

Arbeidsnotater

S T A T I S T I S K S E N T R A L B Y R Å

OSLO: Postboks 8131 Dep, Oslo 1
Tlf. (02) *41 38 20

KONGSVINGER: Postboks 510, Stasjonssida, 2201 Kongsvinger
Tlf. (066) *14 988

IO 79/12

3. april 1979

DET NORSKE VANNKRAFTSYSTEMET - GRUNNBEGREPER

Av Hans Viggo Sæbø

INNHold

	Side
1. Innledning	1
2. Vannkraftsystemet	1
2.1. Energitap fra vann til forbruksstrøm	1
2.2. Vannkraftreserver - midlere årsproduksjon	2
2.3. Tilløp og flom	2
2.4. Spill	3
2.5. Samkjøring	3
3. Fastkraftbegrepet	4
3.1. Bestemmende års produksjon	4
3.2. Ny definisjon av fastkraft	4
3.3. Import/eksport i den norske kraftforsyningen	6
3.4. Leveringssikkerhet	7
3.5. Samkjøringsgevinst	7
3.6. Fastkraft og prognoser	8
4. Aktuelle tiltak ved svikt i kraftforsyningen	8
5. Statistikk	9

Ikke for offentliggjøring. Dette notat er et arbeidsdokument og kan siteres eller refereres bare etter spesiell tillatelse i hvert enkelt tilfelle. Synspunkter og konklusjoner kan ikke uten videre tas som uttrykk for Statistisk Sentralbyrås oppfatning.

1. Innledning

Vannkraften regnes som en indirekte solenergikilde i likhet med vind, bølger og biomasse. Vannkraften har liten global betydning i dag, idet den bare står for ca. 5 prosent (2500 TWh) av verdens samlede energiforbruk. Likevel kan den ha stor lokal betydning som i Norge, og vil antakelig få det for enkelte land i Sør-Amerika, Asia og Afrika. Den totale reserven regnes i dag å være ca. 25 000 TWh, eller ca. halvparten av verdens årlige energiforbruk nå.

Elektrisitet er en energiform av høyeste kvalitet (arbeid). En vil i det følgende gå gjennom det norske vannkraftsystemet med hensyn på hvordan denne (høyverdige) energien utnyttes fram til levering til forbruker. Det er lagt vekt på å klargjøre de viktigste begreper som knytter seg til dette systemet.

2. Vannkraftsystemet

2.1 Energitalp fra vann til forbruksstrøm

Figur 1 viser sterkt forenklet hvordan stillingsenergien i vannmagasinene utnyttes fram til elektrisitetsbrukerne. Brukerne er her delt opp i 4 kategorier:

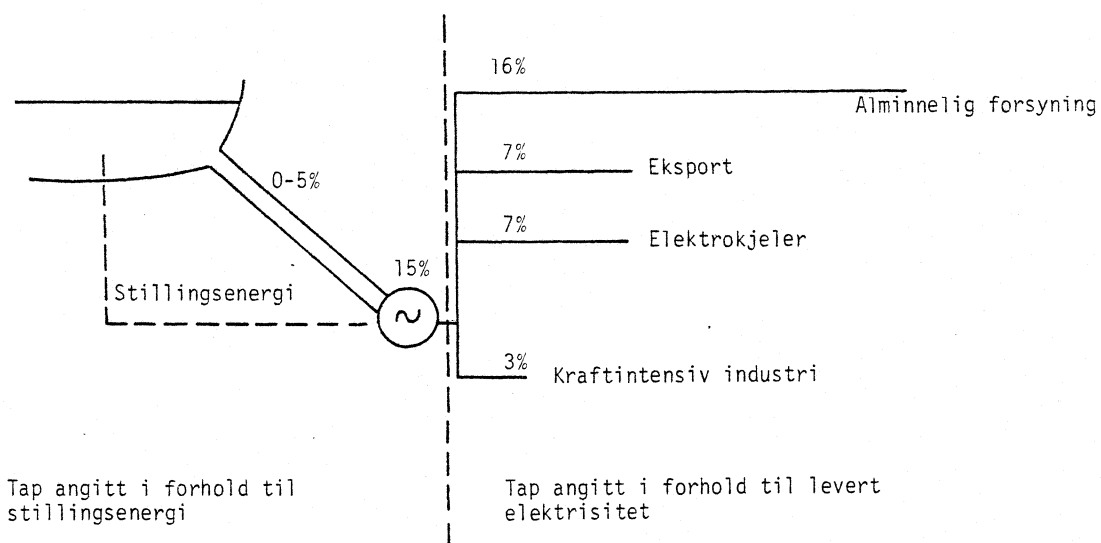
- Kraftintensiv industri
- Alminnelig forsyning (forbruk)
- Elektrokjeler
- Eksport

Kraftintensiv industri er industri med faste kontrakter med elektrisitetsverkene. Denne industrien består som navnet antyder stort sett av de mest kraftintensive sektorer (omfatter kjemiske råvarer, jern, stål og ferrolegeringer, aluminium og andre metaller), men en del industri med stort kraftforbruk er også inkludert i "Alminnelig forsyning" (produksjon av sement, treforedling).

