

# Driftssimulering av et kraftproduksjonssystem

Av professor Vidkunn Hveding

## Summary

621.311

*A new power plant is usually not intended for separate, isolated operation, but as an addition to an already existing system. The benefit of the new plant can thus be evaluated only in terms of the addition it brings to the productive capacity of the system as a whole. In a predominantly hydroelectric power system, production depends upon how storage facilities are operated, under the prevailing uncertainty about future run-off.*

*The paper describes models for simulating the operation of such a system under a set of decision rules designed to maximize the product, i. e. the value of produced energy in terms of marginal utility to the consumers. The technique is based on the concept of incremental value of storage as introduced by Stage and Larsson. The author describes the original single plant model, then develops a multiple plant model, and also a simplified version of the same. Finally, examples are given showing how to use simulation results in evaluating proposed additions to the production facilities of the system (hydro or thermal plant, storage, etc.).*

## 1. Innledning

Få eller ingen kraftverk blir nå bygget for å drives isolert. Hvert nytt anlegg, enten det er et komplett kraftverk, et magasin, eller en ny maskin, føyer seg som et nytt ledd til et kraftproduksjonssystem som eksisterte fra før. Det har da begrenset

interesse å regne på hva det nye anlegget kunne ha produsert hvis det hadde vært drevet isolert. Den virkelige nytten av nyanlegget ligger i den økning det muliggjør, i hele systemets produksjon.

For å kunne vurdere nyanlegget og velge mellom alternativene, må man altså skaffe seg et mål for hva man kan få ut av hele systemet i praktisk drift, dels med og dels uten nyanlegget. Det kan man bare få ved å «simulere» driften, regne den igjennom på papiret, for et representativt utvalg av mulige driftssituasjoner. Det blir et meget stort regnearbeid, men det kan den elektroniske regnemaskinen ta seg av, forutsatt at man kan stille opp konkrete tallmessige kriterier for driften. Driften i denne forbindelse vil si energihusholdningen, med nødvendig hensyn tatt til effektdekningen.

## 2. Kriterier for energihusholdningen — Preferansefunksjonen

Den primære oppgave ved energihusholdningen er å sørge for at fastkraftbehovet kan bli dekket til enhver tid, så langt det er mulig. Men i et system hvor vannkraften er dominerende eller enerådende, kan det ikke utelukkes at vanntilgangen blir så dårlig (f. eks. ved flere tørre år på rad, og dermed manglende oppfylling av magasinene), at fastkraften ikke kan dekkes. På den annen side vil det forekomme lange perioder med så god vanntilgang at man bør kunne selge kraft utover fastkraften (tilfeldig kraft, elektrokjeler o.l.). Kan man gi regnemaskinen noen instruksjon om når den skal regne med innskrenking, og når den skal regne med overskuddslevering?

For å ta sviktsituasjonen først, så er det klart at praktisk drift ikke tar sikte på å holde svikthyppheten så lav som mulig. Det ville nemlig innebære at man skulle kjøre med uinnskrenket fastkraftlevering så lenge det overhodet finnes vann i magasinet, og så ta stopp når det blir tomt. For inntil det er tomt, er det alltid en viss sjanse for at utviklingen kan snu, men ved for tidlig innskrenking hadde man da tatt svikten på forskudd. — Den samme driftsmåte ville det føre til hvis man søker å gjøre svikten målt i kWh så liten som mulig.



Professor Vidkunn Hveding er bygningsingeniør fra NTH 1946. Han har arbeidet med kraftutbygging i Norge 1946–54 og i Etiopia og Brasil 1956–58, var professor i vassbygging ved NTH 1958–61, adm. direktør i NVE 1961–63, rådgiver for Kuwait-fondet for arabisk økonomisk utvikling 1963–66, og er nå konstituert departementsråd i Industridepartementet, Oslo.

I praktisk drift søker man å ta rev i seilene i tide dersom magasinsituasjonen utvikler seg faretruende. Men det at man således overveier å holde tilbake en kWh f. eks. i februar, mens det ennå er vann i magasinene, betyr at man regner med at den samme kWh kan bli mer verd for kundekretsen på et senere tidspunkt, dersom situasjonen blir kritisk. Man baserer seg m. a. o. på en antakelse om økende marginalverdi ved økende leveringssvikt. For at regnemaskinen skal kunne legge opp driften, er det nødvendig å søke å tallfeste denne marginalverdien, — verdien av å kunne disponere en kWh ekstra ved forskjellige grader av rasjonering.

Tapene for kunden ved begynnende rasjonering er moderate. Sett at den marginale salgspris til kundekretsen ligger omkring 5 øre pr. kWh. Forbruket er da blitt som det er, nettopp fordi kundene synes den siste kWh de forsyner seg med, er verd 5 øre. Det er da sannsynlig at de kunne unnvære den igjen, om de bare fikk sin 5-øre tilbake. De første få kWh som må skjæres bort, representerer da en verdi av ca. 5 øre. Tapet av denne verdien faller dels på verket, dels på kundene, alt etter hvordan tariffen er formet.

Men etter hvert som nedskjæringen øker, oppstår det større tap og ulemper. I næringslivet blir maskiner, prosessutstyr og arbeidskraft satt ut av bruk, og det som tapes, er ikke bare elektrisitetens egen kostnad, men den inntekt som skulle betalt for elektrisiteten, maskinene og arbeidskraften. I hjemmene blir det kanskje ikke direkte økonomisk tap, men stadig økende ulemper og ubehag som etter hvert må likestilles med flere ganger elektrisitetens kostende. Noe nær eksakte anslag er det meget vanskelig å gjøre, da en viss nedskjæring fra verkets side vil ramme de enkelte kunder meget forskjellig. Men det er neppe for høyt regnet under vanlige norske forhold å anta at grenseverdien (den verdi som representeres av kWh ytterligere nedskjæring) for kundekretsen under ett, øker som vist ved den sterkt opptrukne kurve i *fig. 1*, når leveringen reduseres i forhold til fritt uttak av fastkraft.

Denne kurven viser hva man i sosialøkonomien kaller en «preferansefunksjon», som her er et meget betegnende navn. For driften av et gitt produksjonssystem er det egentlig likegyldig hvor høyt prisene i kurven er satt. Det vesentlige for driften er at man f. eks. legger dobbelt så stor vekt på å

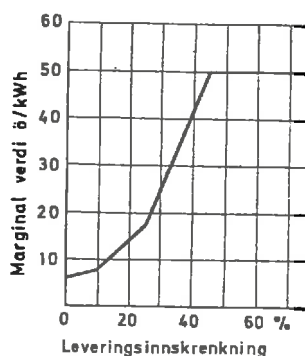


Fig. 1. Preferansefunksjon.

unngå å komme over 15 % rasjonering, som på å unngå rasjonering i det hele, og 6—7 ganger så stor vekt på å unngå over 40 % rasjonering. Man gir det siste 6—7 ganger så høy preferanse.

