

Investeringer i kraftproduksjon og nett. En rettslig studie.....	1
--	---

Professor dr. juris Ulf hammer

1 Innledning.....	1
1.1 Energiloven med forskrifter.....	1
1.2 Lovens virkeområde og formål.....	2
1.3 Konesjonssystem og reguleringsteknikk.....	6
1.4 Energiforvaltningen.....	10
1.5 Videre fremstilling.....	13
2 Faktiske og rettslige utgangspunkter.....	14
2.1 Kraftnettet.....	14
2.2 Leveringskvalitet.....	15
3 Tilrettelegging av kraftmarkedet.....	17
3.1 Oversikt.....	17
3.2 Systemansvar.....	18
3.3 Elspotmarkedet.....	28
3.4 Utenlandshandel.....	31
4 Tarifiering av nettmonopolet.....	35
4.1 Innledning.....	35
4.2 Inntektsnivå.....	36
4.3 Tariffstruktur.....	40
4.4 Anleggsbidrag.....	48
5 Investeringer i nett og produksjon.....	50
5.1 Energiplanlegging.....	50
5.2 Tilknytningsplikt.....	52
5.3 Økonomiske virkemidler.....	53
6 Konesjonssystemet for utbygging av nett.....	55
6.1 Konesjonsplikt.....	55
6.2 Saksbehandling og tildelingskriterier.....	56
6.3 Konesjonsvilkår.....	58
7 Konesjonssystemet for utbygging av produksjon.....	58
7.1 Innledning.....	58
7.2 Småkraftverk.....	59
7.3 Opprustning og utvidelse av kraftverk.....	60
7.4 Vindkraft.....	64

# Investeringer i kraftproduksjon og nett. En rettslig studie

Av professor dr. juris Ulf Hammer

## 1 Innledning

### 1.1 Energiloven med forskrifter

Energiloven av 1990 representerer et tidsskille i norsk kraftforsyning.<sup>1</sup> Ifølge forarbeidene er de grunnleggende målene i kraftforsyningen som før, dvs. en samfunnsøkonomisk rasjonell utnyttelse av kraftressursene, en sikker kraftforsyning og utjevning av prisene til forbrukerne. Virkemidlene for å nå målene er imidlertid nye. Tidligere styrte staten kraftpriser og øvrige kontraktsvilkår i engrosmarkedet gjennom forvaltningsbedriften Statskraftverkene. I tillegg hadde energiverkene som områdekonsesjonærer et formelt monopol i sluttbrukermarkedet. Til gjengjeld hadde de en plikt til å dekke sluttbrukernes etterspørsel etter kraft til enhver tid (oppdekningsplikt). Ved energiloven ble det innført konkurranse i alle segmenter av kraftmarkedet. Oppdekningsplikten ble avskaffet.

Energiloven introduserte en markedsreform basert på et reguleringspolitisk skille mellom produksjon/omsetning av kraft som egner seg for konkurranse, og overføring/fordeling av kraft som er et naturlig monopol. I tillegg innebar loven en lovteknisk opprydding, idet den avløste flere tidligere lover.<sup>2</sup> Markedsreformen består av tre deler; (1) en omregulering av marked og monopol, (2) en omorganisering av aktørene i kraftforsyningen, og (3) en omorganisering av NVE. Loven og forskriftene gitt i henhold til loven (energilovforskriftene) trådte i kraft 1. januar 1990.<sup>3</sup> Da var markedsreformen en av de aller første i sitt slag. Når det gjelder markedsåpning, var reformen også verdens mest vidtgående, idet markedet ble åpnet for full konkurranse fra dag én, uten overgangsordninger. Likefullt var loven kun et utgangspunkt for en videre utvikling. De

---

<sup>1</sup> Lov 29. juni 1990 nr 50 om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi (energiloven).

<sup>2</sup> Energiloven erstattet lov 19. juni 1960 nr. 65 om bygging og drift av elektriske anlegg - VII, lov 14. desember 1917 nr. 16 om erverv av vannfall, bergverk og annen fast eiendom kap. IV (om kraftleie og om utførsel og innførsel av kraft), lov 18. april 1986 nr. 10 om bygging og drift av fjernvarmeanlegg, lov 9. juli 1948 nr. 10 om rasjonering av elektrisk energi, og lov 25. juni 1948 nr. 8 om forsvarsmessig sikring av kraftforsyningen.

<sup>3</sup> Energilovforskriftene (forskrift nr. 959) ble gitt ved kgl. res. 7. desember 1990.

ulike aspektene ved markedsreformen ble utviklet gjennom hele 1990-tallet. Sentrale elementer i prosessen var omorganiseringen av Statskraftverkene og NVEs nærmere regulering av kraftmarked og nettmonopol i form av forskrifter gitt i henhold til energilovforskriftene. Neste trinn i denne prosessen var endringene i 2001 av henholdsvis energilov, energilovforskrifter og NVEs forskrifter (2001-revisjonen).<sup>4</sup> Disse endringene tok i det vesentlige sikte på å tilpasse lovens og forskriftenes regulering til innvunnet erfaring fra markedsreformen. Det seneste trinn i reguleringsprosessen var endringene i 2006 av energilov, energilovforskrifter og NVEs forskrifter (2006-revisjonen).<sup>5</sup> Disse endringene tok i det vesentlige sikte på å tilpasse lovens og forskriftenes regulering til det nye kraftmarkedsdirektivet og den nye forordningen om grenseoverskridende krafthandel (grensehandelsforordningen).<sup>6</sup>

Energiloven har en lang og spesiell forhistorie. Her kan man skille mellom de *opprinnelige* forarbeidene som omfatter Energilovutvalgets utredning inntatt i NOU 1985:9 og Regjeringen Harlem Brundtlands proposisjon inntatt i Ot prp nr 73 (1988-89), og de *senere* forarbeidene som omfatter SAF-rapport nr. 7/1989,

Regjeringen Syses proposisjon inntatt i Ot prp nr 43 (1989-90), og Innst O nr 67 (1989-90).<sup>7</sup> Energilovens markedsreform er basert på de senere forarbeidene. 2001-revisjonen er vedtatt på grunnlag av Ot prp nr 56 (2000-2001) og Innst O nr 112 (2000-2001). Det er også vedtatt en endring av energiloven, som gjelder et særskilt påslag i tariffen til finansiering av et energifond. Denne lovendringen ble fremmet som en egen sak, jfr. Ot prp nr 35 (2000-2001) og Innst O nr 59 (2000-2001). Den trådte i kraft samtidig med de øvrige endringene som følge av 2001-revisjonen. 2006-revisjonen er vedtatt på grunnlag av Ot prp nr 61 (2005-2006) og Innst O nr 68 (2005-2006).

I denne innledningen er det først nødvendig å gi en generell presentasjon av energilovens virkeområde og formål, dens konsesjonssystem og reguleringsteknikk, samt de organer som forvalter loven med supplerende forskrifter. Deretter vil jeg gi en oversikt over den videre fremstillingen.

## 1.2 Lovens virkeområde og formål

---

<sup>4</sup> Endringene trådte i kraft 1. januar 2002.

<sup>5</sup> Lovendringen trådte i kraft 1. juli 2006. Forskriftsendringene trådte i kraft 1. januar 2007.

<sup>6</sup> Europa-Parlamentets og Rådets Direktiv 2003/54/EC (som erstattet Direktiv 96/92/EC). Europa-Parlamentets og Rådets Forordning 1228/2003.

<sup>7</sup> Hammer, Tilrettelegging av kraftmarkedet, s. 26.

### 1.2.1 Virkeområde

Energilovens *saklige* virkeområde er angitt i enl § 1-1 første ledd. Loven kommer til anvendelse på “produksjon, omforming, overføring, omsetning og fordeling av energi.” I forbindelse med 2001-revisjonen ble det vedtatt at loven også skulle regulere bruk av energi. Dette førte blant annet til at man føyde til “bruk” i lovens tittel og i dens formålsbestemmelse. Derimot er “bruk” fortsatt ikke nevnt under angivelsen av det saklige virkeområdet. Dette får likevel ikke praktisk betydning for de bestemmelser i loven som etter sitt innhold gjelder energibruk, jfr. enl § 4-4.

Virkeområdet fremstår som vidtfavnende. For det første omfatter uttrykket “energi” både elektrisk energi og varmeenergi. Elektrisk energi kan være produsert på grunnlag av ulike energibærere, herunder vannkraft, vindkraft, solkraft, fossile brensler (kull, olje, gass) og kjernefysisk brensel (kjernekraft). Varmeenergi kan være produsert i fjernvarme- og fjernkjøleanlegg.<sup>8</sup> En rekke former for energiproduksjon omfattes etter dette av loven. Loven gjelder dog ikke utvinning og transport av petroleum.<sup>9</sup> For det annet refererer virkeområdet seg til alle de suksessive trinnene i den prosess, der en energibærer omdannes til energi i et kraftverk og siden føres ut på et nett til sluttbrukernes installasjoner.

Vi kan etter dette si at energiloven er funksjonelt avgrenset til ressursstrømmene i energisektoren.<sup>10</sup> Imidlertid er lovens praktiske anvendelse i det vesentlige begrenset til vannkraftsektoren. Mer enn 99% av all produsert elektrisk kraft i Norge er

<sup>8</sup> Ot prp nr 43 (1989-90) s. 83.

<sup>9</sup> Dette er klart forutsatt i forarbeidene, se Ot prp nr 43 (1989-90) s. 83. Petroleumsløven (lov 29. november 1996 nr. 72) gjelder virksomhet knyttet til undersjøiske petroleumforekomster, jfr. petrl § 1-4. Utvinning av petroleum i grunnen under norsk landområde reguleres av en egen lov av 4. mai 1973 nr. 21. I forbindelse med gjennomføringen av gassmarkedsdirektivet (Europa-Parlamentets og Rådets Direktiv av 22. juni 1998) i norsk rett har Olje og energidepartementet foreslått en egen lov om overføring, distribusjon, forsyning og lagring av naturgass. Loven vil regulere slike aktiviteter på norsk landterritorium.

<sup>10</sup> Eckhoff, Statens styringsmuligheter s. 129-130, definerer ressursstrøm som en prosess der et naturprodukt gjennomgår suksessive forandringer som følge av menneskers inngrep. Ressursstrømmen i kraftforsyningen er nærmere beskrevet av Hammer, Tilrettelegging av kraftmarkedet, 41-44. I andre sammenhenger taler man gjerne om verdikjede.

vannkraftbasert.<sup>11</sup> Produksjon mv. av varmekraft vil ikke bli behandlet i denne fremstillingen.

I forlengelsen av lovens saklige virkeområde oppstår spørsmål om forholdet til annen lovgivning. Vassdragsreguleringsloven regulerer utbyggingen av ressursstrømmen (i form av reguleringsmagasiner, luker, og tunneller mv.) til og med kraftverket. Energiloven regulerer også produksjonsfunksjonen, jfr. enl § 1-1 første ledd. Isolert sett vil kraftverket i sin helhet omfattes av lovens definisjon av elektrisk anlegg, idet den refererer seg til den elektriske utrustningen *og* tilhørende bygningstekniske konstruksjoner, jfr. enl § 1-3 første ledd. Energiloven får imidlertid ikke anvendelse overfor disposisjoner og tiltak som omfattes av industrikonsesjonsloven og vassdragsreguleringsloven, jfr. enl § 1-1 tredje ledd.<sup>12</sup> Det betyr at dersom kraftverket etableres som ledd i en vannkraftutbygging, får energiloven kun anvendelse for så vidt angår den elektriske utrustningen i kraftverket og tilhørende kraftledninger. Det følger også av enl § 2-1 fjerde ledd som regulerer samordningen av de respektive konsesjonssøknader i slike tilfeller.<sup>13</sup> Dersom det kun bygges et kraftverk, og utbyggingen ikke får konsekvenser for vannføringen i vassdraget, gjelder energiloven fullt ut.

Energilovens *geografiske* virkeområde er avgrenset til norsk landterritorium og indre farvann. Det følger antitetisk av enl § 1-1 annet ledd, som fastslår at loven ikke gjelder norsk sjøterritorium. Den gjelder derved heller ikke i den økonomiske sonen og på kontinentalsokkelen utenfor sjøterritoriet.<sup>14</sup> Dette har likevel ikke reist problemer i forhold til utvekslingen av kraft gjennom de undersjøiske kablene mot Danmark og den forestående kabelen til Nederland (NorNed). Bygging og drift av kablene og kraftutvekslingen gjennom kablene er fra norsk side gjenstand for separate konsesjoner i henhold til energiloven. Begge aktiviteter har nær funksjonell tilknytning til virksomhet som klart omfattes av lovens geografiske virkeområde.<sup>15</sup>

---

<sup>11</sup> Fakta 2006 s. 15.

<sup>12</sup> Ot prp nr 43 (1989-90) s. 83.

<sup>13</sup> Spørsmålet om samordnet forvaltning blir nærmere behandlet i pkt. 2.3

<sup>14</sup> Videre kan Kongen bestemme at deler av loven skal gjøres gjeldende på Svalbard, jfr. enl § 1-1 femte ledd.

<sup>15</sup> Jeg kommer nærmere tilbake til dette. Se pkt. 4.7.3.

### 1.2.2 *Formål*

Enl § 1-2 angir lovens formål og lyder som følger:

“Loven skal sikre at produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi foregår på en samfunnsmessig rasjonell måte, herunder skal det tas hensyn til allmenne og private interesser som blir berørt.”

Etter ordlyden gis det anvisning på et hensyn til rasjonell utnyttelse, som er gjennomgående i forhold til utøvelsen av de suksessive funksjonene i ressursstrømmen. Samtidig er hensynet meget vidt; det omfatter også berørte interesser av ulike slag. Vi kan tale om et overordnet begrep i lovens forstand. Kjernen i begrepet rasjonell utnyttelse er samfunnsøkonomisk effektivitet, hvilket innebærer at det ikke sløses med samfunnets knappe ressurser. Forarbeidene fremhever at et karakteristisk trekk ved kraftforsyningen før energiloven var manglende økonomisk effektivitet i utøvelsen av produksjons-, overførings-, og fordelingsfunksjonene. Det førte til overinvesteringer i kraftforsyningen. I tillegg var kraftforbruket lite fleksibelt, selv om produksjonen i vannkraftsystemet kan variere betydelig fra år til år.<sup>16</sup> Med andre ord var det tale om så vel økonomisk sløsing i form av overinvesteringer (i kraftforsyningen), som fysisk sløsing i form av for høyt kraftforbruk. Det er en nær sammenheng mellom disse formene for effektivitetstap, idet fysisk sløsing hos sluttbrukerne over tid fører til overinvesteringer i kraftforsyningen.

Samtidig presiserer ordlyden at også allmenne og private interesser som blir berørt av virksomheten, skal ivaretas. I den grad slike interesser kan verdsettes økonomisk, hører de inn under begrepet samfunnsøkonomisk effektivitet, slik det er utviklet i økonomisk teori.<sup>17</sup> Det vil typisk gjelde private interesser som grunneierinteresser og forbrukerinteresser. Allmenne interesser kan imidlertid omfatte mer enn økonomiske interesser. Ifølge forarbeidene hører “bl.a. vitenskap, kultur, naturvern og friluftsliv, landskap, fugletrekk, fisk, næringsliv samt det berørte lokalsamfunn og de berørte

---

<sup>16</sup> Ot prp nr 43 (1989-90) s. 15.

kommuner” til allmenne interesser.<sup>18</sup> Det betyr at også ikke-økonomiske interesser og fordelingspolitiske hensyn knyttet til berørte kommuner og lokalsamfunn hører under rasjonell utnyttelse. Følgelig blir lovens overordnede begrep rasjonell utnyttelse et videre begrep enn samfunnsøkonomisk effektivitet.

Lovens formål er utdypet i energilovforskriftene og i NVEs forskrifter. Formålsangivelsen er ordrett gjentatt i enf § 1-2, slik at denne bestemmelsen ikke gir ytterligere veiledning. Derimot gir enf § 4-1 om formålet med omsetningskonsesjon veiledning, idet reguleringen av kraftmarked og nettmonopol er forankret til denne konsesjonen. Jeg kommer tilbake til denne formålsangivelsen.<sup>19</sup>

## 1.3 Konsesjonssystem og reguleringsteknikk

### 1.3.1 *Oversikt*

For å nå formålet oppstiller loven et konsesjonssystem, der reguleringsgjenstanden er sentrale funksjoner i ressursstrømmen. Konsesjonssystemet består av følgende komponenter:

- Konsesjon for bygging og drift av elektriske anlegg (anleggskonsesjon).
- Konsesjon for bygging og drift av anlegg for fordeling av elektrisk energi (områdekonsesjon).
- Konsesjon for omsetning av energi (omsetningskonsesjon).
- Konsesjon for utførsel og innførsel av elektrisk energi (utenlandskonsesjon).
- Konsesjon for organisering og drift av markedsplass for omsetning av elektrisk energi (markedsplasskonsesjon).

Markedsplasskonsesjonen ble innført i loven ved 2001-revisjonen. Samtidig ble det inntatt bestemmelser, hvoretter departementet utpeker en avregningsansvarlig og en systemansvarlig. Den avregningsansvarlige og den systemansvarlige utøver sentrale funksjoner i forhold til kraftmarkedet, som har preg av forvaltningsmyndighet. I den grad

---

<sup>17</sup> En oversiktlig fremstilling av begrepet samfunnsøkonomisk effektivitet i energisektoren er gitt i NOU 1998: 11 s. 59-67.

<sup>18</sup> Ot prp nr 56 (2000-2001) s. 13.

<sup>19</sup> Se pkt. 1.3.2.

funksjonene utøves av foretak utenfor stats- og kommuneforvaltningen, er det tale om funksjonelle forvaltningsorganer.<sup>20</sup> Formelt har Statnett fått egne konsesjoner som avregningsansvarlig og systemansvarlig. Med andre ord er selve myndighetstildelingen (delegasjonen) gitt i form av en konsesjon.<sup>21</sup> Disse konsesjonene har så stor betydning at de må anses som en del av konsesjonssystemet. Det gir også best sammenheng med situasjonen før 2001-revisjonen. Da utøvde den avregningsansvarlige og den systemansvarlige sin myndighet i henhold til en spesiell form for omsetningskonsesjon.

Med utgangspunkt i konsesjonssystemet har staten regulert kraftmarked og nettmonopol gjennom konsesjonsvilkår, særlig vilkår for omsetningskonsesjoner. Man inntok her en meny over standard konsesjonsvilkår i energiloven, hvis innhold ble nærmere utdypet i energilovforskriftene. Etterhvert som NVE utviklet sine detaljforskrifter, fikk reguleringen mer og mer preg av generell regulering. Ved 2001-revisjonen tok man konsekvensen av dette; lovens meny over standardvilkår har nå også blitt en meny over temaer for nærmere forskriftsregulering, jfr. enl § 3-4 (anleggskonsesjon og områdekonsesjon) og § 4-1 (omsetningskonsesjon). Ved 2001-revisjonen har man i tillegg kodifisert konsesjonspraksis på flere punkter, dvs. at individuelle konsesjonsvilkår har blitt inntatt i den generelle reguleringen. Også dette er en vanlig reguleringsteknikk på områder preget av dynamisk utvikling.

### *1.3.2 Nærmere om omsetningskonsesjon*

Reguleringen av kraftmarked og nettmonopol er i betydelig grad forankret til omsetningskonsesjonen. Det innebærer at omsetningskonsesjonærene er pliktsubjekter etter markedsreguleringen, slik den er nedfelt i energiloven med forskrifter. NVE er delegert kompetanse til å gi omsetningskonsesjoner.

Utgangspunktet fremgår av enl § 4-1 første ledd første punktum som bestemmer: “Uten konsesjon kan ingen andre enn staten stå for omsetning av elektrisk energi.” Etter lovens ordlyd synes bestemmelsen kun å rette seg mot omsetningsfunksjonen, dvs. kraftmarkedet,

---

<sup>20</sup> Jeg kommer nærmere tilbake til dette. Se pkt. 1.4.2.

<sup>21</sup> Dette er klart forutsatt i forarbeidene. Se Ot prp nr 56 (2000-2001) s. 56 og 57.



men her må man se hen til enf §§ 4-1 og 4-2 som regulerer henholdsvis formålet med og virkeområdet for konsesjonsordningen. Enf § 4-1 lyder:

“Konsesjonsordningen for omsetning av elektrisk energi har som formål å sikre en samfunnsmessig rasjonell kraftomsetning og nettvirksomhet gjennom å legge til rette for et effektivt kraftmarked og en effektiv drift, utnyttelse og utvikling av elektrisitetsnett. Det skal tas hensyn til allmenne og private interesser som blir berørt.”