Elektrokjeler er dampkjeler som mottar billig tilfeldig kraft ved overskudd i kraftsystemet.

Alminnelig forsyning inneholder all virksomhet utenfor den kraftintensive industrien. Husholdningene står bare for ca. 40 prosent av den kraft som brukes i den alminnelige forsyning.

Figur 1. Energitalp i vannkraftsystemet.



Tapet i trykksjakta er vanlig friksjonstap (0-5 prosent alt etter sjaktas lengde og dimensjoner).

Tapet på 15 prosent i kraftstasjonen skyldes friksjon i turbinen og selvinduksjon i generatoren. I linjenettet har en tap ved transformering og overføring/fordeling. I gjennomsnitt er dette tapet på ca. 10 prosent, men en har fordelt det ulikt på de forskjellige forbrukskategoriene (dette har betydning for prissetting). Tapet er større ved lav spenning, og alminnelig forsyning (lavspent fordelingsnett) er ansvarlig for de største relative tap. Dessuten er avstanden mellom disse brukerne og kraftstasjonene størst. En regner med et tap på 16 prosent i alminnelig forsyning. Kraftintensiv industri får levert kraften med høy spenning. Denne industrien har til dels egne verk slik at det blir kort overføring, og en regner med et tap på bare 3 prosent her. For eksport og elektrokjeler (høyspenning) regnes tapet til 7 prosent i forhold til levert elektrisitet. Eksporten måles ved grensen.

I statistikken blir ofte alle tap ført under den alminnelige forsyning. Dette vil føre til at år med høy eksport også vil få et t tillegg i strøm til alminnelig forsyning (lik tapet som skyldes eksporten). Det er viktig å være oppmerksom på hvordan alminnelig forsyning til enhver tid defineres (med eller uten tap), og hvilke endringer her som eventuelt skyldes eksport og leveringer til elektrokjeler. I 1978 var f.eks. stigningen innen alminnelig forsyning 4,7 prosent referert kraftstasjon (forbruk + 16 prosent). Inkludert alle tap var imidlertid økningen til alminnelig forsyning 5,3 prosent.

Tapene i kraftstasjonene er blitt mindre de senere år. De oppgitte prosenter er et gjennomsnittstall for norske kraftverk. Tapet i nye verk er noe mindre. Modernisering av kraftverk kan altså gi en gevinst her.

"Lønnsom" gevinst ved moderniseringer i fordelingsnettet er anslått til 0,6 TWh (Energiøkonomiseringsmeldinga).

2.2 Vannkraftreserver - midlere årsproduksjon

Det har vært gjort beregninger av hvilken potensiell energi all nedbør som treffer Norges overflate et år representerer i forhold til havets nivå. Dette gir ca. 550 TWh som altså er en absolutt teoretisk grense for hva som kan bygges ut.

Den nyttbare vannkraftreserven i Norge i dag regnes lik 169 TWh målt i kraftstasjonen. I dette tallet er det inkludert 7 TWh som er varig fredet. I alt 85 TWh var utbygd pr. 1/1 1979. Tallene angir midlere årsproduksjon. Denne er beregnet av Vassdragsdirektoratet og er definert som den produksjon systemet kan gi i et midlere år med samme (midlere) magasinbeholdning ved begynnelsen og slutten av året. Det er ikke tatt hensyn til tap pga. slipping av minstevassføring/fløtingsvann slik at tallet kan ligge litt for høyt.

Nyttbar vannkraft er den vannkraft som kan gi billigere elektrisitet enn oljeproduisert varmekraft. Omfanget av vannkraftreserven er altså følsomt overfor endringer i oljepris og utbyggingskostnader. Øket oljepris fører til en større reserve, det samme gjør en lavere kalkulasjonsrente. Reserven er oppvurdert 11 TWh siste år pga. den nylig kartlagte reserven i eldre kraftverk og i alt utbygde vassdrag.

2.3 Tilløp og flom

I et midlere år vil ikke alt vann som samles i magasinene kunne utnyttes til kraftforsyning. Forbruket er størst om vinteren mens tilløpet av vann er minst. Om sommeren og høsten fylles magasinene opp til vinteren, men vårflommen er så stor at noe vann alltid renner over dammene. Dersom kraftproduksjonen samtidig går for fullt, kalles dette flomtap.

Flomtapet skyldes altså vann som på grunn av manglende maskininstallasjon ikke kan utnyttes til kraftproduksjon. Dette tapet er til dels betydelig. I 1979 har vi en midlere årsproduksjon utbygd vannkraft på 85 TWh, men midlere tilløp er på 97 TWh. Vi har altså et midlere flomtap på 12 TWh. Dette kunne vært utnyttet med større maskininstallasjon eller lagret dersom dammene hadde vært høyere.

Økning av installasjonen er relativt rimelig og har små miljøvirkninger. I dag blir denne ikke økt da det rett og slett ikke finnes avsetningsmuligheter for den ekstra sommerkraft som eventuelt kunne produseres. Disse betraktningene bringer oss naturlig over i neste avsnitt om en annen type tap.