Disse marginalverdiene må så kombineres med sannsynligheten for de forskjellige mulige utviklinger av vannsituasjonen. Hvis man kunne si i dag hvilken sannsynlig verdi eller «forventningsverdi» en kWh som vi nå tar vare på i magasinet, vil ha for kundekretsen i fremtiden ut fra disse sannsynlighetene, så burde man holde tilbake alt forbruk som i dag har lavere verdi enn dette. Hvordan disse forventningsverdiene kan beregnes, kan lettest forklares etter å ha sett på hvordan de skal brukes. Vi skal derfor ta for oss et meget enkelt simuleringstilfelle, ett enkelt kraftverk med ett magasin.

### 3. Ettverks-modellen

Man tenker seg her ett enkelt kraftverk *K* (*fig. 2*) med et magasin *M*, et visst tilløp *RR* til magasinet og et uregulerbart tilløp *UR* nedenfor magasinet. Kraftverket skal dekke et fastkraftbehov som varierer med årstiden, som vist i *fig. 3*. Man har valgt å dele året inn i 26 perioder à 2 uker, og fastkraftbehovet er likesom tilløpene angitt i kWh pr. 2 ukers periode. Preferansefunksjon er vist i *fig. 1*.

La oss videre anta at man kjenner forventningsverdien for magasinert energi til alle årstider og kan plote den som funksjon av magasininnholdet. Jo mer vann det er i magasinet, desto mindre sannsynlighet er det for kritiske situasjoner og derfor lavere forventningsverdi. Dette er vist i *fig. 4*.

Så kan simuleringen begynne. Man starter med en gitt eller antatt magasinssituasjon ved begynnel-

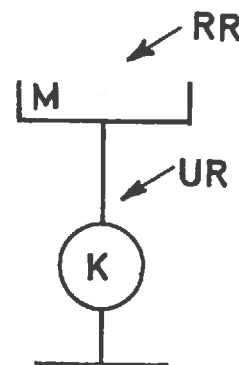


Fig. 2. Ettverksmodellen.

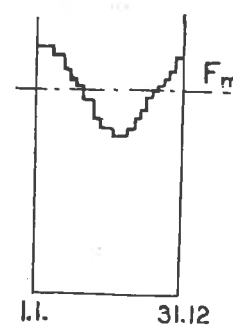


Fig. 3. Fastkraftens sesongvariasjon.

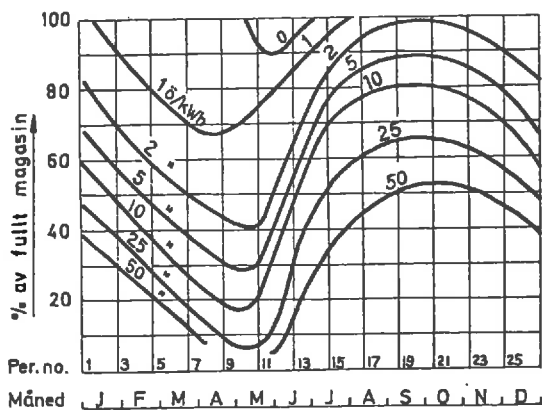


Fig. 4. Eksempel på vannverdier.

sen av periode nr. 1 i år nr. 1, f. eks. 75 % av fullt magasin. Da kan man lese av i fig. 4 at forventningsverdien (heretter kalt vannverdien) er 3 ø/kWh, og av fig. 1 ser man da at det ikke blir tale om rasjonering. En kWh som man da ville holde tilbake, har en sannsynlig fremtidsverdi på bare 3 øre, og da er det bedre å bruke den, enn å tape 6 øre på en innskrenkning. Til det magasin man hadde, legger man tilløpet for perioden og trekker fra forbruket (hele fastkraftbehovet ubeskåret). Dermed har man magasininnholdet ved begynnelsen av periode 2, hvor det hele gjentar seg.

Men i denne beskrivelse er det uregulerbare tilløp uteglemt. Det må naturligvis tas først, eventuelt begrenset av maskinkapasiteten og av hva som kan selges. Vannverdien her er null, intet kan tas vare på til siden. Først deretter slår man opp magasinets vannverdi og sørger for at det fastkraftbehov som ikke allerede er dekket ved uregulerbart tilløp og som har høyere verdi enn vannverdien, blir tatt fra magasin. Så gjør man opp magasinregnskapet for perioden og kommer frem til begynnelsen av neste periode.

Sett at man nå hadde regnet seg frem gjennom periode 1, 2, 3 og 4, og var kommet frem til begynnelsen av periode 5 med ca. 38 % magasininnhold. Vannverdien iflg. fig. 4 er da 10 ø/kWh. Det betyr at alt forbruk over 87 % av det fulle fastkraftbehov i periode 5 bør holdes tilbake. De kilowattimene er sannsynligvis mer verd i fremtiden.

Slik kan man fortsette, periode for periode, gjennom hele den årrekke som man har tilløpsobservasjoner for. Disponeringen, som skjer ved begynnelsen av hver periode, bygger ikke på noen «etterpå-klokskap» om tilløpet i perioden. Man bygger utelukkende på den kjente magasinetsituasjon og de forventningsverdier man har utregnet på sannsynlighetsbasis. Beskrivelse av denne utregningen følger senere.

Ennå er imidlertid ikke overskuddssituasjonene nevnt. De er heldigvis mer alminnelige enn mangelsituasjonene. I fig 5 er preferansefunksjonen tegnet opp igjen, med tilføyelse av en gren utover mot venstre. Den betyr at man kan få solgt overskuddskraft, opp til 10 % i dette eksemplet utover fastkraftkvantumet, til en pris fallende fra 1,2 til 0,6

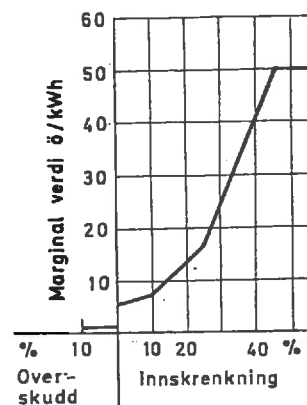


Fig. 5. Preferansefunksjon inkl. overskuddssalg.

ø/kWh. Konsekvensen må bli at dersom vi noen gang kommer opp i så god magasinetsituasjon at vannverdien blir mindre enn 1,2 ø/kWh — ut fra en kombinasjon av sannsynligheten for at den øverste kWh skal gå tapt ved overløp (altså få verdi 0), og sannsynligheten av at den kan komme til forskjellige grader av nyttig anvendelse — da bør det selges overskuddskraft. En sjelden gang kan det uregulerbare tilløpet alene være så stort at det dekker også overskuddssalg. Da må naturligvis dette foregå, uavhengig av hva vannet i magasinet er verd, da det uregulerbare tilløp alltid har 0-verdi i fremtiden.

Samtidig som simuleringen går frem på denne måte, periode for periode, registrerer man de tap som forekommer for hver periode. Dette vil si svikt i kWh multiplisert med midlere verdi, eller mer presist som et integral, resp. inntektene av overskuddssalg (med motsatt fortegn, inntekt = negative tap). Man summerer det hele opp til slutt som et mål på hva dette kraftverk har kunnet yte i drift, nemlig dekning av fastkraftbehovet, minus et så og så stort tap.