Som det fremgår av bestemmelsen, har konsesjonsordningen et *dobbelt* formål; den retter seg både mot kraftmarked og nettmonopol. I begge henseende presiseres lovens formålsbestemmelse for så vidt angår samfunnsøkonomisk effektivitet, som utgjør kjernen i begrepet “rasjonell utnyttelse”, jfr. enl § 1-2.<sup>22</sup>

Ifølge enf § 4-2 første ledd gjelder konsesjonsplikten “alle former for leveranse av energi”. Her må det skilles mellom transaksjoner som gjelder levering av kraft som fysisk vare (fysisk handel), og transaksjoner som gjelder prissikring av et kraftvolum som er kontrahert i elspotmarkedet (finansiell handel). Energilovens omsetningskonsesjon gjelder kun fysisk handel. Finansiell handel reguleres av børsløvs og verdipapirhandellov. Jeg går ikke mye inn på finansiell handel i denne fremstillingen. Lovens og forskriftenes ordlyd kan gi inntrykk av at konsesjonsplikten refererer seg til den enkelte transaksjon, men det har ikke vært meningen. Forarbeidene signaliserer klart at man tilsikter en generell konsesjon innenfor en angitt tidsramme, og slik blir konsesjonsordningen også praktisert.<sup>23</sup> Systemet med tidsbegrensede konsesjoner har muliggjort en gradvis tilpasning av konsesjonsvilkår ettersom kraftmarkedet har utviklet seg.<sup>24</sup>

Enf § 4-2 annet ledd presiserer virkeområdet for omsetningskonsesjonen ved å angi hvem som er underlagt konsesjon. Også her reflekteres konsesjonsordningens dobbelte formål. For det første omfattes enheter som omsetter energi. Slike enheter kan være produsenter

---

<sup>22</sup> Se pkt. 1.2.2.

<sup>23</sup> Ot prp nr 43 (1989-90) s. 50-51 og s. 91.

eller mellommenn som kjøper og videreselger kraft i eget navn, dvs. omsettere. Derimot omfattes ikke meglere som kun formidler kontakt mellom selgere og kjøpere, idet slike aktører ikke tar selvstendige posisjoner i markedet. Rene sluttbrukere trenger ikke konsesjon. For det annet omfattes enheter som “kan stå i en eller annen form for monopolsituasjon”. Deretter angis en krets av aktører som hører til denne kategorien, men angivelsen er ikke uttømmende, jfr. “blant annet”. Kretsen omfatter primært aktører som eier eller driver nett på ulike nivåer, dvs. nettselskap. Tidligere gjaldt omsetningskonsesjonen også Statnett som systemansvarlig og avregningsansvarlig, samt Nord Pool som administrator av elspotmarkedet. Etter 2001-revisjonen er Statnetts funksjoner forankret til konsesjoner etter enl §§ 5A-1 (systemansvar) og 4-3 (avregningsansvar). I tillegg er Nord Pools markedsadministrasjon undergitt en egen konsesjon etter enl § 4-5. I henhold til enf § 4-2 fjerde ledd er nærmere angitte aktører unntatt konsesjonsplikt, herunder gårds- og grendeverk og kommuner/fylkeskommuner for så vidt angår deres disponering av konsesjonskraft. NVE avgjør i tvilstilfelle om konsesjonsplikt foreligger, jfr. enf § 4-2 femte ledd. Jeg går ikke nærmere inn på disse bestemmelser.

Omsetningskonsesjonen omfatter etter dette en rekke aktører med til dels ulike funksjoner i de aktuelle markeder. NVE praktiserer ulike typer omsetningskonsesjoner ettersom konsesjonæren er nettselskap/produsent, nettselskap i konsern, kommune, ren omsetter eller utenlandsk foretak. Det tildeles også omsetningskonsesjoner på forenklede vilkår, jfr. enf § 4-2 tredje ledd. Forutsetningen er da at den konsesjonspliktige virksomheten er av begrenset omfang. For hver konsesjonstype fastsettes vilkår i henhold til enl § 4-1 tredje ledd. I praksis er disse vilkårene standardiserte. Ellers vil vilkårene for omsetningskonsesjoner følge av de generelle bestemmelsene i loven, energilovforskriftene og NVEs forskrifter.<sup>25</sup> Her viser jeg til den videre fremstillingen.

Pliktsubjektet etter energiloven og energilovforskriftene er konsesjonæren. Når det gjelder reguleringen av kraftmarked og nettmonopol vil det si omsetningskonsesjonæren. I NVEs

---

<sup>24</sup> Hammer, Tilrettelegging av kraftmarkedet, s. 171-172. I løpet av de siste 10 årene har det vært seks konsesjonsrunder. I den siste runden ble konsesjoner gitt fra 1 januar 2002 til og med 31 desember 2006.

forskrifter er pliktsubjektet presisert ettersom det er tale om produsent, omsetter, nettselskap, eller en kombinasjon av slike aktører. I den videre fremstillingen velger jeg å presisere hvilken aktør som etter den aktuelle sammenheng er pliktsubjekt.

## **1.4 Energiforvaltningen**

### *1.4.1 Institusjonelle forvaltningsorganer*

Med energiforvaltningen forstås de organer som utøver forvaltningsmyndighet etter energiloven med forskrifter. Det kan her skilles mellom organer innenfor statsforvaltningen (institusjonelle forvaltningsorganer), og organer utenfor statsforvaltningen som er tillagt forvaltningsmyndighet på funksjonelt avgrensede områder (funksjonelle forvaltningsorganer).

Til de institusjonelle organene hører Olje- og energidepartementet (departementet) og Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE). Ved 2001-revisjonen ble departementet tillagt generell vedtakskompetanse etter loven, jfr. enl § 2-2 første ledd.<sup>26</sup> Dette omfatter kompetanse til å gi konsesjoner etter loven, inkludert utpeking av avregningsansvarlig og systemansvarlig, og kompetanse til å gi forskrifter etter loven. Departementet skal også føre tilsyn med at bestemmelser gitt i og i medhold av loven, herunder vilkår for konsesjoner, blir overholdt. I denne forbindelse kan departementet treffe kontrollvedtak i form av pålegg og tvangsmulkt, jfr. enl §§ 7-1 og 7-3. Departementet har delegert sitt tilsyn og sin kompetanse for så vidt angår enkeltvedtak til NVE.<sup>27</sup> Fra dette utgangspunktet har man oppstilt visse unntak, blant annet kompetansen til å gi utenlandskonsesjon. Departementet er klageorgan i forhold til NVEs enkeltvedtak, og kan ellers utøve organisasjons- og instruksjonsmyndighet i henhold til vanlige prinsipper for hierarkisk statsforvaltning.

I tillegg til delegert kompetanse har NVE direkte forskriftskompetanse etter energilovforskriftene, jfr. enl § 7-1. Ifølge bestemmelsen kan NVE gi nærmere forskrifter

---

<sup>25</sup> I konsesjonene har man inntatt en generell henvisning til gjeldende regelverk, samt en oppstilling av NVEs forskrifter.

<sup>26</sup> Tidligere lå denne myndigheten til Kongen, som delegerte den til departementet, jfr. kgl. res. 18. januar 1991.

til utfylling og gjennomføring av energilovforskriftene for så vidt gjelder 18 nærmere angitte temaer. Opplistingen er ment å være uttømmende.<sup>28</sup> Etter energilovens markedsreform har NVE i praksis fremstått som den aktive regulator av kraftmarked og nettmonopol. Departementet har spilt en relativt tilbaketrukket rolle sammenlignet med situasjonen før markedsreformen. Dette er ikke et typisk norsk fenomen; samme utvikling har foregått i andre land som har gjennomført tilsvarende reformer.<sup>29</sup>

Som følge av 2001-revisjonen ble NVE utpekt som rasjoneringsmyndighet. I den forbindelse kan NVE iverksette tvangsmessige leveringsinnskrenkninger og rekvisisjon av kraft, jfr. enl § 5A-2. I tillegg ble NVE utpekt som beredskapsmyndighet.<sup>30</sup> Beredskapsmyndigheten leder kraftforsyningen under beredskap og i krig og treffer nødvendige sikringstiltak, jfr. enl kap. 6. Jeg går ikke nærmere inn på rasjonering og beredskap i denne fremstillingen.

#### 1.4.2 *Funksjonelle forvaltningsorganer*

Forarbeidene til energiloven trakk opp et organisatorisk program for kraftforsyningen.<sup>31</sup> Det sentrale elementet i dette programmet var en omorganisering av forvaltningsbedriften Statskraftverkene i henhold til det reguleringspolitiske skillet mellom marked og monopol. I henhold til dette skillet ble Statskraftverkene skilt ut fra staten og delt opp i to statsforetak, Statkraft SF og Statnett SF.<sup>32</sup> Omorganiseringen representerer et selskapsmessig skille mellom overføring (transmisjon) av kraft og øvrige funksjoner i kraftforsyningen, som går lengre enn minimumskravene etter kraftmarkedsdirektivet. Direktivet krever et selskapsmessig og funksjonelt skille mellom enheter innenfor vertikalt

---

<sup>27</sup> Departementets brev til NVE av 23 august 2006 (som avløste tidligere brev av 14. desember 2001).

<sup>28</sup> Opplistingen ble tatt inn i forbindelse med endringen av energilovforskriftene i 1999, jfr. kgl. res. 18. februar 1999. Foredraget til resolusjonen presiserer at opplistingen er uttømmende.

<sup>29</sup> Hammer, *Tilrettelegging av kraftmarkedet*, s. 400-402.

<sup>30</sup> Denne kompetansefordelingen er opprettholdt i departementets seneste delegasjonsbrev til NVE av 23. august 2006.

<sup>31</sup> Ot prp nr 43 (1989-90) kap. IV.

<sup>32</sup> Omorganiseringen skjedde på grunnlag av St prp nr 100 (1990-91), jfr. Innst S nr 28 (1991-92). Organiseringen av Statnett ble nylig drøftet av Stortinget i forbindelse med St prp nr 1 Del IV (2001-2002), jfr. Innst S nr 83 (2001-2002). Behandlingen førte ikke til endringer av Statnetts organisering.

integreerte virksomheter, jfr. art.10 (for så vidt angår transmisjonssystemoperatører). Direktivets krav ble gjennomført i energiloven ved 2006-revisjonen.<sup>33</sup>

Statnett har fått konsesjon som avregningsansvarlig, jfr. enl § 4-3 annet ledd, og systemansvarlig, jfr. enl § 5A-1 annet ledd. Som avregnings- og systemansvarlig utøver Statnett sentrale funksjoner hva gjelder tilrettelegging av kraftmarkedet. Til dels er det tale om utøvelse av forvaltningsmyndighet i henhold til NVEs forskrifter. I tillegg forestår Statnett som anleggs- og omsetningskonsesjonær utbygging og drift av anleggsdeler i sentralnettet og deler av regionalnettet. Statnetts funksjoner vil bli utførlig omtalt i den videre fremstillingen.

Statkraft skal i utgangspunktet forestå produksjon og omsetning av kraft, dvs. virksomhet som i henhold til energilovens forutsetninger er gjenstand for konkurranse. Som produsent og omsetter er Statkraft regulert på lik linje med andre markedsaktører. Statkraft er med andre ord ikke en del av energiforvaltningen.

Nord Pool Spot AS administrerer elspotmarkedet i henhold til sin markedsplasskonsesjon. I denne forbindelse funksjonerer Nord Pool Spot som et markedstilsyn på vegne av NVE. Nord Pool Spot overvåker markedet og rapporterer overtredelser av regelverket til NVE. Etter mitt skjønn utøver Nord Pool her en forvaltningsfunksjon.

Som ledd i 2001-revisjonen ble NVEs ansvar for energiøkonomisering flyttet til et nytt organ, Enova SF. Enova forvalter et fond (Energifondet) som skal anvendes til tiltak rettet mot omlegging av energibruk og energiproduksjon. Fondet finansieres av omsetningskonsesjonærene gjennom et påslag i nettariffen, jfr. enl § 4-4.<sup>34</sup> Enova må anses som et funksjonelt forvaltningsorgan, når det tildeler midler for å fremme energiøkonomisering. Tildeling av offentlig støtte regnes som myndighetsutøvelse i forvaltningslovens forstand, dersom tildelingen skal ivareta bredere samfunnsøkonomiske

---

<sup>33</sup> Enl §§ 4-6 og 4-7.

<sup>34</sup> Denne bestemmelsen kom inn i energiloven gjennom en separat lovendring, jfr. Ot prp nr 35 (2000-2001) og Innst S nr 59 (2000-2001).

eller samfunnsmessige hensyn.<sup>35</sup> Sistnevnte kriterium er oppfylt her; energiøkonomisering hører under energilovens overordnede begrep rasjonell utnyttelse, og bidrar derved til å fremme lovens formål, jfr. enl § 1-2. Departementet har imidlertid foreslått en tilføyelse til enl § 4-4, der foretaket unntas fra forvaltningslovens regler om enkeltvedtak og klage.

Både Statkraft, Statnett og Enova er organisert som statsforetak etter lov 30. august 1991 nr. 71.<sup>36</sup> Et statsforetak kan kun eies av staten. Foretaksmøtet er selskapets øverste organ; her representerer departementet staten som eier og utøver foretakets øverste myndighet. Det betyr at staten kan styre foretaket som eier. Ifølge statsforetakslovens forarbeider er organisasjonsformen tenkt brukt på områder der staten ønsker å ivareta spesielle samfunnshensyn eller “sektorpolitiske funksjoner” i tillegg til forretningsmessige hensyn.<sup>37</sup> Når det gjelder Statkraft og Statnett, har eierstyringen i det vesentlige uteblitt bortsett hva gjelder industrikraftkontraktene.<sup>38</sup> Staten har styrt som regulator gjennom energiloven med forskrifter.<sup>39</sup>

## 1.5 Videre fremstilling

I denne fremstillingen anlegger jeg et *investeringsperspektiv*. I pkt. 3 og 4 behandles de deler av regelverket som gjelder henholdsvis kraftmarked og nettmonopol. Jeg vil i denne forbindelse belyse hvilken betydning markedsreguleringen har for nye investeringer i kraftproduksjon og nett. Sagt på en annen måte; hvilke investeringssignaler kan utledes av disse markedene? Deretter går jeg over til å se nærmere på investeringer i nett og produksjon (pkt. 5). Fokus ligger her på energiplanlegging og økonomiske virkemidler som kan stimulere til utbyggingsaktivitet. Jeg vil også belyse hvilke investeringsplikter som kan utledes av energilovgivningen. Til slutt går jeg over til selve konsesjonssystemet for utbygging av nett (pkt. 5) og produksjon (pkt. 6).<sup>40</sup> I et investeringsperspektiv blir det da nødvendig å belyse hvilke skranker konsesjonssystemene medfører for nye

---

<sup>35</sup> Eckhoff og Smith, Forvaltningsrett, s. 466.

<sup>36</sup> Produksjons- og omsetningsaktivitetene i Statkraft er nå skilt ut som et heleid datterselskap, Statkraft ASA. Kun morselskapet er nå et statsforetak.

<sup>37</sup> NOU 1991: 8 s. 39-46.

<sup>38</sup> Hammer, To EØS-rettslige studier, s. 2-5.

<sup>39</sup> Hammer, Tilrettelegging av kraftmarkedet, s. 184-185.

investeringer i produksjon og nett. Rammene for denne fremstillingen tillater kun en oversikt.

De aktuelle markeder kan karakteriseres som *nettbundne* markeder; kraftnettet danner den fysiske rammen for omsetning av kraft og nettjenester, og sentrale markedsaktører er selv netteiere og/eller tilknyttet nettet som produsenter eller sluttbrukere av kraft.<sup>41</sup> Det nettbundne aspektet gjennomsyrrer reguleringen av kraftmarked og nettmonopol. På denne bakgrunn finner jeg det hensiktsmessig å presentere noen faktiske og rettslige utgangspunkter hva gjelder kraftnettet, og de krav til produktet som omsettes der.

## **2 Faktiske og rettslige utgangspunkter**

### **2.1 Kraftnettet**

Norsk kraftforsyning var i utgangspunktet et distriktpolitisk prosjekt. Vannkraftressursene er spredt over det ganske land. Dette ga grunnlaget for en sterk kommunal rolle i vannkraftutbyggingen på slutten av 1800-tallet og begynnelsen av 1900-tallet. Statens rolle var til å begynne med begrenset til å regulere den nye virksomheten som konsesjonsmyndighet. Etterhvert begynte staten også å engasjere seg i utbygging av større vannfall og et kraftnett med høyt spenningsnivå for å sikre en landsdekkende kraftforsyning. I gjenreisningsperioden etter 1945 påtok staten seg også rollen som storleverandør av kraft til den kraftkrevende industrien. Før energilovens markedsreform skjedde den statlige utbyggingen i regi av Statskraftverkene, opprinnelig ett av fire direktorater i NVE.<sup>42</sup>

Kraftnettets organisering reflekterer den historiske utviklingen. Nettet er organisert i tre nivåer etter anleggenes spenningsnivå. Inndelingen er hierarkisk ordnet med sentralnettet som øverste nivå. Sentralnettet administreres av Statnett og er en landsomfattende enhet,

---

<sup>40</sup> Jeg går ikke nærmere inn på reglene som gjaldt før energiloven og bakgrunnen for energilovens markedsreform. Disse forhold er utførlig omtalt i teorien. Se Hammer, Tilrettelegging av kraftmarkedet, kap. 9 - 15.

<sup>41</sup> Jeg har tidligere omtalt kraftmarkedet som et nettbundet marked. En rekke markeder har tilsvarende karakteristika, herunder gassmarkedet og telekommunikasjonsmarkedet. Se Hammer, Tilrettelegging av kraftmarkedet, s. 30 og 38.

<sup>42</sup> Hveding, Vannkraft i Norge, s. 58-60.

som omfatter overføringslinjer med tilhørende anleggsdeler på høyeste spenningsnivå mellom 132 og 420 kV. Disse spenningsnivåene muliggjør overføring av større kraftmengder over lengre strekninger. Sentralnettets funksjon er å knytte sammen produksjon og forbruk i ulike deler av landet. Foruten underliggende nett er større produsenter og enkelte store sluttbrukere tilknyttet sentralnettet. I sentralnettet inngår også utenlandsforbindelsene, som knytter det nasjonale kraftsystemet til utenlandske systemer.

Regionalnettene administreres av regionale nettselskap. Regionalnettene omfatter i hovedsak anleggsdeler på spenningsnivå mellom 66 og 132 kV. De dekker hver et større geografisk område tilsvarende et fylke. Regionalnettene fungerer som bindeledd mellom sentralnettet og distribusjonsnettene. Produsenter og større sluttbrukere er tilknyttet regionalnettene.

Distribusjonsnettene administreres av regionale/lokale nettselskap. Distribusjonsnettene omfatter i hovedsak anleggsdeler på spenningsnivå mellom 0,23 og 22 kV. De dekker hver et geografisk område som normalt tilsvarer en kommune. Nettene distribuerer kraft til vanlige sluttbrukere, typisk husholdninger. I tillegg er små vannkraftprodusenter tilknyttet distribusjonsnettene.

Man skal merke seg at avgrensningen mellom de administrative nivåene ikke er skarp. Det betyr at det i noen grad er et skjønnsspørsmål hvilke anlegg som naturlig bør inngå i et nett, og at vurderingen kan endre seg over tid. Dessuten har man i en rekke land organisert nettet i kun to nivåer; sentralnett (transmisjonsnett) og distribusjonsnett.

Kraftmarkedsdirektivet har lagt til grunn denne inndelingen, jfr. kap. IV om drift av transmisjonssystemer og kap. V om drift av distribusjonssystemer.<sup>43</sup>

## 2.2 Leveringskvalitet

Ifølge enf § 5A-3, som utfyller enl § 5A-3, kan det settes krav til leveringskvalitet “overfor aktørene i kraftsystemet”. Bestemmelsen avløser enf § 3-7 bokstav b) som kun rettet seg



mot områdekonsesjonærer. Nå er kretsen av pliktsubjekter utvidet, selv om kretsen ikke er nærmere presisert. Uttrykket “aktørene i kraftsystemet” omfatter alle som eier/driver anlegg i eller tilknyttet nettet, dvs. den systemansvarlige, nettselskap, produsenter og sluttbrukere. Men det betyr ikke at alle aktørene er like sentrale pliktsubjekter. Det avhenger av hvilke aspekter ved leveringskvaliteten som er gjenstand for regulering. NVE har nå fastsatt nærmere forskrifter om leveringskvalitet i kraftsystemet (fol med hjemmel i enf § 7-1 bokstav m), som utdyper kravene til leveringskvalitet. Her vil det kun bli gitt en oversikt over hovedkomponenter i begrepet.