2.4 Spill

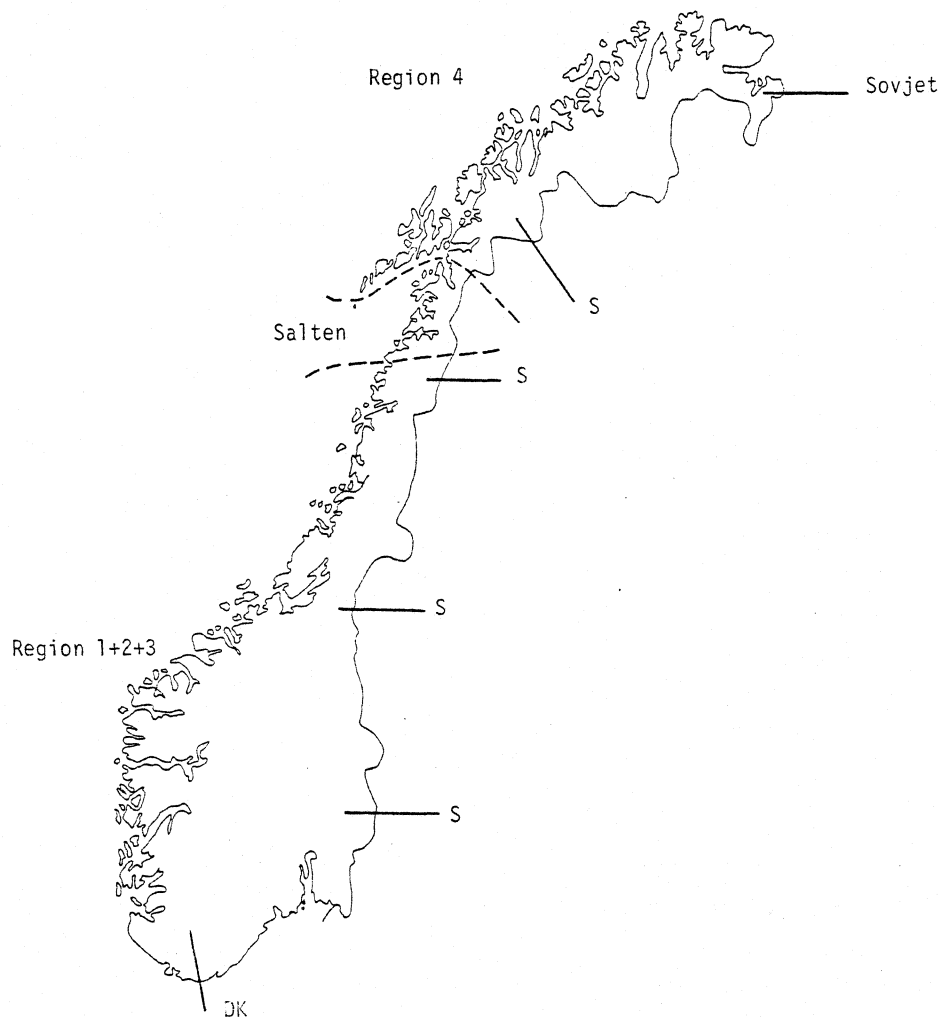
Spill er vanntap som kunne ha vært utnyttet i kraftverk med ledig installasjon dersom kraftbehovet hadde vært høyere. I 1976 ble 1,8 TWh tappet forbi driftsklare maskiner, i 1977 var spillet ubetydelig. En skal være klar over at flømtap og spill ikke kan skilles klart fra hverandre. Når etterspørselen etter kraft kan dekkes uten å kjøre alle kraftverk for fullt, vil det lønne seg å la maskiner i vassdrag med ledig magasinkapasitet stå. Alt vanntap vil i en slik situasjon foregå som flom i vassdrag med fulle magasiner og maskiner som går for fullt. Spill unngås eller slippes i stedet ut som flømtap. En slik manøver muliggjøres ved samkjøring.

2.5 Samkjøring

Samkjøring vil si at flere kraftstasjoner opererer sammen på et felles overførings- og fordelingsnett for å dekke etterspørselen etter kraft. Nedbør og tilsig er ofte ujamt fordelt i Norge, men ved hjelp av samkjøring kan en utnytte vannressursene bedre enn om hvert kraftverk til enhver tid skulle dekke sin del av etterspørselen. Dersom det er fare for flom ett sted, men god magasinkapasitet et annet sted, kan en kjøre det første verket med full effekt og heller stenge av det andre. En kan si at samkjøring hjelper oss til å ta vare på kraft som ellers ville gått tapt, og kraft som ellers hadde vært spill eller flømtap kan selges som tilfeldig kraft. Samkjøring muliggjør også kraftutveksling med utlandet. En viktig faktor ved samkjøring er også gjensidig reserve ved havarier.