#### 4. Beregning av vannverdien

Hittil har vi bare forutsatt at vannverdiene (forventningsverdiene på vann i magasin) er kjent. Svenskene Stage og Larsson [1] har vist hvordan vannverdiene kan beregnes etter følgende resonnement.

Sett at vi til å begynne med bare hadde gjettest vannverdiene, og plottet dem som vist i fig 6 a. Vi kan da forsøke en «prøvedrift». La oss tenke oss den situasjon at vi er ved 15. februar og har 70 % av fullt magasin. Vannverdien (gjettest) er da 2,2 ø/kWh, og av preferansefunksjonen (fig. 5) ser vi da at leveringen i kommende periode bør være 100 %. Nå tar vi for oss tilløpene 15. februar—1. mars for alle de år vi har observasjoner for, og beregner hvordan magasinetsituasjonen da ville utviklet seg i hvert av disse årene. Dette er antydning for seks år i figuren. Vi kommer da frem til en rekke forskjellige magasininnhold. I noen år er den siste kWh vi holdt tilbake den 15. februar, blitt mer verd den 1. mars, i andre år er den blitt mindre verd. Men hvis våre kurver i fig. 6 skal være rik-



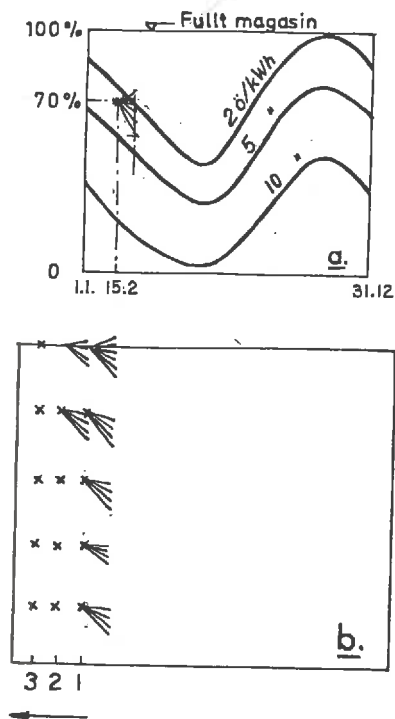


Fig. 6. Beregning av vannverdier. a: Start fra gjettede verdier. b: Beregningsgang.

tige, må verdien den 15. februar være lik middelverdien for alle de punkter vi havnet på den 1. mars. For hvis den ikke er det, ville det lønnet seg å holde tilbake noen kWh mer, eller mindre, alt etter hvilken vei det slår ut.

Beregningsgangen blir da følgende (kfr. fig 6 b): Vi korrigerer den verdi vi hadde gjettet den 15. februar, ved å sette den lik middel av de «nye» verdiene den 1. mars. Så gjør vi den samme operasjon ut fra en rekke andre magasininnhold den 15. februar — 0, 10 %, 20 % — 100 % av fullt magasin. Dermed har vi et fullstendig sett korrigererte verdier pr. 15. februar. Så flytter vi oss tilbake til 1. februar og gjør den samme prøvedriften derfra: Start fra et gitt magasininnhold med tilhørende gjettet vannverdi bringer oss frem til en rekke forskjellige vannverdier den 15. februar. Vi korrigerer verdien pr. 1. februar ved å sette den lik middel av de oppnådde verdier pr. 15. februar. Når vi har gjort dette for alle forskjellige magasin-situasjoner pr. 1. februar (0, 10, 20 — 100 % av fullt magasin), kan vi gå enda et skritt tilbake.

Slik fortsetter vi til vi er tilbake ved 1. mars igjen. Vi vil da antagelig finne at de verdiene vi hadde der i sted og som dannet utgangspunktet for det hele, ikke stemmer. Så må vi korrigere dem ved hjelp av middel for de verdier vi havner på pr. 15. mars. Det betyr at vi må regne en ny runde — 15. februar, 1. februar osv. — og kanskje enda en, inntil vannverdiene ikke endrer seg lenger. Vi har da et sett vannverdier som oppfyller den betingelsen vi satte, om at de skal stemme innbyrdes.

Noen ganger under disse beregningene kommer vi til fullt magasin, og det regner over. Vannverdien

er da 0. Andre ganger blir magasinet tomt, og man har bare det naturlige tilløp til å dekke etterspørselen. Vannverdien er da lik verdien av den dyreste kWh som må skjæres bort (så meget hadde den vært verd, hvis man hadde hatt en kWh på lager). I virkeligheten er det disse to hendelser, fullt magasin med spill og tomt magasin, som bestemmer alle vannverdiene. Verdiene mellom 0 og 100 % magasin bestemmes av hele spillet av sannsynligheter for at man skal komme til noen av de to ytterpunktene.

### 5. Et regneeksempel

Beregningsgangen ved simulering av driften på ettverksmodellen kan nå oppsummeres slik:

Utgangsmaterialet er tilløpsobservasjoner for en lengere årrekke omregnet til energi (kWh/periode), regulerbart og uregulerbart for seg, fastkraftbehovet (kWh/periode), magasin størrelse (kWh) og maskinkapasitet for uregulerbart tilløp (kWh/periode).

Det kan være passende å regne med året delt i 26 perioder à 2 uker. Først beregnes vannverdiene ved at man tar for seg én og én periode i baklengs rekkefølge, og bruker tilløpsverdier fra alle tilløpsår hver gang. Dernest simuleres driften sammenhengende gjennom hele den observerte årrekke, fra begynnelse til slutt.

Resultatet av en slik simulering er tegnet opp for noen år i fig. 7. Det gjelder et tenkt kraftverk med tilløp som for Eidfjordvatn vannmerke, magasin på 65 % av midlere årlig tilløp, og et fastkraftbehov på 90 % av tilløpet i energienheter. Ca. 10 % av tilløpet renner ikke til magasinet. Diagrammet i fig. 7 viser øverst avvikelse fra normal levering, overskuddskraft oppover, leveringssvikt nedover. Nedenfor er vist variasjonen i magasininnhold. Man ser at det aldri blir riktig tomt magasin. Regnemaskinen foretar heller en nedskjæring av forbruket av hensyn til en mulig verre situasjon. På den annen side er det heller ikke noe fast restmagasin ved hvert tappesesongs slutt, men det varierer fra år til år, akkurat som i virkeligheten.

Ifølge bestemmende reguleringskurve for Eidfjordvatn [2] skulle det angitte magasin være tilstrekkelig til å gi en «bestemmende årsproduksjon» på nær 90 % av tilløpet. Man skulle altså i dette eksemplet «ventet» å få svikt ca. 1 gang pr. 10 år. I virkeligheten viser simuleringen større eller mindre svikt i hele 11 av de tredive årene 1931—60. Årsaken til denne store uoverensstemmelse er enkel: «Bestemmende år» begrepet bygger på en driftsmåte som tar blinde sjanser. Det leveres ubeskåret så lenge det finnes vann igjen i magasinet. Da inntrer det svikt nokså sjelden, for det vil helst gå godt. Men til gjengjeld blir det en alvorlig svikt når den kommer. Simuleringen derimot er basert på den mer realistiske forutsetning at det heller tas mindre innskrenkninger i tide, enn at det risikeres sammenbrudd, selv om disse forekommer sjelden. Simuleringen preges derfor sammenligningsvis av langt flere, men mer moderate innskrenkninger.