Begrepet leveringskvalitet består av følgende hovedkomponenter:

- Spenningskvalitet: Spenningen er et uttrykk for den kraft som driver elektrisiteten gjennom en ledning. For lav spenning betyr redusert evne for nettet til å overføre kraft, mens for høy spenning kan skade de anlegg som er tilknyttet nettet. Ansvaret for spenningskvaliteten tilligger nettselskap på alle nivåer, inklusive Statnett som operatør for sentralnettet. Fol oppstiller her en rekke nærmere kriterier for hvilke krav spenningen skal tilfredsstillere. Disse vil ikke bli presentert her, bortsett fra spenningens frekvens.
- Spenningens frekvens (frekvenskvalitet): Spenningens frekvens er et uttrykk for den samlede balansen mellom produksjon og forbruk i kraftsystemet. Vi taler her om en momentan balanse (balanse i nuet). Ansvaret for spenningens frekvens tilligger Statnett som systemansvarlig.
- Leveringspålitelighet: Dette er et uttrykk for sannsynligheten for utfall av produksjons- eller nettkapasitet som fører til totalt avbrudd i kraftleveransen. Ansvaret for leveringspåliteligheten tilligger nettselskap på alle nivåer.

På denne bakgrunn vil det være den systemansvarlige og nettselskap på ulike nivåer som vil være sentrale pliktsubjekter i forhold til vedtak om leveringskvalitet, avhengig av hvilke aspekter ved leveringskvaliteten man regulerer. En annen sak er at Statnett som systemansvarlig er gitt vedtakskompetanse overfor en rekke andre aktører i kraftsystemet,

---

<sup>43</sup> Da Stortinget sist behandlet Statnetts organisering, tok man til orde for en vurdering av to nettnivåer. Se Innst S nr 83 (2001-2002) s. 4.

slik at også disse kan bli pliktsubjekter i forhold til vedtak av betydning for leveringskvaliteten. Det kommer jeg nærmere tilbake til.<sup>44</sup>

Skjerpede krav til leveringskvalitet vil kunne innebære investeringer for de aktuelle pliktsubjekter. Indirekte pålegges de da en investeringsplikt. Når det nærmere gjelder leveringspåliteligheten (som utgjør en del av leveringskvaliteten), vil nettselskap også kunne risikere “en økonomisk straff” for avbrudd gjennom bestemmelsene om kvalitetsjustert inntektsramme, den såkalte KILE-ordningen.<sup>45</sup>

### **3 Tilrettelegging av kraftmarkedet**

#### **3.1 Oversikt**

Kraftmarkedet er et nettbundet marked; den omsatte varen er i nettet. Markedets fysiske særtrekk stiller spesielle krav hva gjelder tilrettelegging for effektiv konkurranse. For det første kan ikke elektrisk kraft lagres. Det betyr at det til enhver tid må være fysisk balanse mellom samlet produksjon og samlet forbruk i kraftsystemet. I tillegg må kraften oppfylle øvrige vilkår for tilfredsstillende leveringskvalitet. Vi kan tale om en *fysisk* tilrettelegging av markedet. Den fysiske tilretteleggingen av kraftmarkedet skjer gjennom driftskoordineringen. For det annet styres kraftproduksjonen av forbruket; hver gang sluttbrukeren kobler inn sitt apparat på strømkretsen produseres automatisk og samtidig den energi som medgår til apparatets forbruk.<sup>46</sup> Men forbruket varierer med temperaturforholdene, slik at det alltid vil være et visst mer- eller mindreuttak av kraft i forhold til kontraherte volumer. Dette avviket må korrigeres, slik at det oppstår en finansiell balanse mellom samlet produksjon og samlet forbruk i kraftsystemet. Vi kan tale om en *finansiell* tilrettelegging av markedet. Den finansielle tilretteleggingen av kraftmarkedet skjer gjennom avregningskoordineringen. For det tredje kan kraftnettet sammenlignes med en vanntank, der produsenter fyller på vann, mens sluttbrukere tar ut vann. I praksis vil sluttbrukerens uttak stamme fra en annen aktør enn den som sluttbrukeren har inngått kontrakt med. Det spiller likevel ingen rolle; i prinsippet kan forbruket avregnes overfor en hvilken som helst produsent eller omsetter. Forutsetningen

---

<sup>44</sup> Se pkt. 3.2.4.

<sup>45</sup> Se pkt. 4.2.2 (d).

er imidlertid at sluttbrukere, produsenter og omsettere sikres effektiv adgang til kraftmarkedet. Det krever en *strukturell* tilrettelegging av markedet. Den strukturelle tilretteleggingen av kraftmarkedet skjer gjennom ulike former for tariffkoordinering og koordinerte prosedyrer for skifte av kraftleverandør.

Kraftmarkedet tilrettelegges gjennom regulering av nettets koordinerende funksjoner. Det vil si at reguleringsmålet er markedet, mens reguleringsgjenstanden er nettfunksjoner. Disse er regulert i energiloven, energilovforskriftene og i NVEs forskrifter. På flere områder suppleres energiloven av annen lovgivning. Her skal nevnes konkurranseloven og EØS-avtalens konkurranseregler, som generelt regulerer aktørenes markedsadferd og fusjonskontroll. Videre angir børsloven og verdipapirhandelloven (finanslovgivningen) sentrale rammer for det finansielle kraftmarkedet som administreres av Nord Pool ASA. Jeg går imidlertid ikke nærmere inn på konkurranselovgivningen og finanslovgivningen her. Det ville sprengte rammen for denne fremstillingen. Men det er en nær funksjonell sammenheng mellom det fysiske og det finansielle kraftmarkedet som har betydning for investering i ny kraftproduksjon.<sup>47</sup>

I det følgende vil jeg først behandle reguleringen av systemansvaret, dvs. Statnetts driftskoordinering. Denne reguleringen har stor betydning for leveringskvaliteten i kraftsystemet, både på kort og lengre sikt. Men den gir også signaler for investeringer, særlig i ny produksjonskapasitet. Avregningskoordineringen og tariffkoordineringen vil ikke bli behandlet her.<sup>48</sup> Jeg kommer tilbake til hovedaspekter ved tarifferingen i forbindelse med reguleringen av nettmonopolet. Denne reguleringen har stor betydning for investeringer, særlig i ny nettkapasitet.

## 3.2 Systemansvar

### 3.2.1 *Den systemansvarlige*

---

<sup>46</sup> Guttormsen, Elforsyningskontrakten, s. 13-15.

<sup>47</sup> Se pkt. 3.3.3.

<sup>48</sup> Se nærmere om dette hos Hammer, Kraftmarked og nettmonopol, i: Falkanger /Haagensen (red.), Vassdrags- og energirett, s. 686-698.

Ifølge enl § 5A-1 annet ledd utpeker departementet en systemansvarlig som skal sørge for at det til enhver tid er momentan balanse mellom den samlede produksjon og det samlede forbruk i kraftsystemet, hensett til kraftutvekslingen med tilknyttede utenlandske systemer. Bestemmelsen gjennomfører kraftmarkedsdirektivet art. 8 for så vidt angår medlemsstatens plikt til å sørge for utnevning av en systemansvarlig. Den systemansvarlige oppnår momentan balanse gjennom å koordinere disposisjonene til alle aktørene i kraftsystemet, dvs alle som eier eller driver produksjon eller nett, omsettere, sluttbrukere, samt organisert markeds plass (drifts koordinering). Funksjonen er nærmere regulert i enf § 5A-1 og i systemansvars forskriftene (sf).<sup>49</sup> Statnett har fått konsesjon som systemansvarlig.<sup>50</sup>

Regelverket forutsetter at aktørene i kraftsystemet retter seg etter den systemansvarliges pålegg i driftssituasjonen; de kan ikke selv bestemme om de vil delta i drifts koordineringen eller ikke. Denne plikten er nedfelt i enl § 5A-1 tredje ledd.<sup>51</sup> Dette betyr at den systemansvarlige utøver en funksjonell forvaltnings myndighet overfor aktørene i driftssituasjonen. Men den systemansvarlige skal også benytte virkemidler “basert på markeds messige prinsipper”, jfr. enf § 5A-1 fjerde ledd og sf § 4 bokstav d).

Enf § 5A-1 første ledd slår fast at systemansvaret skal utøves på “en samfunns messig rasjonell måte”. Ifølge departementets kommentarer til bestemmelsen skal den systemansvarlige velge de virkemidler og løsninger som samlet sett gir de laveste kostnader for samfunnet. Det sies direkte at “[d]en systemansvarliges målsetning er ikke å oppnå overskudd.” Med andre ord taler man her om et videre økonomisk perspektiv enn det bedrifts økonomiske perspektivet til en vanlig forretnings messig aktør i markedet. Et slikt bredt økonomisk perspektiv kan ellers henføres til staten som lovgiver og forvaltnings myndighet, slik det for eksempel er nedfelt i enl § 1-2, samt til aktører som er tillagt en tjeneste av almen økonomisk betydning (public service), jfr. EØS-avtalen art. 59 nr. 2.<sup>52</sup>

<sup>49</sup> Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet, fastsatt av NVE 7. mai 2002 med hjemmel i enf § 7-1.

<sup>50</sup> Statnetts konsesjon som systemansvarlig av 17. desember 2001. Før etableringen av Statnett ble systemansvaret utøvd av Samkjøringen. Se Hammer, Tilrettelegging av kraftmarkedet, s. 104-106.

<sup>51</sup> Plikten retter seg overfor “[e]nhver som helt eller delvis eier eller driver nett, produksjon eller organisert markeds plass etter § 4-5, samt omsettere og sluttbrukere”. Bortsett fra rene sluttbrukere er alle aktørene omsetnings konsesjonærer, jfr. pkt. 1.3.2.

<sup>52</sup> Hammer, Network markets and public service, s. 45-46.

### 3.2.2 *Avgrensning av systemansvaret*

Systemansvaret omfatter driftskoordineringen, dvs. samordnet drift av anleggsdeler i nettet, samt anleggsdeler som er tilknyttet nettet som produksjons- eller forbruksanlegg. I tillegg omfatter det kraftsystemplanlegging, jfr. enf § 5A-1 femte og sjette ledd.<sup>53</sup>

Systemansvaret gjelder derimot ikke utbygging og drift av det enkelte anlegg. Det ansvaret tilligger anleggs- og områdekonsesjonærene.<sup>54</sup>

Driftskoordineringen skal sikre en tilfredsstillende leveringskvalitet i kraftsystemet. Men den systemansvarlige ivaretar kun de sider ved leveringskvaliteten som krever sentral koordinering. Det gjelder i første rekke spenningens frekvens. Ellers ivaretas leveringskvaliteten av nettselskap på alle nivåer, inklusive Statnett som operatør for sentralnettet. I det følgende behandler jeg kun den delen av driftskoordineringen som gjelder spenningens frekvens, dvs. den momentane balansen mellom produksjon og forbruk (effektbalansen).

Denne delen av driftskoordineringen har i utgangspunktet en kortsiktig tidshorisont, normalt et døgn (driftsdøgnet). Men den kan også ha en lengre tidshorisont; man forventer en fremtidig svikt i den momentane balansen. Typisk kan det oppstå en anstrengt effektbalanse ved den første vårløsningen i april. Da har produsentene tappet vannmagasinene gjennom vinteren for å dekke kraftforbruket samtidig som snesmeltingen ikke har kommet så langt at ny vanntilførsel har kompensert for nedtappingen. Knapphetssituasjonen er imidlertid forbigående. Det hører også under systemansvaret å iverksette tiltak for å motvirke slik fremtidig svikt i effektbalansen, jfr. sf § 4 bokstav a).

Man kan tenke seg en ekstraordinær situasjon, der den systemansvarliges virkemidler ikke er tilstrekkelige til å oppnå en balanse. Det kan skyldes vedvarende vannmangel i magasinene som følge av tørrår. Da er man over i en rasjonerings situasjon, som håndteres

---

<sup>53</sup> Se pkt. 5.1

av rasjoneringsmyndigheten, jfr. enl § 5A-2. Ifølge forarbeidene vil knapphetssituasjoner som håndteres av den systemansvarlige være kortvarige, mens knapphetssituasjoner som håndteres av rasjoneringsmyndigheten vil være av en viss varighet.<sup>55</sup> Med andre ord er grensen mellom systemansvaret og rasjoneringsansvaret noe uskarp. Derimot omfatter systemansvaret klart nok ikke tiltak for å beskytte kraftsystemet i krig, i beredskap, eller i forhold til ekstraordinære begivenheter i fred. Det ansvaret håndteres av beredskapsmyndigheten, jfr. enl § 6-2. NVE er (som nevnt) utpekt som rasjonerings- og beredskapsmyndighet.<sup>56</sup>

Ifølge enl § 5A-1 annet ledd skal den systemansvarlige oppnå momentan balanse “hensett til kraftutvekslingen med tilknyttede systemer.” Det norske kraftnett er fysisk tilknyttet kraftnett i de øvrige nordiske land gjennom overføringslinjer og undersjøiske kabler. Etterhvert vil det også bli direkte tilknyttet kraftnett i Europa (gjennom NorNed-kabelen). Det betyr at den norske systemansvarlige må samarbeide med de nordiske og øvrige utenlandske systemansvarlige for å ivareta leveringskvaliteten i kraftsystemet. Systemansvaret har med andre ord en internasjonal dimensjon. Jeg kommer tilbake til dette.<sup>57</sup> Den internasjonale dimensjonen er også reflektert i kraftmarkedsdirektivet art. 9 bokstav c) og d), samt i grensehandelsforordningen.

### 3.2.3 *Mål og prinsipper for utøvelsen av systemansvaret*

Målet for systemansvaret er slått fast i sf § 1. Bestemmelsen gjentar enf § 4-1 for så vidt angår tilrettelegging av et effektivt kraftmarked, men tilføyer at det skal tilrettelegges for en tilfredsstillende leveringskvalitet. Her er det en meget nær sammenheng; et effektivt marked forutsetter en tilfredsstillende leveringskvalitet. Ellers vil ikke markedet funksjonere. Man kan si at tilrettelegging for tilfredsstillende leveringskvalitet innebærer

---

<sup>54</sup> Se pkt. 6.1.

<sup>55</sup> Ot prp nr 56 (2000-2001) s. 45-46.

<sup>56</sup> Se pkt. 1.4.1.

<sup>57</sup> Se pkt. 3.4.2 og 3.4.3.

en fysisk tilrettelegging av markedet.<sup>58</sup> Målet for utøvelsen av systemansvaret er tilsvarende angitt i kraftmarkedsdirektivet art. 9 bokstav b).

Enf § 5A-1 og sf § 4 oppstiller generelle prinsipper for utøvelsen av systemansvaret. For det første skal den systemansvarlige opptre nøytralt i forhold til aktørene i kraftmarkedet, jfr. enf § 5A-1 tredje ledd og sf § 4 bokstav b). Kravet til nøytralitet har to sider. Dels innebærer kravet at den systemansvarlige ikke skal forskjellsbehandle *mellom* aktører. Den systemansvarliges disposisjoner under driftskoordineringen vil lett påvirke aktørenes - især produsentenes - adgang til kraftmarkedet. Forskjellsbehandling vil således gi enkelte aktører konkurransemessige fordeler fremfor andre. Dels innebærer kravet at den systemansvarlige ikke må ivareta *egne* interesser på bekostning av aktørenes interesser. Her kan man tenke seg at den systemansvarlige ivaretar egne interesser i kraftmarkedet. Det vil lett kunne skje dersom den systemansvarlige er organisert som del av et vertikalt integrert foretak (som også er aktør i kraftmarkedet). Som følge av at Statnett er organisert som rent nettforetak er nøytralitetshensynet ivaretatt i dette henseende. Men i tillegg kan man tenke seg at den systemansvarlige ivaretar egne interesser for så vidt angår nettmonopolet, f.eks. ved å prioritere vedlikehold av egne anlegg fremfor andre nettselskaps anlegg under koordineringen av driftsstanser.<sup>59</sup> Begge sider ved nøytralitetsprinsippet er ellers reflektert i kraftmarkedsdirektivet art.9 bokstav e).

For det annet skal den systemansvarlige utøve sine funksjoner på en samfunnsmessig rasjonell måte, jfr. enf § 5A-1 første ledd. Også dette kravet har to sider. I forhold til *aktørene* innebærer kravet at den systemansvarlige skal velge de løsninger under driftskoordineringen som er samfunnsøkonomisk mest effektive. Dette innebærer blant annet at den systemansvarlige i størst mulig grad skal velge virkemidler som er basert på markedsmessige prinsipper, jfr. enf § 5A-1 fjerde ledd og sf § 4 bokstav d). I tillegg må den systemansvarliges *egen* organisasjon tilfredsstillende krav til samfunnsøkonomisk effektivitet. Disse kravene er imidlertid ikke regulert i systemansvarsforskriftene. De følger av tarifforskriftenes regulering av inntektsrammer for nettforetak.<sup>60</sup>

---

<sup>58</sup> Hammer, Tilrettelegging av kraftmarkedet, s. 204.

<sup>59</sup> Se nærmere Hammer, Tilrettelegging av kraftmarkedet, s. 207-211.

<sup>60</sup> Se pkt. 4.2.2.

### 3.2.4 Driftskoordinering

#### (a) Utgangspunkter

Den momentane balansen oppnås gjennom driftskoordineringen, som består av følgende trinn: Som første trinn tilrettelegges elspotmarkedet som frembringer en planlagt balanse for det kommende driftsdøgn. Det vil imidlertid alltid oppstå avvik i forhold til den planlagte balansen. Det skyldes i hovedsak endringer i forbruk som følge av variasjoner i vær- og temperaturforhold. Som annet trinn i driftskoordineringen sørger den systemansvarlige for å korrigere mindre avvik i løpet av driftsdøgnet. Korreksjonen skjer gjennom effektregulering. Den består av ulike virkemidler som anvendes i en bestemt rekkefølge. Som tredje trinn i driftskoordineringen sørger den systemansvarlige for å korrigere større avvik som skyldes en anstrengt driftssituasjon eller driftsforstyrrelser.

Den systemansvarliges trinnvise utøvelse av driftskoordineringen er utførlig regulert i systemansvarsforskriftene. I trinnrekkefølgen ligger en viktig materiell kompetanseskranke for den systemansvarlige. I det følgende går jeg gjennom reguleringen av de ulike trinnene i driftskoordineringen.

#### (b) Trinn 1: Tilrettelegging av elspotmarkedet

Elspotmarkedet er et organisert marked, der kraft omsettes med en tidshorisont inntil et døgn. Markedets geografiske utstrekning omfatter Norge, Sverige, Finland og Danmark. Aktører på markedet er hovedsaklig produsenter, omsettere og større sluttbrukere. Markedet administreres av Nord Pool Spot i henhold til en markedsplasskonsesjon i henhold til enl § 4-5.<sup>61</sup> Nord Pool har utferdiget et avtaleverk som nærmere regulerer handelen på elspotmarkedet.<sup>62</sup> Basert på aktørenes anmeldelser fastsetter Nord Pool Spot en systempris, som representerer et priskryss mellom aktørenes tilbud og etterspørsel. Priskrysset angir hvor meget aktørene skal produsere/forbruke innenfor markedsområdet det kommende døgn, og klarer derved en planlagt balanse mellom produksjon og

<sup>61</sup> Nord Pool Spot AS eies av alle de systemansvarlige nettselskapene i Norden i tillegg til Nord Pool ASA som har en eierandel på 20%. Se Fakta 2006 s. 83-84.

<sup>62</sup> De nærmere regler for anmelding er behandlet av Hammer, Tilrettelegging av kraftmarkedet, s. 213-216.



forbruk. Imidlertid er ikke kraftnettet like godt utbygget i hele markedsområdet. Følgelig kan det oppstå flaskehals i nettet, som fører til områder med kraftoverskudd/kraftunderskudd på de respektive sider av flaskehalsene. Flaskehals håndteres av den systemansvarlige, men de nordiske systemansvarlige benytter her til dels ulike virkemidler.