I Norge har vi ett stort samkjøringsområde i Sør-Norge med forbindelse til Sverige og Danmark. I Nord-Salten er det et eget (isolert) område, mens samkjøringsområdet i Troms og Finnmark har forbindelse med Sverige og Sovjet (se figur 2). Hvert hovedområde består av en rekke driftsenheter som hver består av ett eller flere samkjørende kraftverk. Samkjøringssystemene i Norge består av i alt 72 driftsenheter.

Figur 2. Norske samkjøringsystemer

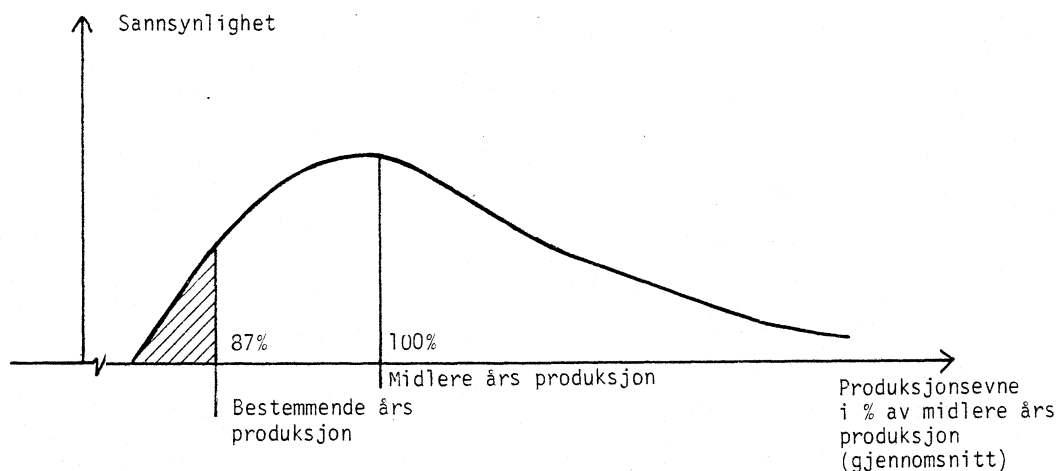


3. Fastkraftbegrepet

3.1 Bestemmende års produksjon

Tidligere ble produksjonsevnen for fastkraft beregnet slik at denne kraftmengden skulle kunne leveres med en viss sikkerhet. Fastkraftmengden ble satt lik produksjonsevnen i det 3. dårligste år av 30 (bestemmende år). Dette svarer omtrent til 10 prosent-fraktilen i fordelingen for produksjonsevnen over år (se figur 3).

Figur 3. Fordeling av produksjonsevnen over år



For ett kraftverk var fastkraftmengden altså lik bestemmende års produksjon.

Utgangspunktet for å bestemme fastkraftnivået var summen av den bestemmende årsproduksjon for hvert kraftverk separat. Fastkraftmengden for det samlede system blir imidlertid større enn summen av hvert enkelt verks bestemmende årsproduksjon, idet områder med nedbørssvikt kan få overført kraft fra områder med overskudd (samkjøring, sannsynligheten er mindre enn 10 prosent for at alle verkene samtidig skal ha underskudd).

Forskjellen mellom summen av verkene bestemmende årsproduksjon og hele systemets bestemmende årsproduksjon ble kalt samkjøringsgevinsten. Denne ble anslått til 2-3 TWh i 1976. Etter hvert har en imidlertid gått over til et nytt fastkraftbegrep.

3.2 Ny definisjon av fastkraft

Mens en tidligere bygget på en fysisk leveringssikkerhet (dekning i 9 av 10 år), har en gått over til å bestemme det samlede fastkraftsalget slik at dette er tilpasset et økonomisk optimalt nivå.

Forenklet kan en si at det optimale fastkraftnivå minimaliserer summen av:

Kostnader ved:

- Utbygging, produksjon og overføring av kraft
- (Utgifter - inntekter) ved hhv. import av kraft og salg av tilfeldig kraft til eksport og elektrokjeler
- Tap og ulemper ved leveringsinnskrenkninger

over en lengre periode.

Tilfeldig kraft er all kraft utenom den alminnelige forsyning og avtalefestet kraft til kraftintensiv industri og eksport. Kraft til elektrokjeler og det aller meste av eksportkraften er tilfeldig kraft.

Hvordan skal så dette forstås?

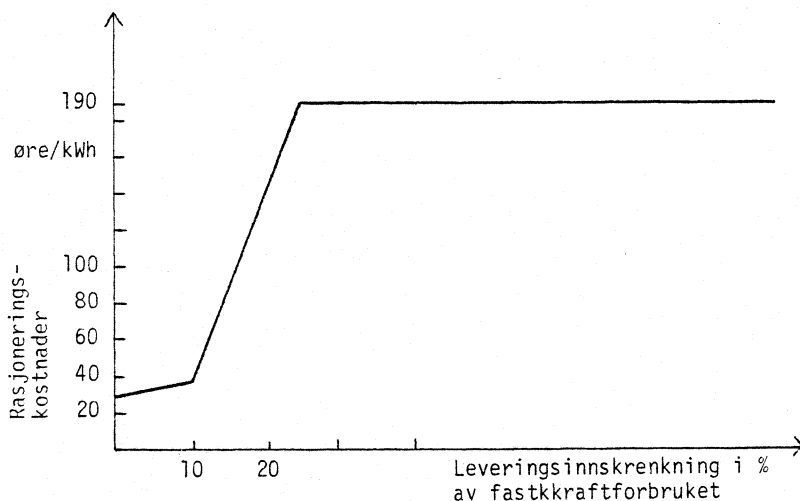
Problemet er å tilpasse produksjonsapparatet til et gitt fastkraftbehov. Behovet er til enhver tid lik industriens kontraktrettigheter + prognostisert forbruk i den alminnelige forsyning.