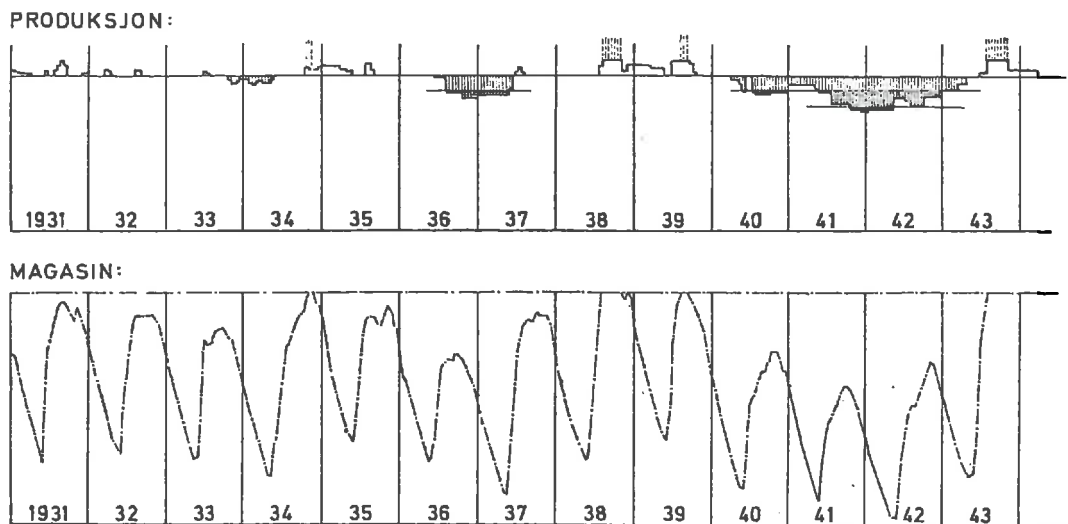


Fig. 7. Driftssimulering for en årrekke.

### 6. Varmekraft

La oss forutsette at vannkraftverket i *fig. 1* kan samkjøre med et mindre varmekraftverk. Varmekraftverket kan da settes i drift for å levere energi når vannsituasjonen er slik at den tilsier det, og på den annen side kan det stoppes når vannsituasjonen er god. Avgjørende for i hvilken grad man skal kjøre varmekraftverkene, blir på den ene side vannsituasjonen, på den annen side kostnaden ved kjøringen, nærmere bestemt den variable eller energiavhengige del av kostnaden.

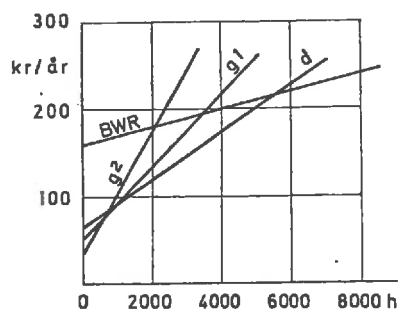


Fig. 8. Kostnadseksempler for varmekraft. d: dampkraft, forenklet. g1: gassturbin, tung olje; g2: gassturbin lett olje. BWR: atomkraft, kokende vann.

*Fig. 8* viser noen eksempler på kostnad av forskjellige typer varmekraft i form av kostnad pr. år pr. kW ved forskjellige energiproduksjon (brukstid). Som figuren viser, kan kostnaden beskrives som en fast kostnad, uavhengig av om verket drives eller ikke, og dertil en variabel kostnad, tilnærmet proporsjonal med energileveringen.

La oss f. eks. anta at vårt varmekraftverk er kondenskraftverket i *fig. 14*, med fast kostnad 65 kr pr. kW år, pluss variabel kostnad 2,8 øre pr. kWh som produseres. La oss videre anta at vi ved begynnelsen av simuleringen har en «god» vannsituasjon, uttrykt ved at vannverdien er lav, f. eks. 2 øre pr. kWh. Da skal det åpenbart ikke skje noen rasjonering. Og heller ikke skal varmekraftverket kjøres, for når hver kWh vi kunne spare i maga-

sinet ikke er mer verd for vår kundekrets i fremtiden enn 2 øre, er det ikke verdt å bruke 2,8 øre i varmekraft for å kunne spare den. Hele fastkraftforbruket blir altså å dekke dels fra uregulerbart tilløp og dels fra magasin.

Men så kommer vi før eller siden til en situasjon hvor vannverdien overstiger 2,8 øre pr. kWh. Da er det klart at varmekraftverket skal kjøres, og kjøres for fullt: For hver eneste kWh som kan leveres fra varmekraftverket å 2,8 øre pr. kWh, kan der spares en kWh i magasinet til en fremtidig verdi av over 2,8 ø/kWh.

Noen rasjonering blir det dog ikke tale om ennå. Vannkraftverket og varmekraftverket dekker til sammen hele fastkraftbehovet — inntil magasininnholdet eventuelt kommer så lavt at vannverdien overstiger 6 øre. Da må det spares på magasin vannet ved nedskjæring av leveringen. Om nå vannverdien fortsetter å stige (= at magasin situasjonen blir kritisk), finner man den energimengde som vannkraftverket til enhver tid bør levere, av den heltrukne kurve i *fig. 9*.

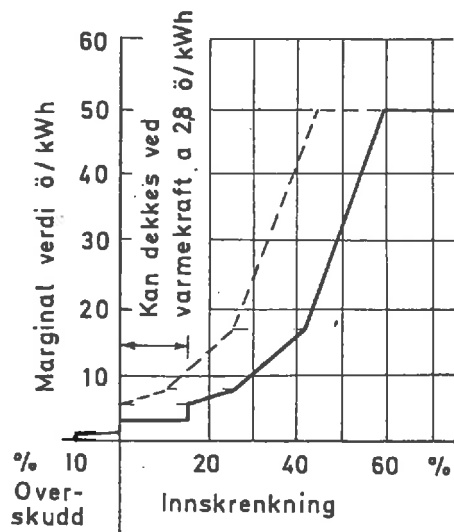


Fig. 9. Preferansefunksjonen med varmekraft.

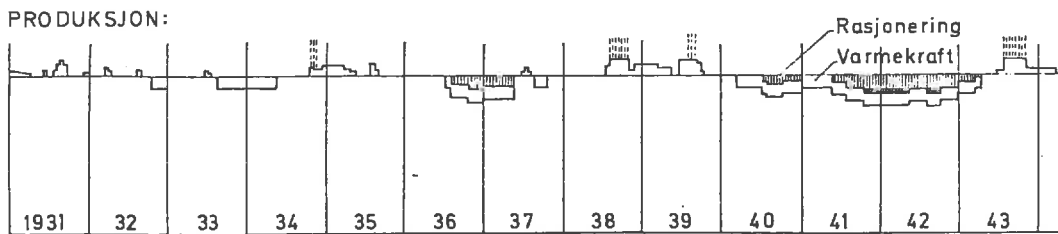


Fig. 10. Simulering av samkjøring vannkraft—varmekraft.