En løsning innebærer at den systemansvarlige deler opp markedet, slik at man får ulike områdepriser som klarer en planlagt balanse mellom produksjon og forbruk på hver side av flaskehalsene. Elspotmarkedet er således delt opp i prisområder i henhold til nordiske landegrensler. Derved håndteres flaskehals i utenlandsforbindelsene (eksterne flaskehals). Man kan tenke seg ytterligere områdeinndeling i hvert land for å håndtere flaskehals i det interne kraftnettet (interne flaskehals). Denne løsningen praktiseres av den norske systemansvarlige. Alternativt kan den systemansvarlige kjøpe opp-/nedreguleringskapasitet fra produsenter. Denne løsningen kalles motkjøp og praktiseres av de svenske og finske systemansvarlige (for så vidt angår interne flaskehals). Man kan også tenke seg kombinasjoner av områdeinndeling og motkjøp.<sup>63</sup> I det følgende fokuser jeg på den norske systemansvarliges håndtering av flaskehals gjennom områdeinndeling.

I utgangspunktet skal den systemansvarlige foreta områdeinndeling for å avhjelpe store og langvarige flaskehals i regional- og sentralnettet, jfr. sf § 5 første ledd. Den systemansvarlige kan også oppdele markedet ved forventet energiknapphet i et avgrenset geografisk område, jfr. sf § 5 annet ledd.<sup>64</sup> Ellers håndteres øvrige flaskehals gjennom effektreguleringen, se nedenfor. Hvilke konsekvenser får områdeinndelingen for markedsaktørene? For det første må det presiseres at aktørene ikke har plikt til å handle i elspotmarkedet. En betydelig del av krafthandelen skjer fortsatt gjennom bilaterale kontrakter. Men *dersom* aktørene handler i elspotmarkedet, har de en plikt til å handle seg i balanse innenfor hvert elspotområde, jfr. sf § 8 første ledd. Det betyr at de skal anmelde med sikte på å oppnå en balanse pr. time mellom sine rettigheter og forpliktelser, inklusive egenproduksjon.

---

<sup>63</sup> En oversikt over alternative former for flaskehals håndtering er gitt av Knops m.fl., Congestion Management, s. 311-351.

Områdeinndelingen medfører klare begrensninger overfor aktørenes markedsadgang. Problemet forsterkes ved at aktører kan få en dominerende markedsposisjon i et område, slik at normale markedsmekanismer ikke virker.<sup>65</sup> Motkjøpsordningen, slik den praktiseres i Sverige og Finland, får på sin side ingen konsekvenser for markedsadgangen. Denne ordningen kan imidlertid medføre betydelige kostnader for den systemansvarlige, som vil måtte videreføre kostnadene gjennom tariffene overfor nettkundene.

Markedsaktørene vil i praksis ha behov for å sikre seg mot prissvingningene i elspotmarkedet. Det skjer gjennom finansielle instrumenter, enten ved handel i Nord Pool ASA sitt terminmarked eller ved handel i OTC-markedet (bilaterale kontrakter). I elterminmarkedet kan det handles finansielle kontrakter med inntil fire års tidshorison.<sup>66</sup> De finansielle kontraktene har ingen fysisk levering, kun finansielt oppgjør der man avregner den løpende differansen mellom daglig spotpris og prisen etter den finansielle kontrakten.

#### (c) Trinn 2: Effektregulering

Som nevnt klarerer elspotmarkedet en planlagt balanse mellom produksjon og forbruk det kommende driftsdøgn. Markedet lukkes kl. 13.30 hver dag. Frem til driftsdøgnet starter kl. 00.01 planlegger den systemansvarlige tiltak for å korrigere forventede avvik i den momentane balansen i løpet av driftsdøgnet.<sup>67</sup> Deretter iverksettes de planlagte tiltakene, når det måtte bli nødvendig i løpet av driftsdøgnet. Vi står her overfor en rullerende prosess; den gjentas hvert døgn året gjennom.

Primærreguleringen utgjør det første tiltaksnivået for den systemansvarlige. Større produsenter disponerer aggregater, som kan innstilles slik at de automatisk utregulerer mindre frekvensavvik (regulerstyrke). Ifølge sf § 9 første ledd kan den systemansvarlige pålegge produsentene å stille sin tilgjengelige regulerstyrke til disposisjon for den

---

<sup>64</sup> Det gjorde Statnett vinteren 2002-2003, da det var en anstrengt kraftsituasjon som følge av lavt tilsig til vannmagasinene. Landet ble delt opp i fire elspotområder, mot vanligvis to.

<sup>65</sup> Se nærmere Hammer, Tilrettelegging av kraftmarkedet, s. 228-231.

<sup>66</sup> Fakta 2006 s. 84-85.

systemansvarlige. De har dog ikke plikt til å investere i ny/utvidet regulerstyrke. Videre har produsentene krav på vederlag fra den systemansvarlige som dekker produsentens kostnader, samt en rimelig fortjeneste. Dersom det ikke oppnås enighet om vederlagets størrelse, avgjøres tvisten av NVE, jfr. sf § 27. I praksis har Statnett inngått en systemtjenestekontrakt med produsentene som nærmere regulerer ytelser og vederlag.<sup>68</sup>

Sekundærreguleringen utgjør det andre tiltaksnivået for den systemansvarlige. På dette nivået håndteres større avvik som krever manuell aktivering av opp-/nedreguleringskapasitet (regulerkraft). For dette formål administrerer den systemansvarlige et eget marked, der produsenter gir tilbud på regulerkraft innenfor de aktuelle elspotområder (regulerkraftmarkedet), jfr. sf 11 første ledd. Den systemansvarlige utarbeider en prisliste på grunnlag av tilbudene, og velger deretter billigste enhet ved oppregulering og dyreste enhet ved nedregulering, når det måtte bli aktuelt i løpet av driftsdøgnet. Produsentene mottar vederlag i henhold til prislisten. På denne måten ivaretas den momentane balansen på en kostnadseffektiv måte. Det hender at rekkefølgen i regulerkraftmarkedet ikke er tilstrekkelig til å ivareta den momentane balansen. Den systemansvarlige kan da fravike rekkefølgen og velge den produsenten som best sikrer den momentane balansen, men som ikke er mest kostnadseffektiv, jfr. sf § 5 tredje ledd. Dette kalles spesialregulering. I praksis har Statnett inngått en balanseavtale med produsentene som nærmere regulerer handelen på regulerkraftmarkedet.<sup>69</sup>

I tunglastperioder kan det bli behov for større reserver enn de som normalt anmeldes i regulerkraftmarkedet. Den systemansvarlige har imidlertid plikt til å disponere over tilstrekkelige effektreserver, jfr. sf § 9 annet ledd. Statnett har derfor etablert et regulerkraftopsjonsmarked, der større produsenter og sluttbrukere stiller sin effektreserve til disposisjon mot et vederlag i form av en opsjonspremie.<sup>70</sup> Det betyr at aktørene må holde en kapasitet i reserve for eventuell innkobling/utkobling i tunglastperioder. Selve aktiveringen av reserven skjer gjennom anmeldelser i regulerkraftmarkedet.

---

<sup>67</sup> Se nærmere Hammer, Tilrettelegging av kraftmarkedet, s. 216-218.

<sup>68</sup> Se nærmere Hammer, Tilrettelegging av kraftmarkedet, s. 192-193 og s. 219-221.

<sup>69</sup> Se nærmere Hammer, Tilrettelegging av kraftmarkedet, s. 190-192 og s. 221-224.

<sup>70</sup> For dette formål inngår de en kontrakt om effektreserve med Statnett.

(d) Trinn 3: Tiltak i vanskelige driftssituasjoner

I vanskelige driftssituasjoner har den systemansvarlige kompetanse til å foreta større inngrep overfor produsenter og sluttbrukere, jfr. enf § 5A-1 syvende ledd. Her ser vi klart den trinnvise utviklingen i den systemansvarliges kompetanse; jo alvorligere driftssituasjon, dess mer inngripende kompetanse. Her suppleres enf § 5A-1 syvende ledd av sf §§ 12 og 13 som utdyper kompetansen i forhold til anstrengte driftssituasjoner, samt driftsforstyrrelser.

Med anstrengt driftssituasjon menes en situasjon der man forventer effektknapphet i hele eller deler av kraftsystemet. I slike situasjoner kan den systemansvarlige kreve at all tilgjengelig effekt innenfor produksjon og forbruk anmeldes i regulerkraftmarkedet, jfr. sf § 12 fjerde ledd.<sup>71</sup> Kompetansen er altså ikke betinget av at systemansvarlig i forkant har inngått særskilte kontrakter med aktørene om effektreserve.

Begrepet driftsforstyrrelse er definert i sf § 3 bokstav a); det dreier seg om feil i kraftsystemet, som medfører påtvunget utkobling eller mislykket innkobling av kapasitet. I slike situasjoner kan den systemansvarlige disponere all regulerbar effekt hos produsentene for å gjenopprette normal drift, jfr. sf § 12 femte ledd. Det betyr at den systemansvarlige når som helst kan beordre produsenter til å aktivere sin tilgjengelige kapasitet. I den grad produksjonen ikke er anmeldt i regulerkraftmarkedet, mottar produsentene vederlag i henhold til gjeldende regulerkraftpris.

I helt spesielle driftssituasjoner kan den systemansvarlige pålegge kortvarig tvangsmessig utkobling av forbruk, jfr. sf § 13 annet ledd. Ifølge departementets kommentarer til enf § 5A-1 syvende ledd er dette ment som “en siste mulighet” for systemansvarlig; kompetansen skal kun benyttes når alle andre mulige løsninger er anvendt.

(e) Markedskjeden - investeringssignaler

Fremstillingen foran har vist at Statnett bruker en rekke markeder som virkemidler under driftskoordineringen. Det dreier seg om elspotmarkedet, regulerkraftmarkedet,

regulerkraftopsjonsmarkedet og markedet for systemtjenester. I disse markedene mottar aktørene (produsenter og større sluttbrukere) vederlag for sine ytelser overfor Statnett. Derved kan markedsprisen – avhengig av prisnivå – kommunisere viktige investeringssignaler overfor aktørene. Elspotmarkedet vil kunne kommunisere investeringssignaler i forhold til ny produksjon i underskuddsområder og forsterkning av nettkapasitet mellom overskudds- og underskuddsområder. Regulerkraftmarkedet vil kunne kommunisere signaler overfor produsentene hva gjelder investeringer i ny effektkapasitet (i kraftverkene).

I tillegg vil Nord Pools finansielle kraftmarkeder kunne kommunisere viktige investeringssignaler overfor produsentene hva gjelder ny kraftproduksjon. Her er det en nær funksjonell sammenheng mellom elspotmarkedet og det finansielle kraftmarkedet, som jeg straks kommer tilbake til.

Videre er også utenlandshandelen med kraft nå basert på elspotmarkedet, både innenfor det nordiske markedet og gjennom kobling av dette markedet mot utenlandske markeder.

### 3.3 Elspotmarkedet

#### 3.3.1 *Oversikt*

Fysisk krafthandel foregår dels gjennom bilaterale kontrakter, dels over et organisert marked. I sluttbrukermarkedet inngår kraftleverandører i hovedsak bilaterale kontrakter med sluttbrukere. Eventuelt handler de på Nord Pools elspotmarked på vegne av sluttbrukere. En stor del av den fysiske krafthandelen mellom større aktører foregår på Nord Pools elspotmarked. Elspotmarkedet er således et engrosmarked. Her handles det imidlertid kun innenfor tidshorisonten av et døgn, og prisene svinger betydelig på grunn av temperatur- og nedbørsforholdene i kraftsystemet.<sup>71</sup> Derfor har aktørene behov for å prissikre seg over en lengre tidshorisont gjennom finansielle instrumenter (kraftderivater). Denne handelen foregår dels bilateralt, dels på Nord Pools elterminmarked. Den finansielle

---

<sup>71</sup> Jfr. også enf § 5A-1 syvende ledd.

<sup>72</sup> Hammer, Tilrettelegging av kraftmarkedet, s. 41-44.

handelen reguleres ikke av energiloven, men av børslov og verdipapirhandellov. Dette regelverket behandles ikke her.

Elspotmarkedet er et nordisk marked. I henhold til Statnetts og Nord Pools utenlandskonsesjoner skal all fysisk krafthandel mellom de nordiske land foregå på dette markedet. I tillegg foregår fysisk krafthandel gjennom kabler til kontinentet. Det kommer jeg straks tilbake til.

### 3.3.2 *Markedsadministrasjon og clearing*

Produsenter og omsettere som handler kraft gjennom bilaterale kontrakter, trenger omsetningskonsesjon i henhold til enl § 4-1, jfr. enf § 4-2.<sup>73</sup> Organisering og drift av elspotmarkedet er gjenstand for markedsplasskonsesjon i henhold til enl § 4-5. Nord Pool Spot har fått markedsplasskonsesjon.<sup>74</sup> I det følgende omtales Nord Pool Spot som markedsadministrator.

Ifølge enf § 4-7 omfatter markedsplasskonsesjonen “organisering eller drift av markedsplass”. Drift av organisert markedsplass består av to hovedfunksjoner, markedsadministrasjon og clearing.<sup>75</sup> Markedsadministrasjon innebærer å motta anmeldelser fra markedsaktørene, etablere et priskryss (for hver time det kommende døgn), og sende tilbakemelding til aktørene om hvor meget de kan kjøpe/selge i henhold til det oppnådde priskryss.<sup>76</sup> Deretter trer markedsadministrator inn som motpart i de respektive kontrakter overfor kjøper og selger, og garanterer for oppgjør og levering. Det siste kalles clearing. I utgangspunktet vil en markedsplasskonsesjon omfatte begge funksjoner. Markedsadministrator kan imidlertid overlate clearing til en nøytral tredjepart. I såfall trenger vedkommende omsetningskonsesjon. Jeg viser her til departementets kommentarer til enf § 4-2.<sup>77</sup>

---

<sup>73</sup> Se pkt. 3.

<sup>74</sup> Nord Pool Spots konsesjon av 21. desember 2001.

<sup>75</sup> Ot prp nr 56 (2000-2001) s. 37.

<sup>76</sup> Hammer, Tilrettelegging av kraftmarkedet, s. 214-216.

<sup>77</sup> Enf § 4-2 regulerer virkeområdet for omsetningskonsesjoner, og er behandlet i pkt. 1.3.2.

Kraftmarkedsdirektivet har ikke bestemmelser som regulerer organiserte markeder.

### 3.3.3 *Effektiv prisdannelse og hensiktsmessig kraftflyt*

Målet for markedsplasskonsesjonen er å oppnå “effektiv prisdannelse i kraftmarkedet og en hensiktsmessig kraftflyt”, jfr. enf § 4-8 bokstav a). Effektiv prisdannelse er viktig av to grunner. For det første er elspotmarkedet et virkemiddel for den systemansvarlige; det inngår som første trinn i driftskoordineringen med sikte på å oppnå momentan balanse mellom produksjon og forbruk i kraftsystemet.<sup>78</sup> I dette perspektiv blir effektiv prisdannelse i elspotmarkedet en forutsetning for å ivareta leveringskvaliteten i kraftsystemet. Følgelig må markedsadministrator - i likhet med markedsaktørene - innordne seg den systemansvarlige. I forlengelsen av dette bestemmer enf § 4-8 bokstav f) at markedsadministrator “skal bidra til en effektiv utøvelse av systemansvaret.”<sup>79</sup> For det annet er elspotmarkedet et referansemarked for den finansielle handelen, som dels foregår på elterminmarkedet og dels i form av bilaterale kontrakter. I dette perspektiv blir effektiv prisdannelse i elspotmarkedet en forutsetning for en effektiv handel med finansielle instrumenter.<sup>80</sup> Den finansielle handelen har en lengre tidshorisont enn elspotmarkedet – inntil 4 år – og gir derved et bedre grunnlag for mer langsiktige investeringer i ny kraftproduksjon.

Enf § 4-8 oppstiller generelle vilkår overfor markedsplasskonsesjonæren som skal sikre en effektiv prisdannelse.<sup>81</sup> Bestemmelsene utfylles av vilkårene for markedsplasskonsesjonen. Markedsadministrator skal utforme hensiktsmessige systemer for markedsadministrasjon, samt systemer for clearing som sikrer tillit og forutberegnelighet for markedsaktørene, jfr. enf § 4-8 bokstav c). I praksis har Nord Pool utformet et omfattende avtaleverk for elspotmarkedet i form av aktøravtalen med utfyllende regelverk, som nærmere regulerer markedsadministrasjon og clearing. I tillegg skal markedsadministrator utforme “en hensiktsmessig infrastruktur”. Uttrykket er ikke forklart i forarbeidene, men betyr formentlig en teknisk og kommunikasjonsmessig infrastruktur for børshandel. Videre skal markedsadministrator opptre nøytralt og ikke-

<sup>78</sup> Se pkt. 3.2.4 (b).

<sup>79</sup> Prinsippet følger ellers av enl § 5A-1 tredje ledd.

<sup>80</sup> Ot prp nr 56 (2000-2001) s. 36-37.

diskriminerende overfor markedsaktørene, jfr. enf § 4-8 bokstav b). Markedsadministrator skal også gi markedsaktørene effektiv tilgang på informasjon som har betydning for prisdannelsen.

### 3.4 Utenlandshandel

#### 3.4.1 *Innledning*

Reguleringen av utenlandshandelen er forankret til konsesjonsordningen i enl § 4-2. I henhold til enl § 4-2 første ledd er innførsel og utførsel av kraft undergitt konsesjon (utenlandskonsesjon). Den aktuelle konsesjonmyndighet er departementet, som ikke har delegert denne myndigheten til NVE. I motsetning til den øvrige reguleringen av kraftmarkedet, som i stigende grad er blitt inntatt i lov og forskrifter, er den nærmere reguleringen av utenlandshandelen nedfelt som vilkår for utenlandskonsesjoner, jfr. enl § 4-2 annet ledd. Det er med andre ord tale om individuelle vilkår tilpasset den enkelte konsesjonær. I tillegg inneholder departementets konsesjonsbrev nærmere kommentarer til vilkårene. Departementets konsesjonspraksis hviler på politiske retningslinjer fastsatt av Stortinget. I det følgende skiller jeg mellom den handelen som refererer seg til henholdsvis det nordiske og det europeiske markedet.

#### 3.4.2 *Det nordiske markedet*

##### (a) Statnetts konsesjon

Statnett og Nord Pool har hver sin utenlandskonsesjon for tilrettelegging av kraftutveksling med utlandet.<sup>82</sup> Det dreier seg her om kortsiktig handel over elspotmarkedet, dvs. handel innenfor tidshorizonten av et døgn. Som tidligere nevnt, omfatter elspotmarkedet de nordiske landene; det er et nordisk marked. De sentrale politiske retningslinjene er gitt ved St meld nr 11 (1995-96), jfr. Innst S nr 97 (1995-96). Jeg behandler først Statnetts konsesjon.

I utgangspunktet skal Statnett utøve systemansvaret “hensett til kraftutvekslingen med tilknyttede utenlandske systemer”, jfr. enl § 5A-1 annet ledd. Dette forutsetter et samarbeid med de øvrige nordiske systemansvarlige for så vidt angår kraftutvekslingen gjennom de

---

<sup>81</sup> Bestemmelsen utfylles av individuelle vilkår for markedsplasskonsesjon.



aktuelle utenlandsforbindelser, dvs. kraftledningene mellom Norge og Sverige/Finland og de undersjøiske kablene mellom Norge og Danmark. Samarbeidet utgjør det sentrale reguleringsstemaet i Statnetts utenlandskonsesjon. Vi kan si at Statnetts utenlandskonsesjon representerer en forlengelse av reguleringen av systemansvaret.

Samarbeidet mellom Statnett og de øvrige nordiske systemansvarlige er regulert i systemdriftskontrakten.<sup>83</sup> Kontrakten oppstiller krav til leveringskvalitet i det nordiske kraftsystemet i henhold til Nordels anbefalinger.<sup>84</sup> Videre regulerer kontrakten en omfattende informasjonsutveksling mellom de systemansvarlige, og et løpende operativt samarbeid under driftskoordineringen.<sup>85</sup> Kontrakten er godkjent av departementet i henhold til Statnetts dagjeldende utenlandskonsesjon.<sup>86</sup> I henhold til Statnetts någjeldende utenlandskonsesjon pkt. 3 skal NVE forelegges alle endringer av kontrakten. Endringer som antas å påvirke kraftutvekslingen mellom Norge og utlandet i vesentlig grad, eller som vil innebære en ny form for samarbeid, skal godkjennes av NVE. NVE skal også godkjenne alle nye avtaler som inngås mellom Statnett og de øvrige nordiske systemansvarlige, samt avtaler Statnett inngår med Nord Pool om tilrettelegging av utenlandshandelen, jfr. konsesjonen pkt. 4 til 6. For øvrig har Statnett en generell rapporteringsplikt overfor NVE, og skal rette seg etter NVEs pålegg som tilsynsmyndighet, jfr. konsesjonen pkt. 10 og 11.