For et bestemt utbyggingsalternativ minimaliseres kostnadene med hensyn på fastkraftsalget. Minimum finnes som det optimale fastkraftsalg, og dette sammenliknes med det gitte fastkraftbehovet. Dersom en finner avvik, foretas en ny simulering med et annet utbyggingsalternativ som input. Slik fortsetter en til det oppstår tilpasning mellom behov og optimalt fastkraftnivå. Simuleringene foretas på grunnlag av tilsigdata fra perioden 1930 - 59.

Det optimale fastkraftnivå i 1978 var ca. 78 TWh (ifølge samkjøringens årsberetning for 1977), men behovet definert som alminnelig forbruk + norske kontraktrettigheter var 77 TWh. I tillegg kommer at kraftkrevende industri ikke brukte kvoten sin (lå ca. 1,5 TWh under kvoten på 28 TWh). Vi hadde totalt et fastkraftoverskudd på 2-3 TWh, og har altså bygget ut litt mer enn hva som ville ha vært optimalt (etterpåkløskap).

La oss gå tilbake til beregningene. Skal disse kunne gjøres, må tap og ulemper ved leveringsinnskrenkninger uttrykkes i kroner og øre. Siktemålet har vært å regne med de samfunnsøkonomiske tap og ulemper. Resultatet kan presenteres i en såkalt "straffekurve" (figur 4). En regner med at vanlige forbrukere uten større ulemper kan spare inntil 10 prosent elektrisitet, mens en innskrenking på 25 prosent regnes uakseptabel. Industriens tap trekker kurven jevnere oppover idet tapet renges lik den nettoinntekten som går tapt ved lavere produksjonsvolum.

Figur 4. Rasjoneringskostnader som funksjon av leveringsinnskrenkningens omfang

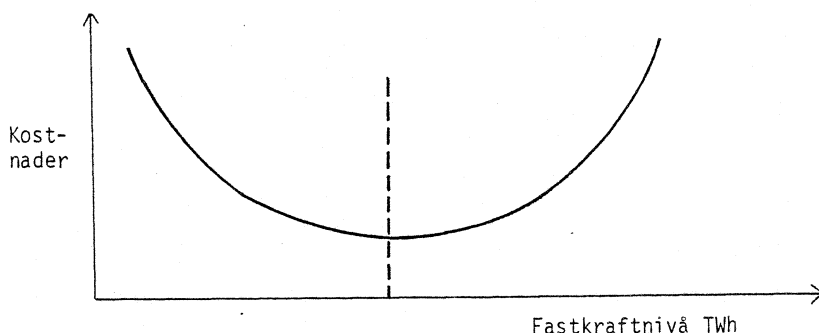


For driftsåret 1978/79 er rasjoneringskostnadene følgende:

0-10%	innskrenkning	→	28,5-38,0	øre/kWh
10-25%	"	→	38,0-190,0	"
over 25%	"	→	190,0	"

Resultatet av beregningene blir en kurve (sterkt forenklet!) hvor det optimale fastkraftnivå er å finne som et minimalpunkt (figur 5).

Figur 5. Fastkraftnivået som et minimalpunkt



Kostnadene som går inn i simuleringene vil selvsagt påvirke resultatet. Høyere oljepris vil gi et lavere optimalt fastkraftnivå (dyrere importert varmekraft). Lavere kalkulasjonsrente vil trekke i samme retning.

Slik beregningene utføres vil ikke økning av fastkraftprisen endre optimaliseringspunktet. Dette skyldes at en betrakter fastkraftbehovet og dermed salget for gitt, og bruker beregningene til å tilpasse produksjonsapparatet til dette nivået.

En annen sak er at økning i elektrisitetsprisen påvirker selve fastkraftbehovet (= prognosene). Når dette synker vil en selvsagt kunne klare seg med et mindre produksjonsapparat og et lavere fastkraftnivå.

Som vi ser er kurven relativt "flat" omkring minimum. Dette betyr at tapet ved fastkraftunderskudd (og overskudd!) alt i alt koster samfunnet forholdsvis lite (rasjoneringstap må sees i forhold til utgiftene ved å dekke behovet med en sterkere utbygging av produksjonsapparatet). En kan derfor spørre om hvor fruktbart det er å operere med fastkraftmengden som den eneste rettesnor ved utbyggingen av vannkraftreservene.