Dette er som man ser, preferansefunksjonskurven fra fig. 5 som bare er endret ved at hele den del som ligger høyere enn varmekraftens variable kostnad, er blitt flyttet så meget til høyre som den energimengde varmekraftverket kan levere ved full kjøring. Og nå kan vi simulere driften av det kombinerte system vannkraft-varmekraft, ved bare å simulere for vannkraftverket alene, idet vi da bruker kurven i fig. 9 som preferansefunksjon istedenfor den opprinnelige, fig. 5. Den nye kurven fig. 9 viser nemlig nå grenseverdien av hver kWh, eller om man vil, grensetapene, som funksjon av hva vannkraftverket leverer. På det stykke av kurven som representeres av varmekraften, er det elektrisitetsverket som «taper» ved at det må betale så meget for olje. Hvis man går lenger til høyre på kurven, begynner kundene å tape, enten økonomisk eller i form av ulemper som før omtalt. Ligger man til venstre for varmekrafttrappetrinnet, dekker vannkraften det hele, og hverken verket eller kunden har noe tap. Eventuelt selger man overskuddskraft. Det er et «negativt tap» som tilfaller verket i og med at de kunder det gjelder, betaler for det.

Fig. 10 viser resultatet av en simulering med et varmekraftverk etter denne fremgangsmåte. Den produksjon som fremkom, er vist ved den sterkt opptrukne linje, men det er altså bare produksjonen fra vannkraft. En del av denne «rasjonering» har ikke vært noen rasjonering for kundene, da den er dekket av varmekraft. Den resulterende rasjonering er skravert på tegningen.

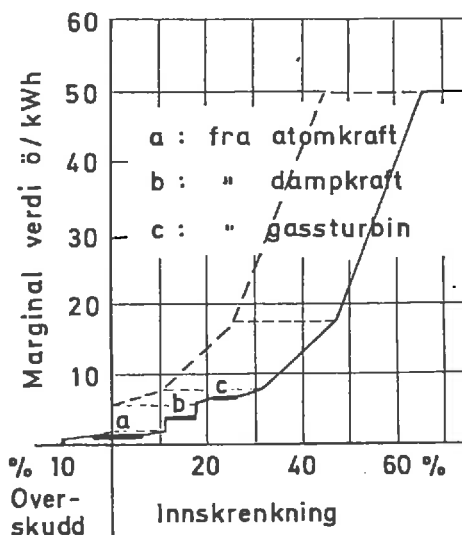


Fig. 11. Preferansefunksjonen med flere typer varmekraft.

Det tall som regnemaskinen til slutt skriver ut for «samlet tap», vil nå omfatte både virkelig tap og utgifter til varmekraft. Det er imidlertid ingen ting i veien for å få hver av dem skrevet ut for seg. Fremgangsmåten blir den samme om man har flere varmekraftverk med forskjellig variabel kostnad. Hver type varmekraft som står til disposisjon, flytter den ovenforliggende del av kurven over mot høyre.

Fig. 11 viser et tilfelle hvor man har både atomkraft (1,1 ø/kWh bevegelig kostnad), dampkraft (3 ø/kWh) og et lite gassturbinraftverk med særlig høy kostnad (7 ø/kWh). Ved disse simuleringene må man selvsagt bruke den korrigerede preferansefunksjon også ved beregning av de vannverdier som man skal simulere etter.

#### 7. Sammensatt kraftsystem — tilnærmet beregning

Det beregningssystem eller den «modell» som er beskrevet i de foregående avsnitt, gjelder for ett kraftverk alene, eventuelt supplert med ett eller flere varmekraftverk. Det er ikke gitt noen anvisning på hvordan man kan simulere et helt system av kraftverker, som arbeider i samkjøring. Men hvis samkjøringen var ideell og kraftverkene ikke for meget forskjellige i karakter, ville et samlet kraftsystem kunne betraktes som ett kraftverk. Man har da et visst samlet tilløp til rådighet. Det varierer i tid slik at det ikke passer med forbruket, og da skyter man til energi fra det samlede magasin. En og samme energimengde gjør samme nytte enten den kommer fra det ene eller andre enkeltmagasin.

Med en viss tilnærming burde man altså kunne simulere et sammensatt kraftsystem som om det var ett kraftverk. Alle regulerbare tilløp omregnes til energienheter og legges sammen, alle uregulerbare tilløp likeså, samt alle magasiner og maskinkapasiteter. Det bilde man derved får, vil nok være for gunstig, særlig gjelder det for de magasiner som er små i forhold til det tilløp de mottar. Dette kunne man eventuelt kompensere for ved å se bort fra noe av tilløpet, nemlig den del som går tapt ved overløp fra de relativt sett minste magasinene. Hvor meget man skal utelate er ikke godt å si uten undersøkelse i flerverksmodellen (se senere). Det er nærliggende å «amputere bort» akkurat så meget at simuleringssystemet gir omtrent like høy produksjon som det eksisterende system har etter konvensjonelle beregning. Med dette som utgangspunkt kan man studere hvordan forskjellige mulige endringer vil virke. For Østlandet—Agder fører det til at man i ettverksmodellen får å regne med et til-



løp på ca. 115 % av fastkraftbehovet, mens det virkelige tilløp inkl. dårlig regulerte felter for tiden er ca. 145 %. Ettverksmodellen i forskjellige varianter har vært i bruk i Norge hos NVE og andre til orienterende undersøkelser siden 1962.

### 8. En flerverksmodell — vilkårlig antall verk

Den vesentligste forskjell mellom ettverksmodellen og virkeligheten i et sammensatt kraftsystem, er at man i virkeligheten ikke har full frihet til å føre alt tilløp til hvilket som helst magasin hvor det er plass ledig, og heller ikke til å hente energi fra hvilket som helst magasin hvor der er noe igjen. Man må ta imot tilløpet og lagre det der hvor det kommer. Det kan da godt være at det blir fullt slik at tilløp går tapt ett sted, mens det ennå finnes magasin ledig andre steder. Og når den samlede magasinbeholdning blir liten, kan det godt hende at den resten som er igjen, er konsentrert i noen få magasiner hvor man ikke har maskinkapasitet til å kjøre den ut.

Driftsresultatet i virkeligheten kan aldri bli bedre enn i ettverksmodellen, da man aldri kan få bedre resultat enn om man har full frihet. Men det kan bli dårligere. Resultatet i virkeligheten kan bli like godt som i ettverksmodellen bare hvis man greier å fordele tapping og oppfylling slik at det aldri blir fullt ett sted før det er fullt alle steder. Det må heller aldri bli tomt ett sted, før det er tomt overalt.

Det kan da være nyttig å ta et overblikk over magasinene i systemet i den form som er vist i fig. 12 a. Magasinene er her rangert etter sin relative størrelse i forhold til det tilløp de mottar. Bredden av hver stolpe viser det årlige tilløp i energienheter (GWh), og høyden viser magasinets størrelse i % av dette tilløp. For et større system med mange magasiner vil diagrammet se ut som fig. 12 b. De relativt største magasinene lengst til høyre, tar det lengst tid å fylle og lengst tid å tømme. De små magasinene til venstre volder de motsatte problemer. De renner fort over og er fort tømt igjen. For å få det best mulige resultat må vi prøve å drive slik at når magasinene nærmer seg fullt, ligger de mest mulig på linje som ved «X», og når de nærmer seg tomt, linjen «Y». Det som begrenser mulighetene for oppfylling, er tilløpet til hvert magasin, og muligheten for å tappe eller holde igjen på oppfyllingen, begrenses av maskinkapasiteten nedenfor.