Vi kan etter dette fastslå at Statnetts utenlandskonsesjon trekker opp et system for styring og kontroll med utenlandshandelen. I tillegg angir departementets konsesjonsbrev generelle prinsipper for Statnetts tilrettelegging av utenlandshandelen og for den fremtidige utøvelsen av forvaltningsmyndighet. Målet er i begge henseende et effektivt nordisk kraftmarked. Det følger av energilovens formålsbestemmelse. Men i tillegg skal man iakta "prinsippet om likeverdighet".<sup>87</sup> I dette ligger en forutsetning om at de øvrige

---

<sup>82</sup> Begge konsesjoner er gitt 21. desember 2000 og gjelder til 31. desember 2005.

<sup>83</sup> Avtal om driften av det sammankopplade nordiska kraftsystemet (Systemdriftavtal) av 10. desember 1999.

<sup>84</sup> Nordel er en samarbeidsorganisasjon som består av de nordiske systemansvarlige.

<sup>85</sup> Se Hammer, Tilrettelegging av kraftmarkedet, s. 254-259. Fremstillingen her gjelder den opprinnelige kontrakten mellom Statnett og Svenska Kraftnät. Prinsippene er videreført i den nye kontrakten.

<sup>86</sup> Konsesjon av 21. desember 1995.

<sup>87</sup> Departementets konsesjonsbrev av 21. desember 2000 s. 3.

nordiske lands systemansvarlige og energimyndigheter legger til grunn tilsvarende prinsipper for tilretteleggingen av utenlandshandelen.<sup>88</sup> Dersom prinsippet om likeverdighet ikke innfris, kan departementet endre eller si opp utenlandskonsesjonen med 2 måneders varsel, jfr. konsesjonen pkt. 13. Her hjemles et ensidig beskyttelsestiltak fra norsk side for å avverge en ubalanse i det nordiske kraftmarkedet.

#### (b) Nord Pools konsesjon

Nord Pools konsesjon gjelder administrasjon av elspotmarkedet. Den fremstår som subsidiær i forhold til Statnetts konsesjon, og tilfører ellers lite nytt i forhold til den øvrige reguleringen av Nord Pool som deltaker i driftskoordineringen og som markedsplasskonsesjonær. Nord Pool skal således administrere kraftutvekslingen mellom de nordiske land på grunnlag av områdepriser, jfr. konsesjonen pkt. 1.<sup>89</sup> Videre skal aktørene på markedsplassen tilbys ikke-diskriminerende vilkår, jfr. konsesjonen pkt. 2. Nord Pool plikter å rette seg etter de pålegg Statnett gir på grunnlag av foretakets ansvar for tilrettelegging av utenlandshandelen, jfr. konsesjonen pkt. 4. Nord Pool er også pålagt en generell rapporteringsplikt overfor NVE, og skal rette seg etter NVEs pålegg som tilsynsmyndighet, jfr. konsesjonen pkt. 3 og 6. Også her har departementet kompetanse til å endre eller si opp konsesjonen med 2 måneders varsel, jfr. pkt. 8.

### 3.4.3 *Det europeiske markedet*

#### (a) Historisk tilbakeblikk

Det andre reguleringsregimet gjaldt opprinnelig avtaler mellom norske produsenter og utenlandske produsenter på kontinentet om langsiktig kraftutveksling gjennom kabler (fra Norge til kontinentet). Det var altså tale om et samarbeid mellom kraftprodusenter. Gjenstand for konsesjon i henhold til enl § 4-2 var kraftutvekslingsavtalen, og konsesjonæren var den norske avtaleparten. Statkraft inngikk to kraftutvekslingsavtaler med henholdsvis tyske PreussenElektra, nå E.ON Energie, og nederlandske SEP, nå NEA. Statkraft fikk i begge tilfelle utenlandskonsesjon for 30 år. Kraftutvekslingsavtalene ble imidlertid opphevd som følge av den europeiske liberaliseringen av kraftmarkedet. Nylig

<sup>88</sup> Konkret forutsettes det at de øvrige nordiske land ikke innfører grensetariffer eller prioriterte overføringsrettigheter i utenlandsforbindelsene, jfr. departementets konsesjonsbrev av 21. desember 2000 s. 2.

<sup>89</sup> Se pkt. 3.2.4.

har de systemansvarlige i Norge og Nederland, henholdsvis Statnett og Tennet, funnet å ”gjenopplive” den tidligere avtalen mellom Statkraft og NEA, men nå i en form som er tilpasset det nye kraftmarkedsdirektivet og grensehandelsforordningen. Det er nå tale om et samarbeid mellom uavhengige systemansvarlige (i henhold til kraftmarkedsdirektivet). I dette samarbeidet deltar også den nordiske kraftbørsen Nord Pool Spot og den nederlandske kraftbørsen APX.

(b) Markedskobling

Grensehandelsforordningen art. 6 forutsetter at kapasitet i overføringsnett mellom medlemsstatene fordeles etter markedsbaserte prinsipper. Dette er nærmere utdypet i retningslinjene til forordningen, inntatt som vedlegg til forordningen. Kommisjonen har nylig revidert retningslinjene til forordningen, men denne revisjonen får ikke betydning her.<sup>90</sup> Energiloven med forskrifter ble tilpasset dette regelverket som ledd i 2006-revisjonen.

Det nye kabelprosjektet mellom Norge og Nederland, NorNed, er tilpasset det europeiske regelverket. Man kobler det nederlandske kraftmarkedet og det norske prisområdet (innenfor det nordiske kraftmarkedet), slik at kraften flyter fra det norske prisområdet til det nederlandske markedet for å dekke forbrukstoppene der på dagtid.<sup>91</sup> Om natten skal kraften gå i motsatt retning, slik at norske produsenter skal kunne holde tilbake vann i sine reservoarer. I tillegg skal Norge kunne importere kraft (over et lengre tidsrom) i tørrår. Markedsaktørene i Norge og Nederland anmelder i sine nasjonale markeder som før. Selve markedskoblingen skjer i regi av de systemansvarlige og børsene.<sup>92</sup> Markedskoblingen er regulert i Statnetts og Nord Pool Spots respektive utenlandskonsesjoner etter enl § 4-2.<sup>93</sup> Konsesjonene er basert på et avtaleverk fremforhandlet mellom systemoperatørene og kraftbørsene.

---

<sup>90</sup> Kommisjonsavgjørelse av 9. november 2006.

<sup>91</sup> Det norske prisområdet er et resultat av markedsdeling. Se punkt 3.2.4 (b).

<sup>92</sup> Mekanismen er nærmere beskrevet av Hammer, *Interconnectors and market coupling*, i: Roggenkamp and Hammer (eds.), *European Energy Law Report IV*.

<sup>93</sup> Departementets konsesjon av 15. desember 2004.

Statnett har også fått anleggskonsesjon for bygging og drift av sin andel i kabelen (50%), samt nødvendige forsterkninger i sentralnettet, jfr. enl § 3-1. Statnetts utgifter i denne forbindelse dekkes gjennom det alminnelige tariffsystemet, som jeg nå går over til å behandle.

## **4 Tariffering av nettmonopolet**

### **4.1 Innledning**

Ifølge økonomisk teori er kraftnettet et naturlig monopol. Et naturlig monopol foreligger når de samlede produksjonskostnadene er lavere hvis én produsent forsyner hele markedet enn om samme kvantum leveres av flere produsenter.<sup>94</sup>

I reguleringsmessig henseende reiser tarifferingen av nettmonopolet to hovedspørsmål. Det ene gjelder fastsettelse av nettselskapets inntektsnivå. Dette kan også formuleres som et spørsmål om hvilke kostnader, herunder hvilken fortjeneste, som skal inngå i nettselskapets samlede beregningsgrunnlag for tariffene. Formålet med reguleringen av inntektsnivået er dels å hindre at nettselskapet som innehaver av nettmonopolet utnytter sin markedsmakt overfor nettkundene. Dels skal reguleringen gi insentiver overfor nettselskapet til å drive monoopolet kostnadseffektivt. Det andre spørsmålet gjelder hvordan beregningsgrunnlaget skal fordeles på nettkundene. Det vil være tariffstrukturen som bestemmer denne fordelingen. Formålet med reguleringen av tariffstrukturen er blant annet å kommunisere økonomiske signaler til nettkundene, slik at de utnytter nettet på en effektiv måte.

På denne bakgrunn er hensynet til økonomisk effektivitet gjennomgående i forhold til tarifferingen av nettmonopolet. Hensynet er nedfelt i enl § 1-2, jfr. enf § 1-2, enf § 4-1 og tarifforskriftene (tf) § 1-1.<sup>95</sup> Sistnevnte bestemmelse utdyper også et annet sentralt hensyn under lovens overordnede begrep rasjonell utnyttelse, hensynet til leveringskvalitet. Videre skal forskriften sikre at nettet utnyttes og utbygges på en sikker og samfunnsmessig

---

<sup>94</sup> Hammer, Tilrettelegging av kraftmarkedet, s. 125-126. Se nærmere Bibow, Innteksregulering av kraftnettselskaper, s. 35-39.

rasjonell måte. Betydningen av dette kommer jeg nærmere tilbake til.<sup>96</sup> For øvrig har verken energiloven eller kraftmarkedsdirektivet nærmere bestemmelser som regulerer hvordan nettselskapet skal utforme tariffene. Her må man gå til energilovforskriftene og tarifforskriftene, samt grensehandelsforordningen (som er gjennomført i norsk rett ved forskrift av 20. desember 2006).

I det følgende behandler jeg først reguleringen av nettselskapets inntektsnivå. Deretter behandler jeg fordelingen av beregningsgrunnlaget på nettkundene, dvs. tariffstrukturen. I forlengelsen av dette redegjør jeg nærmere for tariffing av sluttbrukere i distribusjonsnettet. Til slutt behandler jeg de særlige reglene om anleggsbidrag.

## 4.2 Inntektsnivå

### 4.2.1 *Reguleringsteknikker*

Utgangspunktet for reguleringen av nettselskapets inntektsnivå fremgår av enf § 4-4 bokstav b) første ledd annet punktum: Nettselskapets inntekt “skal over tid dekke kostnadene ved drift og avskrivning av nettet, samt gi en rimelig avkastning på investert kapital gitt effektiv drift, utnyttelse og utvikling av nettet.” Her oppstilles en generell norm som søker å ivareta hensynet til monopolkontroll og hensynet til kostnadseffektivitet.

Ulike reguleringsteknikker har vært brukt for å ivareta disse til dels kryssende hensynene. Avkastningsregulering er basert på at nettselskapet skal få dekket sine kostnader, samt en rimelig fortjeneste på investert kapital. Derved unngår man at nettselskapet misbruker sin monopolstilling overfor kundene ved å innkalkulere en monopolfortjeneste i prisen. På den annen side innebærer avkastningsregulering svake insentiver for nettselskapet til å redusere sine kostnader, idet reduserte kostnader kun gir reduserte priser. Omvendt, vil økte kostnader gi økte priser.<sup>97</sup>

---

<sup>95</sup> Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og overføringstariffer, fastsatt av NVE 11. mars 1999, sist endret ved forskrift av 14. desember 2006.

<sup>96</sup> Se pkt. 4.2.2 (c) og (d).

<sup>97</sup> Bibow, *Innteksregulering av kraftnettselskaper*, s. 45-46.

Målestokkregulering innebærer å måle nettselskapets kostnader i forhold til andre nettselskaper, og deretter regulere på grunnlag av denne informasjonen. Reguleringen innebærer at effektive nettselskaper tillates en høyere avkastning enn ineffektive selskaper. Reguleringsmodellen er relativt informasjonskrevende. Videre kan det lett oppstå tvister mellom reguleringsmyndigheten og nettselskapet om hva som er relevant sammenligningsgrunnlag.<sup>98</sup>

En tredje reguleringsteknikk er maksimalprisregulering. Den innebærer at man setter et øvre tak på nettselskapets tillatte inntekt i form av en maksimalpris. Innenfor dette taket skal nettselskapet få beholde ekstra avkastning som skyldes økt effektivitet. Denne teknikken skulle således gi en bedre insentivstruktur overfor nettselskapet samtidig som maksimalprisen hindrer misbruk av markedsrett overfor kundene. Maksimalprisen kan imidlertid settes for høyt; da blir virkningen som for et uregulert monopol. Eller den kan settes for lavt; da får nettselskapet vanskeligheter med å opprettholde driften på det ønskede nivå.<sup>99</sup>

I Norge praktiseres inntektsrammeregulering av nettvirksomheten, som inneholder elementer av både avkastningsregulering, målestokkregulering og maksimalprisregulering. Inntektsrammereguleringen er nedfelt i tf del IV. Den kan ses som en operasjonalisering av den generelle normen i enf § 4-4 bokstav b) første ledd annet punktum.<sup>100</sup>

#### 4.2.2 *Inntektsrammen*

Utgangspunktet er at nettselskapets grunnlag for tariffing av nettjenesten ikke skal overstige en årlig inntektsramme. Inntektsrammen fastsettes av NVE i henhold til tarifforskriftene. NVE fastsetter ikke nettselskapets tariff direkte overfor nettkundene i form av en maksimalpris, men indirekte i form av et beregningsgrunnlag.<sup>101</sup>

---

<sup>98</sup> Bibow, *Inntektsregulering av kraftnettselskaper*, s. 49.

<sup>99</sup> Bibow, *Inntektsregulering av kraftnettselskaper*, s. 46-48.

<sup>100</sup> Bibow, *Inntektsregulering av kraftnettselskaper*, s. 108.

<sup>101</sup> På dette grunnlag utformer nettselskapet tariffene i henhold til nærmere bestemmelser i tarifforskriftene del V. Se pkt. 4.3.

Reguleringen av nettmonopolet er forankret til omsetningskonsesjonsordningen, jfr. enf § 4-4. Det betyr at begrepet nettvirksomhet refererer seg til elektrisk energi (kraft), jfr. enf § 4-1. Følgelig må det avgrenses mot annen ledningsbundet energi, f.eks. fjernvarme, og andre former for nettjenester, f.eks. telekommunikasjonstjenester. Videre forutsetter begrepet nettvirksomhet en avgrensning mot andre funksjoner oppstrøms og nedstrøms i ressursstrømmen, dvs. produksjon, omsetning og bruk av kraft. Begrepet nettvirksomhet omfatter alle nettnivåer (sentralnett, regionalnett, distribusjonsnett), og alle funksjoner knyttet til bygging og drift av nett, herunder nettets koordinerende funksjoner.

Innenfor det angitte virkeområdet vil inntektsrammen omfatte kapitalkostnader, herunder avskrivninger og avkastning på investert kapital, driftskostnader og kostnader forbundet med nettap, jfr. den kasuistiske oppregningen i tf §8-1. Statnetts kostnader som systemansvarlig omfattes også av inntektsrammen, jfr. tf § 11-1. Statnett skal i størst mulig grad velge virkemidler som er basert på markedsmessige prinsipper. I den forbindelse kjøper Statnett tjenester av nettkundene for å opprettholde den momentane balansen mellom produksjon og forbruk av kraft. Kostnadene veltes over på nettkundene gjennom tariffene. Det betyr at inntektsrammen legger en viktig begrensning på utøvelsen av systemansvaret; Statnett kan ikke kjøpe tjenester i større omfang enn det inntektsrammen tillater. Her må reguleringen av systemansvaret og inntektsrammen leses i sammenheng. For øvrig inngår Statnetts utgifter i forbindelse med utenlandshandelen i inntektsrammen.<sup>102</sup>

Det følger som nevnt av enf § 4-4 bokstav b) første ledd annet punktum at inntektsrammen skal dekke en rimelig avkastning på investert kapital gitt effektiv drift. Prinsippet er videreført i tf § 7-2 tredje ledd. For dette formål fastsetter NVE en årlig referanserente, tillagt en risikopremie, jfr. tf § 8-3.<sup>103</sup> Ifølge NVEs kommentarer til tarifforskriftene representerer referanserenten en normalavkastning på investert kapital i nettvirksomheten. Målet for inntektsrammereguleringen er at samtlige nettselskapers avkastning *over tid* skal konvergere mot referanserenten.

---

<sup>102</sup> Se pkt. 3.4.3 (b).

Inntektsrammen ble første gang innført i 1997 basert på de historiske regnskapsdataene som da forelå for nettselskapene.<sup>104</sup> Med virkning fra 1. januar 2003 ble det fastsatt en ny ramme for reguleringsperioden 2003-2007. Fra og med 2007 oppdateres inntektsrammen årlig (tidligere hvert 5. år). Jeg går ikke her nærmere inn på oppdateringen.

#### 4.2.3 *Kvalitetsjustering*

Inntektsrammereguleringen vektlegger i stor grad hensynet til økonomisk effektivitet vis av vis nettselskapet. Faren er da at leveringskvaliteten blir skadelidende. Det vil ikke være i samsvar med lovens og forskriftenes formål, der også hensynet til leveringskvalitet inngår, jfr. utdypningen av lovens formålsangivelse i tf § 1-1. Derfor har tarifforskriftene en nærmere regulering av kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke-levert energi (KILE). Denne reguleringen skal motvirke sannsynligheten for avbrudd i kraftleveransen.<sup>105</sup> Den ivaretar således leveringspåliteligheten i nettet, som utgjør en viktig komponent i begrepet leveringskvalitet.<sup>106</sup> Dersom Statnett som systemansvarlig foretar tvangsmessig utkobling av forbruk i henhold til enf § 5A-1 syvende ledd, får reguleringen også anvendelse. Det er nå presisert i sf § 13 fjerde ledd.

Kvalitetsjusteringen innebærer at nettselskapets inntektsramme gis et årlig fradrag eller et tillegg (KILE-beløpet) basert på leveringspåliteligheten i nettet, jfr. tf § 9-1 første ledd. Dette skal gi nettselskapet de nødvendige insentiver til å ivareta hensynet til leveringspålitelighet i tillegg til hensynet til økonomisk effektivitet. Sagt på en annen måte; nettselskapet straffes for dårlig leveringspålitelighet, og belønnes for god leveringspålitelighet.<sup>107</sup>

Det er i utgangspunktet tale om en generell ordning. KILE-beløpet beregnes uavhengig av årsaker til avbrudd og uavhengig av om nettkunden faktisk har lidd et økonomisk tap.

Beløpet skal kun reflektere gjennomsnittlige kostnader ved avbrudd. Det åpnes imidlertid

---

<sup>103</sup> Referanserenten er statsobligasjonsrenten, slik den årlig fastsettes av Finansdepartementet.

<sup>104</sup> Det regnskapsmessige grunnlaget for den første fastsettelsen er behandlet av Bibow, *Inntektsregulering av kraftnettselskaper*, s. 58-63. Jeg går ikke nærmere inn på det her.

<sup>105</sup> Ot prp nr 56 (2000-2001) s. 47.

<sup>106</sup> Se pkt. 2.2.



for at nettselskapet inngår avtaler med større sluttbrukere, hvoretter de kompenseres på individuelt grunnlag, jfr. tf § 9-3.<sup>108</sup> Det er videre tale om en ordning for tariffieringsformål. Den berører ikke gjeldende regler for erstatning i og utenfor kontrakt. En annen sak er at erstatningsutmålingen kan bli påvirket av KILE-beløpet. Dersom nettkunden har fått reduserte tariffer som følge av avbrudd i kraftleveransen, vil det representere en økonomisk fordel som etter alminnelige erstatningsrettslige prinsipper kommer til fradrag ved beregningen av et økonomisk tap.

## 4.3 Tariffstruktur

### 4.3.1 Fordelingsprinsipper

Det andre hovedspørsmålet i tariffieringen gjelder fordelingen av nettselskapets kostnader på nettkundene. Kostnadsgrunnlaget består av nettselskapets inntektsramme, kostnader i overliggende nett, innbetalt eiendomsskatt og lovpålagt innbetaling til energifond, jfr. tf § 13-1 bokstav g).<sup>109</sup> Det rettslige utgangspunktet er at nettselskapet (som omsetningskonesjonær) foretar fordelingen overfor nettkundene. Eller som energilovforskriftene uttrykker det: “Konesjonærene fastsetter tariffene”, jfr. enf § 4-4 bokstav d) annet ledd første punktum. Imidlertid oppstiller energilovforskriftene og tarifforskriftene en omfattende og til dels detaljert regulering av *hvordan* nettselskapet skal fastsette tariffene. Denne reguleringen angir tariffstrukturen.