I ressursregnskapet for energi vil en bruke midlere årsproduksjon som mål på vannkraftreservene. Midlere årsproduksjon gir uttrykk for hva vi i gjennomsnitt har av vannkraftressurser (utbygd eller ikke utbygd). Midlere årsproduksjon for vannkraft kan sammenliknes direkte med tilsvarende (forventningsrette) reserveanslag for de andre energiressursene (f.eks. olje).

Midlere årsproduksjon utbygd vannkraft er uavhengig av prisvariasjoner. Den ikke utbygde nyttbare vannkraften omfatter vannkraft som ved utbygging kan gi billigere elektrisitet enn oljebasert varmekraft. Midlere årsproduksjon av denne vil slik avhenge av utbyggingskostnader og oljepris, men avhengigheten er bare knyttet til variasjon i antall vassdrag som det vil være lønnsomt å bygge ut (og i utbyggingens omfang). Slike endringer i nyttbar vannkraft kommer inn i energiregnskapet som omvurderinger.

3.3 Import/eksport i den norske kraftforsyningen

Overføringslinjene til Sverige og Danmark har en kapasitet på henholdsvis 1750 og 500 MW. Tilfeldig kraft eksporteres særlig på dagtid for å ta "toppen" i forbruket. Dersom det er nødvendig med import foretas denne tilsvarende om natta. En situasjon med både eksport (om dagen) og import (om natta) kan forekomme.

Forbindelsene med utlandet fører til en bedre utnyttelse av Skandinavias samlede kraftressurser til fordel for alle parter. Det er beregnet at vi takket være svensk og dansk varmekraft har hevet vårt optimale fastkraftnivå med 4-5 TWh. Det er derfor ikke riktig å klage over at vi enkelte år er avhengige av "dyr import" av varmekraft, i det lange løp er dette nettopp en økonomisk optimal løsning. Særlig i en tid med norsk kraftoverskudd redder eksport-mulighetene oss fra store tap av tilfeldig kraft og bidrar dermed til å redusere de samfunnsøkonomiske tap i en slik situasjon.

Det er mulig å heve fastkraftnivået ytterligere ved en utvidelse av eksport/import-avtalene.

3.4 Leveringssikkerhet

Leveringssikkerheten ble tidligere referert til en tidsperiode, en så at det forekom leverings- svikt et år dersom alle fastkraftforpliktelsene dette året ikke kunne oppfylles. Med den gamle definisjonen av fastkraft skulle slik leveringssikkerhet være 90 prosent. Det er vanskelig å beregne denne leveringssikkerheten på grunnlag av dagens fastkraftdefinisjon, men det er klart at den blir større enn med den gamle definisjonen som ga et høyere fastkraftkvantum dersom en ser bort fra av- talen om eksport og import av kraft. Med disse avtalene kan det være økonomisk optimalt med hyppigere, men mer moderate leveringsinnskrenkninger.

Leveringssikkerheten angis nå som prosentvis andel av fastkraftforpliktelsene som i middel blir levert over en simulert årrekke. Denne fremkommer som en avledet størrelse, og kan variere over tid og over de forskjellige driftsenhetene som inngår i samkjøringssystemet (se f.eks. samkjøringens årsberetning for 1977). I middel ligger leveringssikkerheten nå på ca. 99,6 prosent. Dette betyr at vi over en 30 års-periode kan vente et samlet fastkraftunderskudd i prosent av ett års forbruk på 0,4 prosent x 30 = 12 prosent. Dette gir f.eks. et underskudd på 12 prosent i 1 av 30 år, 6 prosent i 2 av 30 år eller 3 prosent i 4 av 30 år. Det siste vil pga. straffekurvens form kunne være økonomisk optimalt.

3.5 Samkjøringsgevinst

Samkjøringsgevinsten (referert til den nye fastkraftdefinisjonen) er lik forskjellen mellom produksjonsevnen for fastkraft for det samlede system og summen av produksjonsevnen beregnet for hver driftsenhet.

Beregninger foretatt i 1977 gir en samkjøringsgevinst på 2 TWh. Denne beregningen bygger på "ideell" samkjøring. Dette forutsetter for det første at det ikke er nettrestriksjoner. Slike restriksjoner vil som regel ikke være til stede internt i de enkelte driftsenheter, men de vil være til stede mellom driftsenhetene og spesielt mellom landsdelene. Korrigert for dette forhold antas differensen mellom produksjonsgrunnlaget for to driftsenheter som tilsammen omfatter hele det norske system og summen av produksjonsgrunnlaget for de enkelte 72 driftsenheter å være mellom 1 og 2 TWh, eller ca. 2 prosent. Denne differansen eller samkjøringsgevinsten angir altså hvor meget mer fastkraft det er dekning for i et samkjørt system med sentral ledelse i forhold til et desentralisert system.