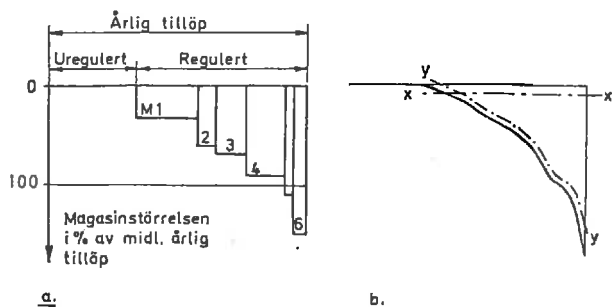


Fig. 12. Klassifisering av magasiner. a: Lite system (6 magasiner). b: Stort system.

En simulering av driften må altså gå ut på å drive så godt det lar seg gjøre under disse begrensninger. Da oppretter vi først en «ønskeliste», en tabell som for hver verdi av totalt magasininnhold, fra 0 til fullt, angir hvordan dette totale magasin burde være fordelt på de enkelte magasiner. Denne fordeling kan godt være forskjellig for forskjellige tider på året, etter som om det er hensynet til oppfylling eller tapping som er viktigst. Så kan simuleringen begynne:

Ved begynnelsen av hver periode kjenner vi både det totale magasininnhold og innholdet i hvert enkelt magasin, som er fremkommet ved slutten av foregående periode. Vi ser etter i vår «ønskeliste» hvordan dette totale magasin burde vært fordelt på de enkelte magasiner. Så regner vi for hvert magasin ut forholdet mellom hva det inneholder, og hva det burde inneholde. Endelig rangerer vi alle magasinene etter størrelsen av dette forholdstall: De som har størst forsprang blir stående forrest, først for tur til å tappes i kommende periode. Så leser vi av ved hjelp av vannverdikurvene som vanlig på basis av totalt magasininnhold, hvor meget energi som til sammen bør leveres i den kommende periode. Noe av det blir dekket fra uregulerte tilløp, eventuelt begrenset av maskinkapasiteten i de verkene det gjelder. Resten skal leveres fra magasinene.

Vi begynner da med det magasin som var blitt rangert først: Det får tappes med alt hva de nedenforeliggende kraftverk har kapasitet til idet man tar nødvendig hensyn til at de allerede kan være delvis opptatt med uregulerbart tilløp. Likeså det neste, og det neste, osv., helt til det foreskrevne kvantum er levert. De magasiner som da står igjen, får ingen tapping i denne periode. Hele tilløpet går ubeskåret til oppfylling.

Ved denne fremgangsmåte kan det godt være at noen magasiner, de som står henimot midten av køen, blir tappet ned til under det ønskelige innhold. Men dette fører bare til at de i neste periode blir stående lenger bak. Om nødvendig blir de stående over flere turer, før de neste gang blir tappet.

I virkelig drift vil nok tappingen foregå på en jevnere måte, men her er vi bare interessert i å få den samlede tapping over hele sesongen riktig beregnet.

### 9. Regnemaskinprogram for simuleringen

Et regnemaskinprogram for simulering etter denne modell vil falle i 3 deler:

**Del 1:** Disponering av uregulerbart tilløp. Man tar for seg, ett for ett, alle vannkraftverk i systemet og registrerer deres uregulerbare tilløp i perioden som produksjon. Hvis tilløpet overstiger maskinkapasiteten, registreres differansen som spill. Hvis tilløpet er mindre enn maskinkapasiteten, noteres differansen som «ubenyttet kapasitet» i vedkommende verk, disponibel for å motta evt. tapping fra magasin (se del 3). Hvis den samlede mulige levering fra alle verk overstiger salgsmulighetene (inkl.

overskuddskraft), registreres det overskytende som spill.

**Del 2:** På grunnlag av totalt magasininnhold ved periodens begynnelse (= forrige periodes slutt) leses av i vannverdiskjemaet og bestemmes hvor meget som «bør» leveres i perioden. Hvis det er lik eller mindre enn det som allerede er produsert fra uregulerbart tilløp, er man ferdig med perioden og kan gå videre til neste. Hvis det er større, må differansen leveres fra magasin (del 3).

**Del 3:** Disponering av magasin og regulerbart tilløp: På grunnlag av totalt magasininnhold står man opp hvordan dette burde vært fordelt på de enkelte magasiner i systemet («ønskelisten»). Så regnes ut for hvert magasin forholdet mellom hva der er i magasinet ved periodens begynnelse, og hva der burde være i det. Magasinene rangeres etter avtagende forholdstall, og man tar for seg det første: For alle kraftverk som ligger mellom dette og neste nedenforliggende magasin (evt. havet), finner man frem hvor stor maskinkapasitet som ikke er opptatt av uregulerbart tilløp (kfr. del 1 ovenfor). Så taper man magasinet etter den minste av disse (i  $m^3/s$ ), fordi en større tapping enn dette ville medføre spill av magasin vann, i hvert fall i ett kraftverk. Magasinets innhold ved slutten av perioden fås ved å trekke fra tappingen og legge til det tilløp som mottas i perioden. Tappingen registreres også som «mottatt tilløp» i det eventuelle nedenforliggende magasin. Kommer man over magasingrensen, registreres det overskytende som spill. Så går man videre til neste magasin, og neste, osv. til hele det planlagte energikvantum er levert. De magasiner som da gjenstår, får ingen tapping, kun oppfylling.

Det hele gjentas, periode for periode, til hele den observerte årrekke er gjennomløpt. Tapskostnader etc. summeres fortløpende og skrives ut til slutt som i ettverksmodellen.

Det kommer i alminnelighet inn flere detaljer enn de som her er nevnt. Både i del 1 (disponering av uregulerbart tilløp) og del 3 (disponering av magasin) er det intet i veien for å legge inn de krav og begrensninger som måtte finnes om f. eks. minimumstappinger for fløtning eller naturvern, begrenset kapasitet på utgående linje fra et kraftverk til bestemte årstider, grense for tillatt magasin vannstand etter årstiden osv.

Det er i denne modellen ikke gjort noe forsøk på å finne «den optimale» fordeling av belastning og tapping på de forskjellige kraftverk og magasiner. For noen slik finnes ikke, i det minste ikke for hver enkelt periode. Det finnes et meget stort (uendelig) antall fordelinger som er like gode med henblikk på det som vi her søker, det samlede driftsresultat over lengere tid. Det gjør ingen forskjell på lengere sikt om man i en periode taper litt mer eller mindre ett sted, hvis man gjør opp for det i neste periode, osv. Isteden er det her søkt etablert en driftsmåte som kommer så nær som mulig til å oppfylle de krav som må stilles ved begynnelse eller slutt av hver tappeseson for at det samlede resul-

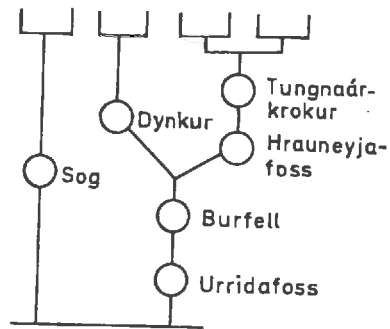


Fig. 13. Eksempel på flerverksmodell.

tat skal bli så godt som mulig, dvs. så nær som mulig opp til hva det ville blitt om magasiner og tilløp kunne disponeres fritt slik som i ettverksmodellen.

