: Suldalslågens sedimentkilder. Fotoregristrering 1997 (149 s.)
- Nr 3 Liss M. Andreassen: Volumendringer på Jostefonn 1966 - 93 (10 s.)
- Nr 4 Tharan Fergus og Jim Bogen: Bunntransport i vassdrag - en gjennomgang av internasjonal litteratur (50 s.)
- Nr 5 Olvar Bergland: Verdsetjing av estetiske verdier i tilknytning til tersklar i regulerte vassdrag. (69 s.)
- Nr 6 Rolv Bjelland: KONTROLLBESØK 1997 Rapport fra NVEs kontrollbesøk ved 15 energiverk våren 1997 (10 s.)
- Nr 7 Inger Sætrang (red): Statistikk over overføringstariffer (nettleie) regional- og distribusjonsnettet 1998 (64 s.)
- Nr 8 Hilleborg Konnestad Sorteberg: Regional breovervåking i Sør-Norge 1997 (21 s.)
- Nr 9 Hans Otnes, Frode Trengereid og Sjur Bjerkli: Årsrapport for Norges vassdrags- og energiverks (NVEs) havarigruppe (21 s.)
- Nr 10 Randi Pytte Asvall og Ånund S. Kvambekk: Vanntemperatur- og isforhold i Jostedalen. Virkninger av vannkraftutbyggingene i vassdraget (104 s.)
- Nr 11 Thomas Skaugen: Studie av skilletemperaturen for snø ved hjelp av samlokaliserte snøpute, nedbør og temperaturdata (13 s.)
- Nr 12 Jack Kohler: The Effect of Subglacial Intakes on Ice Dynamics at Engabreen (47 s.)
- Nr 13 Hervé Colleuille og Nils-Otto Kitterød: 2D simulering av strømningsforholdene i løsmassene på Sundreøya i Ål kommune. Oppdragsrapport (55 s.)
- Nr 14 Hervé Colleuille og Tor Simon Pedersen: Grunnvannsundersøkelser på Otta. Forenkling av grunn vannsmålinger. Oppdragsrapport (16 s.)
- Nr 15 John G. Martinsen: Undersøkelse og vurdering av nødstrømsberedskapen i Norge (12 s.)
- Nr 16 Eva Widenoja og Heidi Hemstad: Estetiske hensyn ved valg av kraftledningsmaster (65 s.)
- Nr 17 Ketil Grasto: Kompensasjon for ikke levert energi. Forslag til regelverk (26 s.)
- Nr 18 Hervé Colleuille og Nils-Otto Kitterød: Forurensning av drikkevannsbrønn på Sundreøya i Ål kommune. Resultat av sporstoffforsøk (22 s.)
- Nr 19 Asle Selfors og Siv Sannem: Vindkraft - en generell innføring (40 s.)
- Nr 20 Bjarne Kjølmoen (red.): Glasiologiske undersøkelser i Norge 1996 og 1997 (134 s.)
- Nr 21 Svein Ivar Haugom: Omsetningskonsesjonærer: Organisering og organisasjonsendringer (33 s.)
- Nr 22 Ketil Grasto, Grethe Helgås og Christina Sepúlveda: Erfaringer etter ett år med inntektsramme-regulering (21 s.)

Nr 23 Gry Berg og Heidi Kannick (red): FoU-programmet «Vassdragsmiljø». Årsrapport 1997 (60 s.)

Nr 24 Anne Haugum: FoU-programmet «Etterundersøkelser». Sluttrapport (65 s.)

Nr 25 Torfinn Jonassen: Åpning av kraftmarkedet for sluttbruker i Norge 1991 - 1999 (41 s.)



Norges
vassdrags- og
energidirektorat

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

**NORGES VASSDRAGS-
OG ENERGIDIREKTORAT**



72026767