I praksis avhenger denne gevinsten av hvordan samkjøringssamarbeidet er organisert. En har i dag en desentralisert ledelse (til tross for det samkjørte systemet), og en regner med at dette fører til at samkjøringsgevinsten ikke kan utnyttes fullt ut. I tørre år med skjev tilsigsfordeling vil en desentralisert driftsledelse, på grunn av enhetenes ønske om å sikre sin egen krafttilgang, kunne føre til en dårligere samlet energidisponering enn en sentral ledelse (samkjøringens årsberetning 1977). På den annen side regner en med at det desentraliserte systemet fører til bedre (økonomisk) drift for hver enhet isolert. Konklusjonen blir i alle fall at samkjøringen nå ikke regner med noen samkjørings- gevinst, men setter landets fastkraftpotensial lik summen av produksjonsgrunnlagene beregnet i separat drift! En har altså gått noe under det beregnede økonomisk optimale fastkraftnivå for å ha litt å gå på ut fra en mistanke om at modellen ikke svarer til virkeligheten.

3.6 Fastkraft og prognoser

NVE's siste prognose for fastkraftbehovet i perioden 1985 - 2000 ble godkjent av Hovedstyret 19/2 1979. En midlere beregning for behovet til alminnelig forsyning i 1985 gav 57 TWh. For å dekke dette behovet regner en imidlertid med en nødvendig fastkrafttilgang på 62 TWh. Tillegget på 5 TWh skyldes at en vil ha noe ekstra å gå på på grunn av "kalde vintre", ikke-ideell samkjøring, beregningsusikkerhet etc.

Vi har sett at produksjonsevnen for fastkraft beregnes som et økonomisk optimum, slik at ulempene ved kraftunderskudd i særlig tørre år oppveies av utbyggingskostnader minus inntektene ved eksport og annet salg av tilfeldig kraft. I prinsippet burde de forhold som er nevnt foran også trekkes med i denne optimaliseringen. Grunnen til dette er at det ved siden av vannkraftsystemets midlere produksjonsevne er den samlede virkning av variasjoner i nedbør, temperatur, samkjøringseffektivitet etc. som er avgjørende for hvor mye som skal bygges ut for å kunne dekke et gitt kraftbehov. Dersom det f.eks. hadde vært slik at kalde vintre alltid fulgte etter nedbørrike år ville økningen i behovet dette medførte kunne dekkes selv om en hadde et generelt fastkraftunderskudd. Det er sannsynligheten for at det samtidig skal være tørrår og kalde vintre som er avgjørende for hvor mye produksjonsevnen for fastkraft skal justeres.

Forhold som samkjøringseffektivitet virker først og fremst inn på produksjonsevnen og ikke på behovet for kraft.

Konklusjonen blir at (stokastiske) variasjoner i temperatur, samkjøringseffektivitet etc. bør trekkes inn i modellen som beregner optimal produksjonsevne for fastkraft. Siden dette ikke er gjort er alternativet å justere tilgangstallene ned pga. disse forhold.

Som nevnt i avsnitt 3.5 har en imidlertid alt trukket fra 2 TWh i produksjonsevnen for fastkraft for manglende samkjøringsevne (i forhold til modellberegningen). Ved at det nå plusses på behovet begrunnet med dårlig samkjøring, kan en undre om denne delen av "sikkerhetsmarginen" ikke er regnet dobbelt.

Det temperaturkorrigerede forbruket i den alminnelige forsyning var på 48 TWh i 1978. Dette forbruket er direkte sammenliknbart med prognosen på 57 TWh i 1985. Variasjoner som påvirker produksjon, distribusjon og etterspørsel som ikke er med i modellen for beregning av optimal produksjonsevne, kan gi fradrag fra beregnet produksjonsevne. Dersom det imidlertid gjøres slike fradrag (eller påplussing på prognosen) uten at dette har bakgrunn i en målsetting om et (samfunnsøkonomisk) optimalt fastkraftsalg, burde dette gjøres klart.

En utbygging ut over det som er optimalt representerer et samfunnsøkonomisk tap. Det ideelle ville være om det både når en hadde fastkraftoverskudd eller -underskudd ble presentert tall for hvilke tap i kroner dette representerer.

4. Aktuelle tiltak ved svikt i kraftforsyningen

Det er de enkelte elverk som avgjør om kraft skal rasjoneres i hvert enkelt område, men de står i praksis uten hjemmel for å kunne gjennomføre en rasjonering. Rasjoneringsloven av 1962 gir slik hjemmel dersom knappheten på energi skyldes "ekstraordinære forhold", men en antar at det skal svært mye til før denne kommer i bruk.

En regner med at det kan oppstå en situasjon der noen verk må begrense kraftleveransene, mens andre ikke blir berørt. Muligheten for en slik situasjon hvor altså samkjøringen fungerer dårlig, er sannsynligvis en av hovedgrunnene til at hvert enkelt verk tilstreber å være selvforsynt med kraft innen sitt område.

De praktiske metodene elverkene kan bruke dersom de ikke kan dekke etterspørselen er:

- a) Sparekampanje - En regner med å spare 10 prosent av alminnelig forbruk med små kostnader. Problemet er bare at elverkene ikke kan tillate seg å bruke sparekampanje ofte på grunn av de langsiktige konsekvensene (sitat fra S.O. Ambjørnrud, foredrag på kursdagene, NTH, januar 1977). Sparing kan senke etterspørselen etter kraft generelt.
- b) Restriksjoner for bruk av elektrisk energi - Med hjemmel i rasjoneringsloven kan en påby reduksjon av kraftforbruket til visse formål.
- c) Gjenkjøp av energi fra kraftkrevende industri. Dette er etter min mening en god måte å løse et tørrårsproblem på. I aluminiumsindustrien og i bedrifter som produserer jern, stål og ferrolegeringer er det gjennomsnittlig et varelager på ca. 10 prosent. Dette tilsvarer ca. 2 TWh elektrisk kraft.