Utgangspunktet er enf § 4-4 bokstav d) annet ledd, jfr. tf § 13-1, som oppstiller prinsipper (eller generelle regler) for fordelingen av nettselskapets kostnader. Fordelingsprinsippene utfylles av nærmere fordelingsregler nedfelt i tf del V. Regelverket gir et betydelig spillerom for skjønn ved tariffastsettelsen.

Ifølge enf § 4-4 bokstav d) annet ledd tredje punktum, jfr. tf § 13 bokstav d), skal tariffene utformes slik at “de i størst mulig grad gir signaler om effektiv utnyttelse og effektiv utvikling av nettet.” Tariffene skal med andre ord kommunisere økonomiske signaler til

<sup>107</sup> Ordningen er mer utførlig behandlet av Bibow, *Innteksregulering av kraftnettselskaper*, s. 152-171.

<sup>108</sup> Det er i denne sammenheng tale om sluttbrukere med et energiuttak større enn 400.000 kWh, jfr. tf § 9-3. Statnett har inngått flere slike kontrakter.

nettkundene, slik at de utnytter nettet på en mest mulig effektiv måte. Det innebærer at tariffene må reflektere nettkundenes belastning av nettet i form av uttak og innmating av kraft; stor belastning gir høye tariffer, mens liten belastning gir lave tariffer. Tariffer som reflekterer belastningen av nettet gir også økonomiske signaler tilbake til nettselskapet for så vidt angår behovet for utvikling av nettet, dvs. hvor man trenger investeringer i utvidelse/forsterkning av nettet. Samlet sett kan vi tale om en fordeling av nettets kostnader som fremmer samfunnsøkonomisk effektivitet. Som tidligere nevnt utgjør dette kjernen i energilovens begrep rasjonell utnyttelse, jfr. enl § 1-2.

Videre er nettselskapet pålagt å utforme ikke-diskriminerende og objektive tariffer, jfr. tf § 13-1 bokstav c). Dette er et uttrykk for en rettferdig fordeling av nettets kostnader. Rettferdighetsbegrepet er imidlertid flertydig; en fordeling kan skje etter flere likedelingsprinsipper, herunder objektiv likedeling (like mye til alle) og forholdsmessig likedeling. I denne forbindelse bestemmer enf § 4-4 bokstav d) annet ledd fjerde punktum, jfr. tf § 13-1 bokstav e), at “[t]ariffene kan differensieres etter objektive og kontrollerbare kriterier basert på relevante nettforhold.” Ifølge departementets kommentarer til enf § 4-4 bokstav d) kan tariffene differensieres etter hvilket nettnivå som nettkunden er tilknyttet, nettkundens bruksmønster, avtaler om utkobling av nettkunden mv. Dette gjenspeiler en forholdsmessig likedeling utfra kjennetegn ved nettkunden. Imidlertid er ikke ordlyden absolutt, jfr. “kan”. Det betyr at den også åpner for andre fordelingskriterier. De må imidlertid ligge innenfor rammen av lovens og forskriftenes formål. Kravet til ikke-diskriminerende og objektive tariffer kan også utledes av kraftmarkedsdirektivets generelle forbud mot forskjellsbehandling av nettkunder, jfr. direktivet art. 9 (e) (transmisjonsnettet), og art. 14 nr. 2 (distribusjonsnettet). Men direktivet presiserer ikke forbudets innhold i forhold til tarifferingen.

For å få nærmere belyst hva som ligger i de respektive prinsippene, og forholdet mellom dem, må vi gå til tarifforskriftene.

#### 4.3.2 *Fordelingsregler*

---

<sup>109</sup> Det følger av punkttariffsystemets prinsipper at kostnadsgrunnlaget også omfatter kostnader i

## (a) Toleddet tariff

Ifølge økonomisk teori tilsier hensynet til samfunnsøkonomisk effektivitet at tariffene reflekterer nettmonopolets kostnad ved å produsere én ekstra enhet (grensekostnaden), men siden grensekostnadene er synkende for et monopol, risikerer man at prisen ikke dekker monolets totale kostnader. Problemet kan løses ved en toleddet tariff, bestående av et variabelt ledd som reflekterer grensekostnadene, og et fast ledd som reflekterer de øvrige kostnadene.<sup>110</sup> Tarifforskriftene legger til grunn en toleddet tariff. Ifølge tf § 13-2 skal tariffene utformes etter en grunnstruktur bestående av:

“a) bruksavhengige tariffledd som varierer med kundens løpende uttak eller innmating av energi.

b) andre tariffledd.”

Tarifforskriftene angir hvilke tariffledd som regnes som bruksavhengige og hvilke som regnes som andre tariffledd, jfr. tf §§ 13-3 og 13-4. Derneft regulerer forskriftene nærmere hvordan nettselskapet skal gå frem ved beregning av tariffleddene, jfr. tf kap. 14 til 17. På dette trinn av reguleringen differensierer forskriftene noe ettersom disse funksjonene foregår i sentral- og regionalnettet (som har tilsvarende regulering), eller i distribusjonsnettet. I det følgende konsentrerer jeg meg om sentral- og regionalnettet. Som følge av punkttariffsystemets prinsipper vil tarifferingen på disse nivåene også få virkning for tarifferingen i distribusjonsnettet. I tillegg oppstår særlige spørsmål i forholdet mellom nettselskap og sluttbruker i distribusjonsnettet. De kommer jeg tilbake til.<sup>111</sup>

## (b) Bruksavhengige tariffledd

De bruksavhengige tariffleddene består av energiledd og kapasitetsledd, jfr. tf § 13-3 første ledd. Her gjelder de samme beregningsregler for uttak og innmating av kraft.

---

overliggende nett. Se pkt. 4.4.4 (b).

<sup>110</sup> Økonomisk teori gir også anvisning på andre løsninger. Se Hammer, Tilrettelegging av kraftmarkedet, s. 308.

<sup>111</sup> Se pkt. 5.3.3.

*Energileddet* reflekterer krafttapet i nettet. Krafttapet varierer etter spenningsnivå og etter nettkundenes belastning av nettet, og blir derved et uttrykk for grensekostnadene som nettkundene påfører nettet. Energileddet skal kommunisere disse kostnadene overfor nettkundene, slik at de gis insentiver til å utnytte nettet på en effektiv måte, jfr. enf § 4-4 bokstav d) annet ledd tredje punktum. Beregningsgrunnlaget for energileddet er nettkundens utveksling i det enkelte tilknytningspunkt, jfr. tf § 14-1 første ledd første punktum. Der beregnes energileddet som produktet av (1) utvekslet energi i tilknytningspunktet, (2) marginal tapsprosent i tilknytningspunktet, og (3) systemprisen i elspotmarkedet. Nærmere regler for beregningen følger av tf § 14-1 første ledd (uttak av kraft), jfr. tf § 16-1 (innmating av kraft).

Tf § 13-3 åpner for at nettselskapet fastsetter et *kapasitetsledd*. For tiden praktiseres det kun av Statnett for så vidt angår tariffing av sentralnettet. Tf § 13-3 tredje ledd angir formålet med kapasitetsleddet; det skal ivareta hensynet til leveringskvalitet ved å skape balanse mellom overføringsbehov og nettkapasitet. Kapasitetsleddet kommer til anvendelse når det oppstår flaskehals i nettet. Den norske systemansvarlige deler da opp elspotmarkedet, slik at det oppstår ulike områdepriser på hver side av flaskehalsen. Derved klareres en planlagt balanse mellom produksjon og forbruk på hver side av flaskehalsen.<sup>112</sup> Ved at produksjon og forbruk utbalanseres i de respektive områdene, vil også kraftflyten mellom områdene bli tilpasset nettets kapasitet. Differansen mellom områdepris og systempris belastes/godtgjøres nettkundene i de respektive områdene i form av kapasitetsleddet. Samtidig kommuniserer kapasitetsleddet signaler tilbake til nettselskapet om behov for utvikling av nettet.<sup>113</sup>

#### (c) Andre tariffledd

Andre tariffledd består av fastledd (tilknytningsledd) og tariffledd relatert til målt eller installert effekt (effektledd). Andre tariffledd skal “dekke nettkostnader som ikke dekkes gjennom bruksavhengige tariffledd”, jfr. tf § 13-4.<sup>114</sup> Vi står således overfor et residualt ledd i tariffen, men det betyr *ikke* at vi står overfor et mindre betydningsfullt ledd i

<sup>112</sup> Se pkt. 3.2.4 (b).

<sup>113</sup> Se nærmere Hammer, Tilrettelegging av kraftmarkedet, s. 332-333.

<sup>114</sup> Ordlyden reflekterer den økonomiske teorien om fastleddets funksjon i en toleddet tariff; det skal sikre kostnadsdekning for nettselskapet.

økonomisk henseende. Tilknytningsleddet dekker kostnader for utøvelsen av systemansvaret, mens effektleddet dekker kapitalkostnadene. I sentralnettet og regionalnettet utgjør kapitalkostnadene den klart tyngste komponenten i kostnadsstrukturen.<sup>115</sup> I det følgende fokuserer jeg på beregningen av effektleddet.

(d) Effektleddet: Fordeling mellom produsenter og forbrukere

Effektleddet skal ikke kommunisere økonomiske signaler til nettkundene om effektiv utnyttelse av nettet. I stedet står vi overfor et spørsmål om rettferdig fordeling av nettets kostnader, jfr. tf § 13-1 bokstav c), jfr. enf § 4-4 bokstav d) annet ledd fjerde punktum. Her oppstår flere sentrale fordelingsproblemer. Jeg behandler først spørsmålet om fordeling av nettets kostnader mellom produsenter og forbrukere.

For så vidt angår *sentralnettet* fastsatte Statnett for 2001 en fordeling på 40/60 mellom produksjon og forbruk. I 2000 betalte hver kundegruppe 50% av kostnadene. Statnetts tariffvedtak innebar med andre ord en omfordeling av nettets kostnader i favør av produksjon. Statnett la i denne forbindelse vekt på tre forhold. For det første stiller forbruk større krav til leveringskvalitet enn produksjon, særlig hva gjelder leveringspålitelighet. For det annet ønsker man å harmonisere den norske sentralnettstariffen i forhold til sentralnettstariffene i de andre nordiske landene for å oppnå likere markedsadgang for produsenter i det nordiske kraftmarkedet. For det tredje ønsker man å ivareta hensynet til effektbalansen, dvs. den momentane balansen mellom produksjon og forbruk, ved å gi produsenter økte insentiver til å investere i ny effektkapasitet, eller i det minste økte disinsentiver til å frakoble eksisterende effektkapasitet. På vegne av en rekke industribedrifter ba Prosessindustriens Landsforening (PIL) NVE om å endre Statnetts tariffvedtak. NVE la til grunn at forskriftenes påbud om ikke-diskriminerende tariffier ikke tilsier en bestemt kostnadsfordeling mellom forbruk og produksjon, og at Statnetts hensyn er relevante i forhold til påbudet. NVE fant ikke grunn til å overprøve Statnetts nærmere vektlegging av hensynene.<sup>116</sup> PIL klaget NVEs vedtak til departementet. Departementet

<sup>115</sup> I sentralnettet utgjør kapitalkostnadene 80-85% av de totale kostnadene, mens det tilsvarende forholdstallet i regionalnettet er 60-65%. I distribusjonsnettet, derimot, er forholdstallet 40-50%. Se Bjørndalen m.fl., *Sentralnettets kostnader*, s. 18.

<sup>116</sup> NVEs vedtak av 27. november 2000, inntatt i NVEs Dokument 9/2001 som sak nr. 39. Jeg bemerker at vedtaket er fattet på grunnlag av reglene før 2001-revisjonen. Påbudet om ikke-diskriminering ble imidlertid ikke endret ved 2001-revisjonen.

støttet NVEs begrunnelse på alle relevante punkter, og stadfestet NVEs vedtak.<sup>117</sup> Siden har grensehandelsforordningen art. 4 nr. 2 slått fast at produsentenes tariffier skal være lavere enn forbrukernes, dersom det er nødvendig for å gi riktige signaler for lokalisering av ny produksjon (lokaliseringssignaler).

Når det gjelder kostnadsfordelingen mellom produsenter og forbrukere på *lavere nettnivåer*, er utgangspunktet punkttariffsystemet, hvoretter kostnader fra overliggende nett veltes over på underliggende nett og sluttbrukere.<sup>118</sup> I utgangspunktet skal overveltingen medføre høyere tariffier jo lenger ned man kommer i netthierarket. Her oppstiller imidlertid tf § 16-2 første ledd et viktig unntak i favør av produsentene, idet “[s]entralnettets innmatingstariffier skal være retningsgivende for andre tariffledd ved innmating i regional- og distribusjonsnett. På denne måten sikres produsenter på lavere nettnivåer tilsvarende effektledd, og derved tilsvarende markedsadgang, som produsenter tilknyttet sentralnett. Vi ser igjen at målet om å oppnå et effektivt kraftmarked legger viktige føringer på tariffieringen av nettmonopolet.<sup>119</sup>

(e) Effektleddet: Fordeling blant produsenter og blant forbrukere

Jeg går nå over til den nærmere kostnadsfordelingen blant produsenter og blant forbrukere. Her har tarifforskriftene en relativt utførlig regulering. Det rettslige utgangspunktet er at nettets kostnader fordeles på grunnlag av nettkundens utveksling i tilknytningspunktet. For uttak av kraft beregnes effektleddet på grunnlag av kundens effektbelastning i definerte referansetimer. Nettkunden skal ikke kunne forutberegne disse referansetimene, og derved påvirke beregningsgrunnlaget gjennom redusert bruk i referansetimene, jfr. tf § 14-1 annet ledd. Effektleddet skal funksjonere nøytralt i forhold til nettkunden.<sup>120</sup>

Når det gjelder innmating av kraft, beregnes avregnet mengde som hovedregel på grunnlag av kraftverkets midlere årsproduksjon, jfr. tf § 16-2 annet ledd første punktum. Tidligere var beregningsgrunnlaget kraftverkets tilgjengelige vintereffekt, dvs. ikke faktisk produsert

<sup>117</sup> Departementets vedtak av 3. mai 2001.

<sup>118</sup> Se pkt. 4.4.4 (b).

<sup>119</sup> Se nærmere Hammer, *Tariffiering av kraftmarkedet*, s. 335-340.

<sup>120</sup> Hammer, *Tilrettelegging av kraftmarkedet*, s. 333-334.

effekt.<sup>121</sup> Dette ga økonomiske disinsentiver overfor kraftprodusentene, slik at de ikke investerte i ny effektkapasitet og til dels frakoblet eksisterende effektkapasitet. Ved å legge til grunn midlere årsproduksjon ivaretas hensynet til leveringskvalitet. Samtidig kan nettkunden forutberegne, men i liten grad påvirke grunnlaget for tarifferingen.<sup>122</sup>

(f) Effektleddet: Oppsummering

En større del av nettets kostnader fordeles gjennom effektleddet. Det rettslige utgangspunktet for fordelingen er ikke-diskrimineringsprinsippet. Fremstillingen har vist at prinsippet åpner for en rekke hensyn, som dels refererer seg til kraftmarkedet og dels til nettmonopolet, jfr. formålsangivelsen i enf §4-1 og tf § 1-1. På det overordnede fordelingsnivået mellom produsenter og forbrukere ivaretas særlig hensynet til markedsadgang for produsentene. Til dels ivaretas også distriktpolitiske hensyn. På det mer detaljerte fordelingsnivået blant produsenter og blant forbrukere, er reguleringen mer utførlig. Her fordeles kostnadene utfra bruksmønsteret til nettkunden. Dog er reglene utformet slik at nettkunden i minst mulig grad skal kunne påvirke tariffgrunnlaget (nøytralitetshensynet).

#### 4.3.3 *Nærmere om tariffering av sluttbrukere i distribusjonsnett*

Kapital- og vedlikeholdskostnadene i distribusjonsnettene varierer i betydelig grad avhengig av topografiske forhold, klimatiske forhold og befolkningstetthet. I tillegg varierer kostnadene etter anleggenes alder og nettselskapets effektivitet. Dette gjør at tariffgrunnlaget i distribusjonsnettene varierer fra område til område. En sluttbruker tilknyttet distribusjonsnett A vil betale en annen tariff enn en sluttbruker tilknyttet distribusjonsnett B, selv om deres bruksmønster er tilnærmet identisk. Etter gjeldende tariffregulering kan en utjevning av kostnadsgrunnlaget mellom distribusjonsnett kun skje ved at nett slås sammen, slik at flere kunder får et samordnet tariffgrunnlag. I det følgende fokuserer jeg på fordeling av kostnader mellom sluttbrukere innenfor det enkelte distribusjonsnett.

---

<sup>121</sup> Hammer, Tilrettelegging av kraftmarkedet, s. 334-335.

<sup>122</sup> NVEs kommentarer til forskriftsutkastet pkt. 2.9.4.

Mindre næringskunder og husholdninger har normalt ikke effektmåler og blir derved avregnet etter en energitariff. Ifølge tf § 14-2 første ledd skal slike kunder avregnes etter et fastledd og et energiledd. Fastleddet er et bruksuavhengig ledd. Her inngår kundespesifikke kostnader knyttet til måling, avregning, fakturering og tilsyn. Energileddet er et bruksavhengig ledd. Her inngår marginale tapskostnader som reflekterer nettapet. I distribusjonsnettet kan tapskostnadene utgjøre 20-30% av de samlede kostnadene ved levering til en husholdning. Når det gjelder kapital- og vedlikeholdskostnader, kan de fordeles mellom fastleddet og energileddet. I dette henseende åpner ordlyden for at nettselskapet kan utøve et betydelig skjønn. Skjønnen må dog utøves innenfor rammen av ikke-diskrimineringsprinsippet. I tillegg har NVE trukket opp retningslinjer for skjønnen. Et eksempel gjelder tariffing av hyttekunder. De har lavere årlig uttak enn husholdningskundene, og vil derfor være interessert i at de aktuelle kostnadene i størst mulig grad belastes energileddet. I praksis har NVE godtatt at nettselskapet opererer med en inndeling i tariffgrupper, der hyttekunder betaler et noe høyere fastledd enn husholdningskundene. Forutsetningen er at hyttekundernes totale årlige innbetalinger til dekning av kapital- og vedlikeholdskostnader ikke er høyere enn for husholdningskundene.<sup>123</sup>

Ifølge tf § 14-2 femte ledd skal nettselskapet tilby tariffier med tidsdifferensiert energiledd til alle nettkunder som i henhold til avregningsforskriften måleravleses flere ganger i året. Tilbudet gjelder derved alle husholdningskunder med et årlig forbruk større enn 8 000 kWh, jfr. af § 6-1 annet ledd, samt alle større kunder som timemåles.<sup>124</sup> Når det gjelder andre kundegrupper, f.eks. hyttekunder, står nettselskapet fritt i det aktuelle henseende. På den annen side kan ikke nettselskapet pålegge tidsdifferensiert energiledd overfor nettkunder. Nettkundene må kunne avslå nettselskapets tilbud. Forarbeidene forutsetter at nettselskapet ikke usaklig forskjellsbehandler mellom ulike kategorier nettkunder ettersom de avregnes på den ene eller andre måten.<sup>125</sup> Den nærmere utformingen av tidsdifferensierte energiledd skal skje i henhold til prinsippet om at tariffene i størst mulig

---

<sup>123</sup> Se NVEs uttalelse vedrørende overføringstariffene til Fredrikstad Energi Nett AS, inntatt i Dokument 8/2000 som sak nr.1 (under forespørsler). NVEs retningslinjer er fulgt opp i senere uttalelser og pålegg i tvistesaker.

<sup>124</sup> Se pkt. 4.3.2.

<sup>125</sup> NVEs kommentarer til forskriftsutkastet pkt. 2.5.2.



grad skal gi signaler om effektiv utnyttelse og effektiv utvikling av nettet. Det skal som et minimum differensieres mellom sommer og vinter (hva gjelder nettap).

Større næringskunder har normalt en effektmåler og blir derved avregnet etter både effektuttak og energiuttak. Nærmere regler for tariffingen er gitt i tf § 14-2 annet ledd. Jeg går ikke nærmere inn på dette.

#### **4.4 Anleggsbidrag**

Anleggsbidrag er et investeringstilskudd som avkreves på individuelt grunnlag ved tilknytning av en ny kunde, eller ved forsterkning av nettet i forhold til en eksisterende kunde.