En slik modell, som her bare er beskrevet i sine hovedtrekk, ble utarbeidet av forfatteren for Islands elektrisitetsvesen, sommeren 1966 under et FN-oppdrag [3]. Modellen ble programmert i FORTRAN for IBM 1620 av lic.techn. *Helgi Sigvaldason*, i samarbeid med siviling. *Jakob Björnsson* til bruk ved undersøkelsen av utbyggingsmulighetene i vassdragene Hvitá og Thjorsá. Den første kjøring omfattet 6 kraftverk og 4 magasiner, som vist i fig. 13.

I prinsipp kan modellen anvendes på så mange kraftverk og magasiner man vil. Begrensningen settes bare av regnemaskinens kapasitet for lagring av data. Modellen er meget fleksibel og nær sagt ubegrenset anvendbar. Virkningen av en hvilken som helst lokal begrensning kan studeres, maskinkapasiteten i de enkelte kraftverk, minstetappingspåbud p. g. a. fløtning og fiske, påbudte minimums- og maksimumsvannstander til bestemte årstider osv.

#### 10. Vannverdier i flerverksmodellen

I fremstillingen av flerverksmodellen er det hittil ikke sagt noe om vannverdiene. De må også bli påvirket av at magasinene ikke kan disponeres fritt som ved ett verksmodellen. Men å gjennomføre en iterasjonsberegning (gjentagelsesberegning) av vannverdien, hvor man i hvert skritt bruker den fullstendige flerverksmodell, ville medføre et praktisk uoverkommelig regnearbeid. Derimot kan man komme frem til et noe forbedret vannverdiskjema i forhold til ettverksmodellen, etter følgende resonnering:

Det viktigste som ikke kommer frem ved ettverksmodellen, er at noen av magasinene blir fulle tidligere enn de andre, hvilket medfører at noe av det regulerbare tilløp går over til å være uregulerbart. Forholdet er anskueliggjort i fig 14 a, hvor den samme ettverksmodell som tidligere, er tegnet opp på en ny måte. For det første er det uregulerbare tilløp og den maskinkapasitet som står til disposisjon for det, tegnet opp som et særskilt verk. Dette gjør ingen forskjell i beregningene. Dessuten er det forhold som her skal behandles, illustrert ved at det samlede magasin er delt opp i



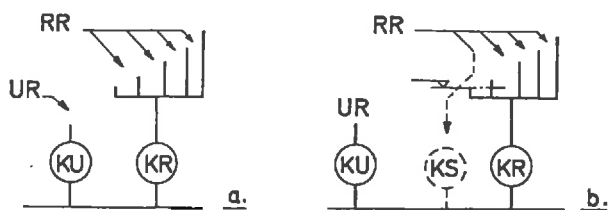


Fig. 14. Modell for vannverdiberegning.

forskjellige avdelinger, som blir fulle til forskjellig tid. Når nå den relativt minste «avdeling» går full, er ikke dens videre tilløp tapt. Det kan fortsatt regnes med, men nå som uregulerbart, og det kan produseres i de kraftverk som lå nedenfor magasinene i denne avdeling. Vi må altså fra nå av bare stryke de tilløp det her gjelder, fra vår kategori «regulerbart», og isteden la det oppstå et nytt uregulerbart kraftverk ved siden av, som antydnet i fig. 14 b. Det medfører et nokså beskjedent tillegg i beregningene.

Vi får nå tenke oss at vi først simulerer vårt kraftsystem i ettverksmodellen. Så bruker vi de vannverdiene vi finner der, som grunnlag for en simulering i flerverksmodellen. Dernest studerer vi resultatet av denne for å se hvilke magasiner som vanligvis er blitt fylt ved den tid da det samlede magasin når opp i 80 % av fullt, 85 %, 90 % osv. Noen helt entydig sammenheng vil det neppe være, men i hvert fall en bra korrelasjon. Så gjør vi vannverdiberegningen i ettverksmodellen om igjen, nå med modellen modifisert som i fig. 14. Hver gang vi nå kommer opp på 80 % magasin, 85 % osv. «kaster vi ut» de tilløp det gjelder og lar dem gå til «skyggekraftverket». Bare resten går til videre oppfylling av det totale magasin.

Dette vil medføre at vi får noe høyere vannverdier, da det vil inntreffe sjeldnere at det samlede magasin blir fullt og renner over slik at vannverdien blir 0. Men disse høyere vannverdiene er ikke uten videre gyldige for systemet som helhet. De gjelder strengt tatt bare for de mest effektive (høyprosentige) magasinene, da det bare er disse som har så lav overløpsrisiko.

De andre magasinene vil ha den samme vannverdi så lenge vann i det ene magasin fritt kan brukes istedenfor vann i et annet. Men ofte vil et mindre effektivt magasin være så fullt at selv om det tappes med full maskinkapasitet, vil det renne over før sesongen er slutt. Da er en ekstra kWh som spares inn akkurat der, verd 0 i fremtiden. Nå

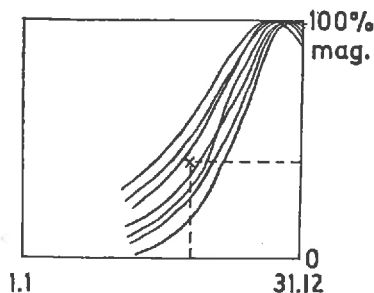


Fig. 15. Bestemmelse av vannverdifaktor for hvert magasin.

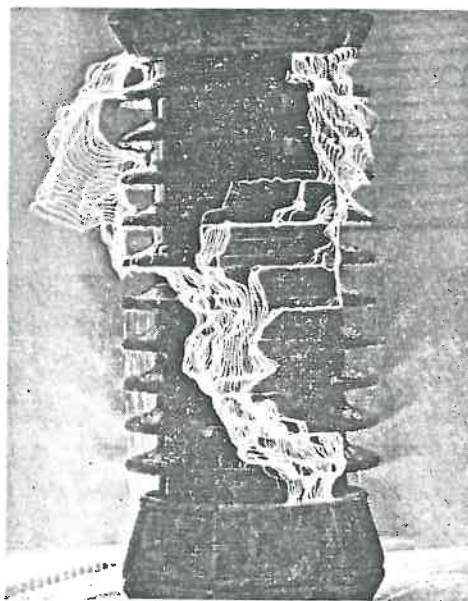
vet en ikke dette i forveien i det enkelte år. Men vi kan ta for oss alle de år vi har observasjoner for, og beregne for hvert magasin hvor høyt innholdet kunne ligget utover høsten i de enkelte år, for at vi med full kjøring av nedenforliggende kraftverk akkurat skulle unngå fylling og overløp i det året. Vi får kurver som antydnet i fig. 15.