Andre tiltak som har vært nevnt er gjenkjøp fra alminnelig forsyning, kvoterasjonering, spenningssenkning og utkoblinger. En del av tiltakene er betinget av at rasjoneringsloven vil bli brukt, men det har ingen garanti for. Myndighetene frykter at et tilsagn om at rasjoneringsloven vil bli brukt vil virke som en "sovepute" for elektrisitetsverkene (Ambjørnrud).

5. Statistikk

De vedlagte tabellene er tatt fra ressursregnskapet for energi. En kan spesielt legge merke til at dårlige nyttbare tilløp i 1976 ble kombinert med en rekordartet eksport slik at magasin-fyllingen gikk ned med 10 TWh i løpet av året.

Både 1976 og 1977 hadde nyttbare tilløp under midlere produksjonsevne (se tabell 2). Sammen med eksporten i 1976 førte dette til et importoverskudd i 1977 (tabell 3). Slik import er helt normal (og i det lange løp økonomisk optimal) i en så tørr periode. I 1978 var det nyttbare tilløp nær normalen. Dette året eksporterte en kraft samtidig med at en bygde opp magasinbeholdningen.

Ingen av tallene i tabellene er temperaturkorrigerte, 1978 var et spesielt kaldt år. I forhold til et "normalår" hadde en en temperaturkorreksjon på 1-1,5 TWh på det alminnelige forbruk.

Tabell 1. Reserveregnskap for vannkraft

A) Midlere årsproduksjon nyttbar vannkraft i utbygde vassdrag. TWh

	1973	1974	1975	1976	1977	1978
Reserver 1/1	76,5	73,3	69,3	71,2	69,2	67,9
Omvurdering	-	-	5,1	-1,6	-	11,0 ¹⁾
Utbygging i perioden	-3,2	-4,0	-3,2	-0,4	-1,3	-2,0
Reserver 31/12	73,3	69,3	71,2	69,2	67,9	76,9

B) Midlere årsproduksjon i utbygde vassdrag. TWh

Midlere produksjonsevne 1/1	73,1	76,3	80,3	81,2	81,8	83,1
Omvurdering	-	-	-2,3	0,2	-	-
Utbygging i perioden	3,2	4,0	3,2	0,4	1,3	2,0
Midlere produksjonsevne 31/12	76,3	80,3	81,2	81,8	83,1	85,1

1) Skyldes småkraftverk (5 TWh) og opprusting av eldre kraftverk (6TWh).

Tabell 2. Magasinregnskap. TWh

	1973	1974	1975	1976	1977	1978 ¹⁾	
Magasinbeholdning 1/1	31,6	31,4	34,2	40,6	30,5	36,9	
Nytt- bart tilløp	Midlere produksjonsevne i perioden ²⁾ Avvik fra midlere produksjons- evne	74,7	78,3	80,7	81,5	82,5	84,1
Uttak		-2,1	1,1	3,1	-9,6	-3,9	0,5
	-72,8	-76,6	-77,4	-82,0	-72,2	-81,0	
Magasinbeholdning 31/12	31,4	34,2	40,6	30,5	36,9	40,5	
Magasinkapasitet 31/12	45,5	48,5	50,4	52,4	54,3	56,3	
Fyllingsgrad, pst. 31/12	69,0	70,5	80,6	58,3	68,0	72,0	

Median fyllingsgrad siste 10 år ligger på ca. 70 prosent ved årets utgang.

1) Foreløpige tall. 2) Gjennomsnitt av produksjonsevnen ved begynnelsen og slutten av perioden.

Tabell 3. Produksjon og tilgang på vannkraftprodusert elektrisitet i Norge 1973 - 78. TWh

	1973	1974	1975	1976	1977	1978 ¹⁾
Uttak	72,8	76,6	77,4	82,0	72,2	81,0
Import	0,1	0,1	0,1	0,2	2,7	0,8
Eksport	-5,3	-5,6	-5,7	-6,9	-1,6	-4,2
Tilgang i Norge	67,6	71,1	71,8	75,3	73,3	77,6
Årlig endring, pst.	5,2	1,0	4,9	-2,7	5,9	

Av dette:

Kraftintensiv industri (inkl. 3 prosent tap) .	27,3	28,3	27,0	27,3	25,4	26,6
Alminnelig forbruk (inkl. 16 prosent tap)	37,4	39,2	40,8	44,4	47,0	49,2
Fastkraft i alt	64,7	67,5	67,8	71,7	72,4	75,8
Årlig endring, pst.	4,3	0,4	5,8	1,0	4,7	

1) Foreløpige tall