Nettselskapet skal føre regnskap i samsvar med god regnskapsskikk, jfr. enf § 4-4 bokstav a) første ledd. Anleggsbidrag regnes som tilskudd til den faktiske investeringen, og skal i samsvar med god regnskapsskikk trekkes fra investeringskostnaden før kostnaden aktiveres i balansen. Anleggsbidrag skal heller ikke inntektsføres i regnskapet, og faller derved utenfor inntektsrammen og den ordinære tariffstrukturen. Dette er klart forutsatt i forarbeidene til tarifforskriftene.<sup>126</sup> Vi står således overfor en selvstendig komponent i tariffingen av nettmonopolet.

Begrunnelsen for å kreve anleggsbidrag er todelt. For det første ønsker man å kommunisere økonomiske signaler til nettkundene, slik at nettet utvikles på en effektiv måte (uten overinvesteringer). For det annet er de aktuelle investeringer i hovedsak kundespesifikke, og da tilsier en rettferdig fordeling at de som er årsak til kostnadene også betaler for dem. Begge hensyn kan utledes av de generelle prinsippene for tariffing i enf § 4-4 bokstav d) annet ledd.

---

<sup>126</sup> NVEs kommentarer til forskriftsutkastet pkt. 2.12.2.

Nettselskapet “kan” kreve anleggsbidrag ved tilknytning av nye kunder til nettet, jfr. tf § 17-5 første ledd; nettselskapet har ingen plikt i dette henseende. Derimot har nettselskapet som områdekonsesjonær en tilknytningsplikt overfor sluttbrukerne i henhold til enl § 3-3 første ledd.<sup>127</sup> Jeg antar at nettselskapet vil kreve anleggsbidrag, dersom tilknytningsplikten medfører kostnader som ikke fanges opp av inntektsrammen.<sup>128</sup> Nye produsenter kan ikke regne med å bli tilknyttet nettet uten å betale anleggsbidrag.<sup>129</sup>

Før 2001-revisjonen bestemte tarifforskriftene at anleggsbidrag kun ble krevd når kostnadene ved en tilknytning var høye i forhold til nåverdien av de økte inntektene (som følge av tilknytningen) for nettselskapet. Denne bestemmelsen er nå tatt ut, hvilket innebærer at det åpnes for økt bruk av anleggsbidrag. Dette er også forutsatt i forarbeidene til de reviderte tarifforskriftene.<sup>130</sup>

Anleggsbidrag aktualiseres også dersom en tilknytning - ny eller eksisterende - utløser forsterkninger i andre deler av nettet. Her må det imidlertid skilles mellom radiale og maskete nett. Ved investeringer i sentral- og regionalnettet, som er maskete nett, kan anleggsbidrag kun fastsettes i ekstraordinære tilfeller. Ved investeringer i radiale nett, kan en forholdsmessig andel av kostnadene inngå i anleggsbidraget.<sup>131</sup> Jeg viser til tf § 17-5 tredje og fjerde ledd.<sup>132</sup>

Forskriftene oppstiller nærmere regler for beregning av anleggsbidraget. Utgangspunktet er at nettkunden belastes anleggskostnader som følge av tilknytningen eller forsterkningen, maksimalt den fulle anleggskostnaden minus tilknytningsgebyr, jfr. tf § 17-5 femte ledd.<sup>133</sup> Anleggsbidraget fastsettes uavhengig av nettkundens forventede energiuttak, og uavhengig

---

<sup>127</sup> Se pkt. 5.2.

<sup>128</sup> Se pkt. 4.2.2.

<sup>129</sup> Det er klart forutsatt av NVE i uttalelse om tilknytning av ny produksjon, inntatt i Dokument 7/2002 som sak nr. 26.

<sup>130</sup> NVEs kommentarer til forskriftsutkastet pkt. 2.12.1.

<sup>131</sup> Ifølge forarbeidene kan andelen beregnes som forholdet mellom nettkundens antatte effektbehov og den økte effektkapasiteten i nettet. Se NVEs kommentarer til forskriftsutkastet pkt. 2.12.1.

<sup>132</sup> Et radiale nett karakteriseres ved at kraften kun kan ta én rute frem til kunden. I et maskete nett kan kraften ta flere ruter frem til kunden. Se Bjørndal m.fl., Sentralnettets utstrekning, s. 13-14.

<sup>133</sup> Nettkunden belastes kun nødvendige anleggskostnader, jfr. tf § 17-5 sjette ledd.

av driftskostnader som følge av tilknytningen. Slike kostnader må dekkes innenfor nettselskapets inntektsramme.

Tf § 17-5 syvende ledd regulerer situasjonen, der nettkunder knytter seg til et nytt anlegg på ulike tidspunkt. I såfall kan nettselskapet forskuttere kostnadene ved senere tilknytninger, og fastsette anleggsbidragene andelsvis etterhvert som nye nettkunder blir tilknyttet. Alternativt kan de initielle nettkundene bli pålagt å forskuttere kostnadene ved senere tilknytninger, hvoretter det skjer et etteroppgjør når de nye nettkundene blir tilknyttet. Slike ordninger kan kun praktiseres med virkning for tilknytninger som skjer innen 10 år etter at anlegget ble ferdigstilt. I praksis har det også oppstått spørsmål om tilbakeføring av økte tariffinntekter som skyldes senere tilknytninger. NVE har avvist etteroppgjør på dette grunnlag.<sup>134</sup>

Samlet sett kan vi konstatere at reguleringen av anleggsbidrag åpner for at nettselskapet får dekket kundespesifikke investeringskostnader, særlig i distribusjonsnettet, som ellers ikke i tilstrekkelig grad fanges opp av inntektsrammen. Derved fremstår anleggsbidraget som en viktig sikkerhetsventil i forhold til inntektsrammen.

## **5 Investeringer i nett og produksjon**

### **5.1 Energiplanlegging**

I et investeringsperspektiv er det også viktig å se hen til den planlegging som ligger til grunn for videre utvikling av kraftsystemet. Jeg går her ikke inn på Verneplan og Samlet plan for vassdrag. Jeg konsentrerer meg om den planlegging som skjer i henhold til energiloven.

Ifølge enl § 5B-1 plikter anleggs-, område- og fjernvarmekonsesjonærer å delta i energiplanlegging. Energiplanleggingen er nærmere regulert i enf § 5B-1, samt i NVEs

---

<sup>134</sup> NVEs vedtak i klagesak om reberegning av anleggsbidraget for nettet til Kollsnes, inntatt i Dokument 7/2002 som sak nr. 35.

forskrift om energiutredninger.<sup>135</sup> Planleggingen skal danne grunnlag for den videre utviklingen av energisystemet, som omfatter både elektrisk energi og varmeenergi. Idet elektrisk energi er den klart dominerende energikilden av disse to (i Norge), blir kraftsystemplanlegging en sentral del av energiplanleggingen. Planleggingen omfatter alle funksjonene i ressursstrømmen, jfr. enf § 5B-1 annet ledd. Den kan gjelde forsterkning av eksisterende anlegg eller utbygging av nye anlegg.

Planleggingsprosessen kan inndeles i tre trinn. For det første skal konsesjonæren utarbeide planer for sine egne anlegg. For det annet skal disse planene koordineres med andre konsesjonærers planer. Om nødvendig kan NVE gi pålegg om utarbeiding av planer og koordinering med andre, jfr. enf § 5B-1 tredje ledd. For det tredje skal planene oversendes NVE, slik at de danner grunnlag for NVEs behandling av anleggs-, område-, og fjernvarmekonsesjoner, jfr. enf § 5B-1 første ledd. Derved blir konsesjonsmyndigheten den øverste koordinator av energiplanleggingen.

Statnett spiller en sentral rolle for så vidt angår kraftsystemplanleggingen. I henhold til Stortingets forutsetninger skal foretaket utarbeide en kraftsystemplan for sin del av overføringsnettet, og være ansvarlig for den videre utviklingen av nettet.<sup>136</sup> Som ledd i 2001-revisjonen er Statnetts ansvar for kraftsystemplanlegging blitt nedfelt i enf § 5A-1 femte og sjette ledd som del av systemansvaret. Tilsvarende bestemmelser er også nedfelt i Statnetts konsesjon for systemansvaret.

I forlengelsen av plikten til energiplanlegging kunne man tenkt seg at konsesjonæren hadde en direkte investeringsplikt, men det er i utgangspunktet ikke tilfelle. Nettselskapenes og den systemansvarliges investeringer bestemmes av inntektsrammen, som danner grunnlaget for tarifferingen av nettmonopolet.<sup>137</sup> Fra dette utgangspunktet må det likevel oppstilles visse modifikasjoner. For det første kan aktørene bli pålagt krav til

---

<sup>135</sup> Forskrift om energiutredninger av 16. desember 2002.

<sup>136</sup> St prp nr 100 (1990-91) s. 33. For tiden eier Statnett vel 85% av anleggsdelene i sentralnettet, samt enkelte anleggsdeler i regionalnettet.

<sup>137</sup> Se pkt. 4.2.2.

leveringskvalitet, som kan kreve forsterkning eller utvidelse av eksisterende anlegg. For det annet er de som områdekonsesjonærer undergitt tilknytningsplikt.

Når det gjelder produsentene, oppstiller loven heller ingen form for investeringsplikt. Her vil investeringer bero på de signaler som kommuniseres via de organiserte markedene til Nord Pool/Nord Pool Spot og Statnett. I tillegg kan økonomiske virkemidler - direkte eller indirekte – få betydning for investeringer i ny kraftproduksjon.

Jeg vil nå gi en kort presentasjon av tilknytningsplikt og økonomiske virkemidler.

## 5.2 Tilknytningsplikt

Ifølge enl § 3-3 første ledd skal områdekonsesjonæren, dvs. nettselskapet som har anleggskonsesjon på distribusjonsnettnivå, “levere elektrisk energi til abonnentene innenfor det geografiske området konsesjonen gjelder for.” Leveringsplikt er et omfattende begrep. Ifølge departementet består leveringsplikten av (1) tilknytningsplikt, (2) avregnings- og faktureringsplikt, og (3) plikt til å sørge for god leveringssikkerhet.<sup>138</sup> I denne sammenheng fokuserer jeg på tilknytningsplikten. Den innebærer at områdekonsesjonæren er forpliktet til å knytte sluttbrukeren til nettet. Derved sikres sluttbrukeren fysisk adgang til kraftmarkedet.

Tilknytningsplikten gjelder ikke overfor produsenter. Det følger klart av ordlyden. NVE har dog lagt til grunn at en produsent ikke kan nektes tilknytning, dersom han dekker kostnadene ved tilknytningen i henhold til reglene for anleggsbidrag.<sup>139</sup>

Tilknytningsplikten innebærer klarligvis en investeringsplikt for områdekonsesjonæren, men plikten er ikke absolutt. Departementet kan dispensere fra leveringsplikten, jfr. enl § 3-3 annet ledd. I praksis har spørsmålet kommet opp i forbindelse med fremføring av linjer

---

<sup>138</sup> Departementets brev til NVE av 12. august 1993.

til bebyggelse i avsidesliggende strøk. Da har departementet i en del tilfeller dispensert fra tilknytningsplikten, og i stedet pålagt energiforsyning gjennom lokale frittstående anlegg. Ifølge departementet har man i slike tilfeller dispensert fra tilknytningsplikten, men ikke fra leveringsplikten.<sup>140</sup>

Et annet spørsmål er hvem som til slutt betaler for områdekonsesjonærens tilknytningsplikt. Her åpner NVEs forskrifter for at slike kostnader i betydelig grad dekkes av de nye sluttbrukerne som tilknyttes nettet, jfr. reglene om anleggsbidrag.<sup>141</sup> Ellers dekkes kostnadene av nettkundene gjennom de generelle tariffene.

Enf § 4-4 bokstav d) første ledd, jfr. enl § 4-1 annet ledd nr. 2, bestemmer at omsetningskonsesjonæren ”skal sørge for markedsadgang for alle som etterspør nettjenester til ikke-diskriminerende og objektive punktтарiffer og vilkår”. Bestemmelsen retter seg mot nettselskap som omsetningskonsesjonær på alle nettnivåer. Men den innebærer ingen investeringsplikt for omsetningskonsesjonæren, som sikrer nettkunden en fysisk adgang til markedet. Virkemiddelet i henhold til ordlyden er kun ikke-diskriminerende punktтарiffer og vilkår. De hensyn som ligger til grunn for det generelle legalitetsprinsippet tilsier etter mitt skjønn at man ikke tolker ordlyden utvidende her.

Øvrige investeringsplikter overfor nettselskapet lar seg ikke direkte utlede av energiloven med forskrifter. Indirekte kan forskriftene for leveringskvalitet i kraftsystemet, samt reguleringen i tarifforskriftene om kvalitetsjusterte inntektsrammer gi viktige investeringssignaler.

## **5.3 Økonomiske virkemidler**

### *5.3.1 Energifondet*

I henhold til enl §§ 4-4 er omsetningskonsesjonærer, som tarifferer sluttbrukere på distribusjonsnettnivå, pålagt å legge et påslag i nettariffen som skal finansiere et

---

<sup>139</sup> NVEs uttalelse om tilknytning av ny produksjon, inntatt i Dokument 7/2002 som sak nr. 26.

<sup>140</sup> Ot prp nr 56 (2000-2001) s. 19.

Energifond. Energifondet forvaltes av Enova SF i henhold til egen forskrift.<sup>142</sup> Midlene brukes til tiltak rettet mot omlegging av energibruk og energiproduksjon. I denne sammenheng skal det nevnes at investeringsstøtte til vindkraftproduksjon er et viktig satsningsområde. Ifølge Stortingets signaler skal det innen 2010 investeres i minimum 3 TWh ny vindkraftproduksjon.<sup>143</sup>

I Norge har man valgt å basere seg på direkte støtteordninger fremfor et marked for grønne sertifikater. Eventuelle EØS-rettslige skranker for slik støtte drøftes ikke her.

### 5.3.2 Skatte- og avgiftssystemet

Kraftselskapenes investeringsinsentiver vil også avhenge av kraftskattesystemet og de konsesjonsbaserte avgiftsordningene. Kraftskattereformen av 1997 innførte overskuddsbasert beskatning (regnskapsligning) av alle kraftselskap, inklusive de offentlig eide selskapene.<sup>144</sup> En inntektsskatt på 28% betales til staten. I tillegg beregnes det en lønnsomhetsuavhengig naturressursskatt på 1,3 øre/kWh til kommunen og fylkeskommunen. Derved sikres kommunen og fylkeskommunen et stabilt element i skatteinntektene. Kraftselskaper som oppnår avkastning utover en normalavkastning, betaler også en grunnrenteskatt på 27%. Videre kan kommunen skrive ut eiendomsskatt på produksjonsanlegg. Taksten skal i hovedsak reflektere markedsverdien på eiendommen.

Konsesjonsavgiften er et konsesjonsvilkår for ervervs-konsesjoner (for fallrettigheter) i henhold til industrikonsesjonsloven (ikl) §2 fjerde ledd post 13. Konsesjonsavgiften betales til staten og til de berørte kommuner og fylkeskommuner. Avgiften beregnes på grunnlag av gjennomsnittlig mengde produsert kraft. Konsesjonsavgiftene skulle opprinnelig kompensere de interesser og distrikter som ble skadelidende ved en vassdragsregulering. Etter hvert skulle den også gi kommunene en andel i de verdier som ble skapt ved reguleringen.<sup>145</sup> Etter ikl § 2 fjerde ledd post 13 annet ledd kan konsesjonsmyndigheten "ta fastsettelsen av avgiften opp til ny prøvelse" etter fem år. I

---

<sup>141</sup> Se pkt. 4.4.

<sup>142</sup> Forskrift av 10. desember 2001 om Energifondet.

<sup>143</sup> St meld nr 29 (1998-99).

<sup>144</sup> Ot prp nr 23 (1995-96) og Innst O nr 62 (1995-96).

<sup>145</sup> Falkanger og Haagensen (red.), Vassdrags- og energirett, s. 334.

praksis har spørsmålet blitt gjenstand for utførlig regulering i forskrift om justering av konsesjonsavgifter, årlige erstatninger og fond mv (justeringsforskriften).<sup>146</sup> Ifølge forskriften justeres avgiften automatisk hvert 5. år, basert på økningen i konsumprisindeksen i den aktuelle periode.

Konsesjonæren etter en ervervskonsesjon plikter også å avgi inntil 10% av innvunnet kraftøkning til kommuner og fylkeskommuner, og 5% til staten.<sup>147</sup> Staten har ikke benyttet seg av denne retten. Prisen som konsesjonskraftmottaker betaler, skal tilsvare produksjonsomkostningene eller selvkost av leveransen.

I dag eksisterer to regelverk for prisfastsettelse. For konsesjoner gitt før 1959 forhandles prisen mellom konsesjonær og kommune med en maksimalpris som øvre tak. For konsesjoner gitt etter 1959 fastsettes prisen av Olje- og energidepartementet i henhold til selvkost i et representativt utvalg av kraftverk.

Når en tar hensyn til alle skattene og avgiftene, samt verdien av konsesjonskraftavståelse, kan marginalsikten for norske vannkraftprodusenter komme opp i ca 60% for avkastning utover normalavkastning.<sup>148</sup>

## **6 Konsesjonssystemet for utbygging av nett**

### **6.1 Konsesjonsplikt**

Enl § 3-1 første ledd krever konsesjon for bygging og drift av anlegg for “produksjon, omforming, overføring og fordeling av elektrisk energi med høy spenning”, såkalt anleggskonsesjon. Ombygging eller utvidelse av bestående anlegg er også undergitt konsesjonsplikt. Konsesjonsmyndigheten er delegert til NVE.<sup>149</sup>

Ifølge forarbeidene til enl § 3-1 kan de konsesjonspliktige anleggene bestå av generatorer, transformatorer, skinner, ledninger, koblingsanlegg mv. Konsesjonsplikten gjelder ikke elektriske anlegg hos forbruker, f.eks. elektrokjeler og industriovner.<sup>150</sup> Definisjonen av elektrisk anlegg presiserer som nevnt at anleggsbegrepet også omfatter tilhørende

<sup>146</sup> Forskrift av 4. desember 1987.

<sup>147</sup> Falkanger og Haagensen (red.), Vassdrags- og energirett, s. 346.

<sup>148</sup> St meld nr 18 (2003-2004) s. 117.

<sup>149</sup> Departementets brev av 14. desember 2001.

<sup>150</sup> Ot prp nr 43 (1989-90) s. 87.



bygningstekniske konstruksjoner, jfr. enl § 1-3 første ledd. Videre presiserer enf § 3-1 at konsesjonsplikten kun gjelder anlegg med spenning over 1000 volt vekselstrøm eller 1500 volt likestrøm. Gjenstand for konsesjon er det enkelte anlegg eller det enkelte prosjekt, f.eks. en kraftlinje med tilhørende transformatorer gjennom en nærmere angitt trasé. Det er allerede her grunn til å nevne at de kommersielle sidene ved nettdriften, herunder tariffing, måling, avregning og fakturering overfor nettkunder, er undergitt omsetningskonsesjon, jfr. enl § 4-1. Følgelig er det primært de tekniske og sikkerhetsmessige sidene ved nettdriften, og dens virkninger overfor allmenne og private interesser, som reguleres i henhold til en anleggskonsesjon.

I tillegg opererer loven med en særskilt anleggskonsesjon, kalt områdekonsesjon, jfr. enl § 3-2. Den gjelder kun “anlegg for fordeling av energi”. Enf § 3-3 første ledd presiserer at det her er tale om anlegg med spenning opp til og med 22 kV. I forhold til kraftnettets administrative inndeling befinner vi oss på distribusjonsnettnivå. Konsesjonen karakteriseres ved at den generelt gjelder anleggsdeler innenfor et nærmere angitt geografisk område, derav betegnelsen områdekonsesjon. Det betyr at områdekonsesjonæren ikke trenger nye konsesjoner ved senere utbygging av kraftnettet innenfor området.

Innenfor virkeområdet for områdekonsesjonen kan konsesjonsmyndigheten i prinsippet velge om det skal gis konsesjon for det enkelte anlegg, eller om det skal gis konsesjon for alle anlegg innenfor et område. Forarbeidene oppstiller her en retningslinje overfor forvaltningen; områdekonsesjon “bør i regelen gis” for anlegg opp til og med 22 kV.<sup>151</sup> Omvendt åpner enf § 3-3 annet ledd for at områdekonsesjon gis for nærmere angitte anlegg opp til og med 132 kV, såfremt de befinner seg innenfor et avgrenset område “med et betydelig bymessig preg.”<sup>152</sup>

## 6.2 Saksbehandling og tildelingskriterier

Energiloven § 2-1 regulerer saksbehandlingen i forbindelse med konsesjonssøknader etter loven. Etter sitt innhold er reglene spesielt tilpasset søknader om bygging og drift av elektriske anlegg. Søknadens innhold er regulert i enl § 2-1 tredje ledd, jfr. enf § 3-2. I

<sup>151</sup> Ot prp nr 43 (1989-90) s. 87.

<sup>152</sup> Det dreier seg her om bygging av kablede anlegg og utvidelser av bestående transformator- og koblingsstasjoner.

korthet skal søknaden beskrive søkeren og dennes virksomhet, tekniske og økonomiske sider ved anlegget, og anleggets innvirkning på allmenne og private interesser.

Opplysningene skal være tilstrekkelig utførlige til at konsesjonsmyndigheten kan vurdere om konsesjon skal gis og på hvilke vilkår. Søknaden skal legges ut i NVE og i berørte kommuner til gjennomsyn, jfr. enl § 2-1 femte ledd, kunngjøres i Norsk lysingsblad og i relevante aviser, jfr. enl § 2-1 sjette ledd, og sendes til offentlige organer og andre som tiltaket direkte gjelder, jfr. enl § 2-1 syvende ledd.

Enl § 2-1 oppstiller regler for samordnet saksbehandling, som utfyller enl § 1-1 for så vidt angår grensesnittet mot annen lovgivning.<sup>153</sup> Dersom tiltaket krever forhåndsmelding og konsekvensutredning etter plan- og bygningsloven kap. VII-a, skal konsekvensutredningen vedlegges søknaden etter energiloven, jfr. enl § 2-1 annet ledd. Før 2001-revisjonen var det parallelle regler om forhåndsmelding i de respektive lover.<sup>154</sup> Nå er det ikke lenger noen overlapping mellom energiloven og plan- og bygningsloven for så vidt angår forhåndsmelding og konsekvensutredninger. Dersom tiltaket inngår som del av en vannkraftutbygging, skal søknadene etter vassdragsreguleringslov og energilov sendes inn parallelt, jfr. enl § 2-1 fjerde ledd. Forarbeidene forutsetter at energiforvaltningens saksbehandling deretter samordnes, slik at de respektive konsesjoner foreligger til samme tid.<sup>155</sup>

Enf § 2-2 bestemmer at konsesjoner etter loven skal tildeles på grunnlag av objektive, transparente og ikke-diskriminerende kriterier. Ifølge departementets kommentarer (til bestemmelsen) er den inntatt for å tilfredsstille kraftmarkedsdirektivets krav til tildelingskriterier.<sup>156</sup> Sistnevnte krav gjelder imidlertid kun tillatelser for ny produksjonskapasitet, jfr. direktivet art. 6. Det betyr at kriteriene refererer seg til kraftverket, og ikke dets utgående ledninger eller annen virksomhet etter loven. Det saklige virkeområdet for tildelingskriteriene i enf § 2-2 spiller dog mindre rolle, idet kriteriene neppe gir uttrykk for mer enn det som allerede følger av alminnelige forvaltningsrettslige prinsipper.

---

<sup>153</sup> Se pkt. 1.2.1.

<sup>154</sup> Se Ot prp nr 56 (2000-2001) s. 15.

<sup>155</sup> Ot prp nr 43 (1989-90) s. 85-86.

Direktivet art. 6 nr. 1 pålegger medlemsstaten å angi generelle tildelingskriterier. Bestemmelsen eksemplifiserer hvilke kriterier dette kan være; opplistingen er ikke uttømmende. Kriteriene er stort sett reflektert i enf § 3-2 om søknadens innhold. Videre bestemmer direktivet art. 6 nr. 2 at konkrete kriterier og prosedyrer skal offentliggjøres. Forutsetningen er da at denne offentliggjøringen skjer i forbindelse med et prosjekt, og før søknader innsendes.

## 6.3 Konsesjonsvilkår

### 2.4.1 *Drift og vedlikehold*

Som nevnt skal reguleringen av anleggs- og områdekonsesjonærene i særlig grad ivareta tekniske og sikkerhetsmessige sider ved nettdriften, samt hensynet til de interesser som blir berørt av det aktuelle anlegg. I henhold til energilovens reguleringsteknikk oppstiller enl § 3-4 første ledd en meny over reguleringstemaer i forhold til anleggs- og områdekonsesjonærer. Reguleringstemaene er utdypet i enf § 3-4. Bestemmelsen stiller krav for så vidt angår drift og vedlikehold av anlegget, jfr. bokstav a), og ivaretagelse av hensynene til miljø og landskapsvern i virksomhetens suksessive faser, jfr. bokstav b) og c).

I henhold til enl § 3-4 første ledd nr. 5 kan det stilles organisatoriske krav overfor konsesjonæren og den som konsesjonæren overlater driftsoppgaver til. Sistnevnte bestemmelse er ikke utdypet i energilovforskriftene, men konsesjonsmyndigheten kan fastsette nærmere vilkår i det enkelte tilfelle, jfr. enl § 3-4 første ledd.

## 7 Konsesjonssystemet for utbygging av produksjon

### 7.1 Innledning

Utbyggingen av ny produksjon på vannkraftsektoren handler i dag i det vesentlige om (1) bygging av småkraftverk og (2) opprusting og utvidelse av allerede utbygde kraftverk.<sup>157</sup>

---

<sup>156</sup> Denne problemstillingen er også omtalt i Ot prp nr 56 (2000-2001) s. 20-21.

<sup>157</sup> Fakta 2006 s. 23-27.

Fra politisk hold er det fra flere regjeringer slått fast at epoken med større vannkraftutbygginger er over.<sup>158</sup> I de senere år har det også blitt et betydelig fokus på (3) vindkraftutbygging. Vindkraftutbyggingen er for tiden avhengig av offentlig støtte fra Energifondet.<sup>159</sup>

I et det følgende vil jeg gi en oversikt over konsesjonsrettslige rammer for de tre typer prosjekter. I et investeringsperspektiv blir det tale om hvilke *skranker* konsesjonslovgivningen oppstiller i forhold til ny produksjon.

## 7.2 Småkraftverk

Uttrykket småkraftverk brukes som et fellesbegrep på kraftverk med opp til 10 MW installert effekt. En nærmere oppdeling er mikrokraftverk (inntil 0,1 MW), minikraftverk (inntil 1 MW) og småkraftverk (inntil 10 MW).<sup>160</sup> Større småkraftverk over 5 MW vil bli omfattet av industrikonsesjonsloven (ikl) som omfatter erverv av ”bruksrett eller eiendomsrett til vannfall (fall eller stryk) som ved regulering antas å utbringe mer enn 4000 naturhestekrefter” (som tilsvare ca 5 MW), jfr. ikl § 1. Dette har ført til at de fleste småkraftprosjektene ligger innenfor sistnevnte grense. Da er det vannressursloven (vrl) som får anvendelse. Konsesjonsmyndighet i disse sakene er Olje –og energidepartementet, som har delegert myndigheten til NVE.<sup>161</sup>

Konsesjonsspørsmålet etter vannressursloven avgjøres i to trinn: Det første spørsmålet er om tiltaket krever konsesjon. Det avgjøres etter vrl § 8. Det kreves konsesjon, dersom et vassdragstiltak ”kan være til nevneverdig skade eller ulempe for (...) allmenne interesser i vassdraget”. Begrepet vassdragstiltak er definert i vrl § 3 bokstav a). Også definisjonen er virkningsorientert; tiltaket må etter sin art være egnet til å påvirke vannføringen, vannstanden, vassdragets leie mv. Følgelig kan enkelte mikro- og minikraftverk være så små at de ikke utløser konsesjonsplikt etter vrl § 8.<sup>162</sup>

<sup>158</sup> Dette ble senest slått fast av Regjeringen Stoltenberg II i Soria Moria-erklæringen, se erklæringen s. 58-59.

<sup>159</sup> Se pkt. 5.3.1

<sup>160</sup> Fakta 2006 s. 22.

<sup>161</sup> Jfr. forskrift av 19. desember 2000 nr. 1705.

Det neste spørsmålet er om konsesjon skal innvilges eller ikke. Det avgjøres etter vrl § 25. Her heter det at konsesjon til vassdragstiltak kan gis, dersom ”fordelene ved tiltaket overstiger skade og ulemper for allmenne og private interesser som blir berørt i vassdraget”. Her introduseres det et nytt element i vurderingen, idet også fordeler ved tiltaket skal vektlegges.<sup>163</sup> Dersom de samlede fordeler overstiger de samlede ulemper, må det foretas en helhetlig vurdering av om konsesjon skal innvilges. Denne vurderingen hører under konsesjonsmyndighetens frie skjønn, jfr. ”kan”. I konsesjonen kan det settes vilkår for å hindre ”skader eller ulemper på allmenne eller private interesser” i henhold til den generelle hjemmelen i vrl § 26.<sup>164</sup> Konsesjoner gis uten tidsbegrensning, og hjemfallsspørsmål oppstår ikke her.

Det store flertallet småkraftverk er rene elvekraftverk, uten reguleringsmagasiner som utjevner årsvannføringen. Det er bare de større småkraftverkene som gjør bruk av slike reguleringstiltak. For slike prosjekter får vassdragsreguleringsloven (vregl) anvendelse, slik at dens bestemmelser går foran vannressurslovens (lex specialis), jfr. vregl § 1 annet ledd.<sup>165</sup>

Dersom det skal bygges og drives anlegg som skal føre kraften fra småkraftverket inn på høyspentnettet, vil det kreve anleggskonsesjon etter enl § 3-1.<sup>166</sup> Nettselskapet kan da kreve at kraftverket dekker alle kostnadene i forbindelse med tilknytningen til nettet, såkalt anleggsbidrag.<sup>167</sup>

### **7.3 Opprustning og utvidelse av kraftverk**

#### *7.3.1 Konsesjonsplikt*

I henhold til industrikonsesjonsloven (ikl) § 1 er erverv av eiendomsrett, bruksrett og langvarig disposisjonsrett til vannfall (fallrettigheter) konsesjonspliktig for andre aktører

<sup>162</sup> For en nærmere drøftelse av grensen for konsesjonspliktens inntreden for småkraftverk, se Oulie-Hauge, *Små kraftverk – store utfordringer?*, MarLus nr. 249, s. 49-60.

<sup>163</sup> For en nærmere drøftelse av kriteriene for å innvilge konsesjon, se Oulie-Hauge l.c. s. 60-92.

<sup>164</sup> Se Oulie-Hauge l.c. s. 92-101, hva gjelder konsesjonsmyndighetens avveining og vilkårsfastsettelse.

<sup>165</sup> Falkanger og Haagenen (red.), *Vassdrags- og energirett*, s. 292-293.

<sup>166</sup> Se pkt. 6.1. Det er da tale om anlegg med spenning over 1000 volt vekselstrøm eller 1500 volt likestrøm.

<sup>167</sup> Se pkt. 4.4.

enn staten.<sup>168</sup> Det er da tale om eiendomsrett mv. til vannfall som ved regulering antas å kunne utbringe mer enn 4000 naturhestekrefter. Dette er en absolutt grense for konsesjonspliktens inntreden.

En ervervskonsesjon gir adgang til å erverve vannfallet og utnytte det som kraftkilde. Den gir ikke tillatelse til å foreta regulering av vannføringen. Vassdragsreguleringsloven (vregl) § 2 oppstiller konsesjonsplikt for utnytting av vann i reguleringsmagasiner for bruk til kraftproduksjon, såfremt reguleringen øker vannkraften ”med minst 500 naturhestekrefter i et enkelt eller flere vannfall som kan utnyttes under ett”, eller ”med minst 3000 naturhestekrefter i hele vassdraget”. Det fremgår av ordlyden at regulering av vannføringen må skje til produksjon av elektrisk energi, samt bestå i en utjevning av vannføringen for å være omfattet av konsesjonsplikten. For mindre reguleringstiltak (enn de nevnte) er det kun vannressursloven som er aktuell.<sup>169</sup> Det må også gjelde mindre reguleringstiltak forbundet med opprustninger og utvidelser av (eksisterende) kraftverk.

En opprustning eller utvidelse av anlegg i et kraftverk kan bestå i installering av nye generatorer eller turbiner for å øke produksjonskapasiteten (effektkapasiteten) i kraftverket. Slike tiltak vil kreve anleggskonsesjon etter den generelle bestemmelsen i enl § 3-1 første ledd.<sup>170</sup>

### 7.3.2 *Konsesjonsvilkår*

#### (a) Industrikonsesjonsloven

Loven inneholder utførlige bestemmelser om fastsettelse av vilkår i medhold av konsesjonene, herunder vilkår om tidsbegrensning og hjemfallsrett. De nærmere bestemmelser om tildelingskriterier og konsesjonsvilkår ved erverv av eiendomsrett til vannfall følger av ikl §§ 2 og 4.

Norske og utenlandske aktørers erverv av fallrettigheter konsesjonsbehandles i medhold av ikl § 2. Det følger av industrikonsesjonsloven § 2 fjerde ledd post 17 første punktum at konsesjon for erverv av fallrettigheter kan gis for en periode på inntil 60 år. I henhold til

<sup>168</sup> Industrikonsesjonsloven § 1 oppstiller enkelte unntak fra konsesjonsplikt, som i denne sammenheng er av mindre praktisk betydning.

<sup>169</sup> Se pkt. 7.2

bestemmelsens annet punktum vil det alltid gjelde vilkår om hjemfallsrett ved tildeling av konsesjon i medhold av § 2. Vannfallet og tilknyttede installasjoner tilfaller således staten vederlagsfritt ved utløpet av konsesjonstiden.

Dersom foretak organisert etter lov om statsforetak, norske kommuner og fylkeskommuner erverver fallrettigheter, konsesjonsbehandles ervervet derimot i medhold av ikl § 4.

Tilsvarende gjelder for sammenslutninger (aksjeselskaper, andelslag m.v.) hvor minst 2/3 av aksjene og stemmene eies av statsforetak, en eller flere kommuner eller fylkeskommuner. For så vidt angår sammenslutninger forutsettes det at utbyggingen av vedkommende vannfall "hovedsaklig skal utnyttes til alminnelig kraftforsyning." Denne begrensningen får neppe praktisk betydning i dagens liberaliserte kraftmarked.

Konsesjoner innvilget i medhold av ikl § 4 kan gis på ubegrenset tid, jfr. bestemmelsens tredje ledd. I praksis blir denne muligheten alltid benyttet. Ordlyden i industrikonsesjonsloven § 4 tredje og fjerde ledd sammenholdt med § 2 post 17 taler i retning av at offentlige aktører ikke pålegges vilkår om hjemfallsrett. Det samme er klart forutsatt i lovens forarbeider.<sup>171</sup> Den forskjellige behandlingen av offentlige norske aktører contra andre aktører er bakgrunnen for den verserende saken mellom Norge og ESA ved EFTA-domstolen. Dom i saken foreligger ikke enda, og saken vil ikke bli nærmere omtalt her.

Industrikonsesjonsloven er utformet etter et system, der konsesjonærens stilling reguleres *av konsesjonen*. Loven funksjonerer derved som en rammelov for fastsettelse av konsesjoner med vilkår. I henhold til industrikonsesjonsloven § 2 fjerde ledd skal en rekke "grunnregler" iakttas ved meddelelse av konsesjoner og fastsettelse av konsesjonsvilkår. Man kan karakterisere de etterfølgende postene som en meny over konsesjonsvilkår. Noen vilkår er obligatoriske, dvs. at loven oppstiller en plikt for konsesjonsmyndigheten til å innta de aktuelle vilkår i konsesjonen, jfr. "skal". Til denne gruppe vilkår hører blant annet post 12 om avståelse av konsesjonskraft og post 13 om betaling av konsesjonsavgift.<sup>172</sup> Post 17 om konsesjonstid og hjemfall er også et obligatorisk vilkår, dog kun i forhold til

---

<sup>170</sup> Se pkt. 6.1.

<sup>171</sup> Se blant annet Ot. prp. nr. 69 (1966-67) s. 44.

<sup>172</sup> Se pkt. 5.3.2.

private aktører. Andre vilkår er fakultative, dvs. at konsesjonsmyndigheten “kan” innta vilkåret. Til denne gruppe vilkår hører blant annet postene 6, 7 og 10. Atter andre vilkår er kun “bør”-vilkår, jfr. postene 8 og 14.

Ifølge ikl § 5 a første ledd kan “[v]ilkårene for konsesjon etter første kapittel i denne lov (...) tas opp til alminnelig revisjon etter 30 år.” Forarbeidene uttaler at det kan fastsettes nye vilkår, dersom det vedtas nye vilkårshjemler i loven. Omvendt, kan opphevelse av en vilkårshjemmel føre til opphevelse av tilsvarende vilkår i konsesjonen.<sup>173</sup> Utenom den alminnelige revisjonen kan Kongen etter søknad fra konsesjonæren endre enkeltvilkår, jfr. ikl § 5 a annet ledd. Dersom konsesjonen overdras, kan også erververen søke om endring av enkeltvilkår, jfr. ikl § 27. Ved revisjoner/endringer som nevnt vil konsesjonsmyndighetens kompetanse være begrenset av de “grunnregler” loven oppstiller for meddelelse av konsesjoner og fastsettelse av konsesjonsvilkår. Videre vil revisjons-/endringskompetansen være begrenset av alminnelige forvaltningsrettslige prinsipper, herunder prinsippene for omgjøring av forvaltningsvedtak.

(b) Vassdragsreguleringsloven

Vassdragsreguleringsloven har tilsvarende bestemmelser som industrikonsesjonsloven hva gjelder konsesjonstid og hjemfall, jfr. vregl § 10 post 1 og 4. Videre kan også denne konsesjonen gis på ubegrenset tid til offentlige aktører, jfr. vregl § 10 post 2, hvilket er fast praksis. Det er klarligvis en nær funksjonell sammenheng mellom fallrettighetene og reguleringsrettighetene. Derfor vil rettighetene til reguleringsanleggene følge fallrettighetene, når sistnevnte hjemfaller, jfr. vregl § 10 post 7.

Vassdragsreguleringsloven er utformet etter det samme system som industrikonsesjonsloven hva gjelder konsesjonsvilkår. Vregl § 12 oppstiller en meny over konsesjonsvilkår, som bl.a. gjelder betaling av konsesjonsavgift og avståelse av konsesjonskraft. Et sentralt vilkår, som kun er inntatt i reguleringskonsesjonene, er manøvreringsreglementet, jfr. vregl § 12 post 12. Manøvreringsreglementet fastsetter hvilke grenser som skal gjelde for regulering av magasinene.<sup>174</sup>

---

<sup>173</sup> Ot prp nr 50 (1991-92) s. 79.



(c) Energiloven

Anleggskonsesjoner i henhold til enl § 3-1 gis for en bestemt periode. Konsesjonstiden er ikke nærmere angitt i loven. Det er ikke knyttet hjemfall til konsesjoner etter energiloven. For øvrig gjelder de samme regler her som for nettanlegg.<sup>175</sup>

#### 7.4 Vindkraft

Begrepet vindkraftverk brukes om en eller flere vindmøller med tilhørende interne elektriske anlegg som fungerer som en samlet produksjonsenhet.<sup>176</sup> Vindkraftverk til produksjon av elektrisk energi er omfattet av energilovens saklige virkeområde, jfr. enl § 1-1. Dersom et vindkraftverk oppfyller spenningskriteriene i enl § 3-1, er det undergitt anleggskonsesjon. I slike tilfelle vil hele anlegget, inklusive ledninger frem til distribusjonsnettet, omfattes av anleggskonsesjonen. Konsesjonær vil da være vindkraftprodusenten. Omvendt, kan ledninger tilknyttet et vindkraftverk ikke bygges innenfor rammen av nettselskapets områdekonsesjon. Denne konsesjonen gjelder kun for distribusjonsnettet, og omfatter derved ikke ledninger tilknyttet et produksjonsanlegg.

Små enkeltvindmøller, der strømmen leveres direkte inn på lavspenningsnettet, vil ikke kreve anleggskonsesjon. Slike anlegg blir behandlet som byggesak etter plan- og bygningsloven.

Når det gjelder saksbehandling i forbindelse med anleggskonsesjon, viser jeg til den tidligere fremstilling.<sup>177</sup>

Oslo, 9. mai 2007

---

<sup>174</sup> Manøvreringsreglementet er nærmere behandlet hos Falkanger og Haagensen (red.), Vassdrags- og energirett, s. 362-368.

<sup>175</sup> Se pkt. 6.3 (hva gjelder konsesjonsvilkår for nettanlegg).

<sup>176</sup> NVE-rapport 19/1998 s. 5.

<sup>177</sup> Se pkt. 6.2.