Sett at vi ved magasininnhold som markert ved x i fig. 15 har overløp ved full kjøring i 6 av 30 observerte år. Da betyr det at en kWh som hadde blitt tatt vare på i tillegg, ville kommet til full nytte, likeverdig med en kWh i det beste magasin, i 24/30 av disse årene. I de øvrige 6/30 av årene hadde den uunngåelig gått tapt og vært verd 0. Forventningsverdien av en kWh lagret her, er med andre ord 24/30 eller 0,8 ganger vannverdien i det beste magasin til samme tid.

På denne måte kan man regne ut vannverdifaktorer (som er lik eller mindre enn 1) for hvert magasin som funksjon av årstiden (periode nr.) og innhold i det enkelte magasin. De enkelte magasiner har da til enhver tid en vannverdi lik den felles vannverdi (vannverdien i beste magasin) multiplisert med vedkommende magasinets vannverdifaktor. I simuleringen bruker man dette til å undersøke om man skal levere noe mer enn det som ble bestemt etter systemets felles vannverdi, fra noen av de magasiner som ikke allerede har fått full tapping etter den før nevnte rangerte tapping. Man kan ikke sløfe rangeringen og tappe bare etter de enkelte magasinets vannverdi, da det ofte forekommer at disse er helt like, m. a. o. at vannverdifaktoren er 1 i et flertall av magasinene.

Forts. neste nr.

## „Elektrisk foss“



Ved måling av overslagsspenningen for en 60 kV overspenningsleder inntraff ved 200 kV vekselspenning og kunstig regn det eiendommelige overslag som figuren viser. Bildet er tatt i AEG-fabrik Kirschheim/Teck.

# Driftssimulering av et kraftproduksjonssystem

Av professor Vidkunn Hveding

(Fortsatt fra ETT nr. 25)

## 11. En forenklet flerverksmodell

En fullstendig flerverksmodell for et samkjøringsområde som Østlandet—Agder kunne lett komme til å omfatte over 100 kraftverk og nesten like mange magasiner, selv om en sløyfer ubetydelige anlegg og slår sammen der hvor det finnes likeartede magasiner i parallell, likeartede kraftverk i serie osv. Det kunne derfor være behov for en enklere modell, hvis den ikke slår for meget av på nøyaktigheten. En slik modell lar seg etablere ved at man forfølger videre det resonnement som er brukt for å finne vannverdier for flerverksmodellen.

Først må det da vises en oversikt over magasinenes fordeling på de relative størrelsesklasser innen området Østlandet—Agder pr. 1.1.1967, fig. 16. Relativ størrelse vil her si forholdet mellom magasinestørrelse og magasinets gjennomsnittlige årlige tilløp, kfr. også fig. 12. Figuren viser at magasinene bør kunne henregnes til 5 klasser med gjennomsnittlig magasinprosent innen hver klasse på henholdsvis 15, 52, 94, 165 og 300. Hver klasse får henholdsvis 8,5 — 12,8 — 4,0 — 1,3 — 0,2 TWh av det samlede regulerbare tilløp på 26,8 TWh. Dessuten er det et uregulerbart tilløp på 7,2 TWh. Det avgjørende for hva man kan gjøre ut av det uregulerbare tilløpet, er maskinkapasiteten i de kraftverk som ligger nedenfor disse feltene. Maskinkapasiteten varierer sterkt, fra under 0,5 til

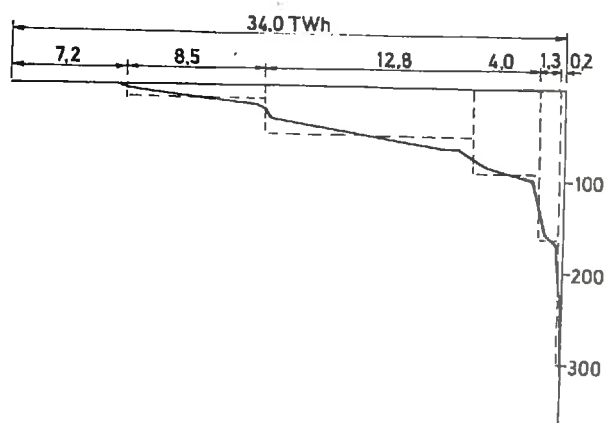


Fig. 16. Energiltilløp og magasiner, Østlandet—Agder pr. 1.1.1967.

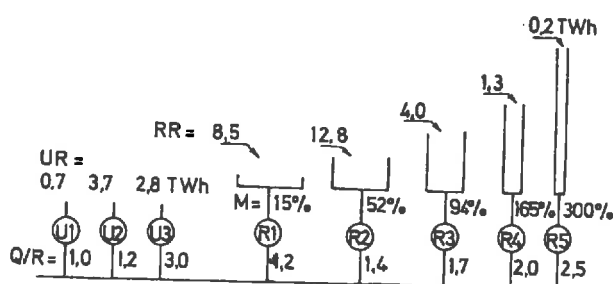


Fig. 17. Forenklet flerverksmodell, Østlandet—Agder.

over 10 ganger det midlere uregulerbare tilløp, og enda meget høyere i ekstreme tilfeller. Men det aller meste av det uregulerbare tilløpet kan tilnærmet henføres til 3 grupper kraftverk med en kapasitet på i gjennomsnitt 1, 1,2 og 3 ganger middeltilløpet. Disse 3 klassene tar da henholdsvis 0,7 — 3,7 — 2,8 TWh av det midlere årlige tilløp. Dermed kan man tilnærmet ligne Østlandet—Agders samlede kraftproduksjonssystem i dag (1966/67) med en gruppe på 8 kraftverk, som vist i fig. 17. Herav er 3 med bare uregulerbart tilløp og 5 med bare regulerbart tilløp.

Simuleringen skjer på samme måte som i den fullstendige flerverksmodell. Først disponeres det uregulerbare tilløp med de begrensninger som maskinkapasiteten gir. Så går man til magasinene og rangerer dem etter hvordan deres innhold ligger i forhold til det ønskelige. Først tapper man det som ligger høyest så meget som maskinkapasiteten tillater, så videre til neste magasin osv., inntil det kvantum er levert som vannverdien tilsier. Dette gjentas, periode for periode, over hele den observerte periode. Alle tap summeres fortløpende og skrives ut til slutt.

Simuleringen får først gjøres ved hjelp av vannverdier funnet på ettverksmodellen med alle tilløp og alle magasiner slått sammen. Deretter kan man gjennomgå resultatene av denne foreløpige 8-verks-simuleringen for å se om noen av magasinene vanligvis fylles før de andre. Så modifiseres vannverdiene slik som beskrevet i kap. 9 foran, og endelig simuleres de 8 verkene på nytt med de korrigerte vannverdier.

Ved imøtekommenhet fra Institutt for Atomenergi ble en slik forenklet eller «summarisk» flerverksmodell programmert høsten 1966 i FORTRAN av cand.real. O. Øye, KIRA, i samarbeid med siv.ing. M. Winsnes, IFA, til bruk ved Statens Energiråd's utredningsarbeid [4]. Programmet er blitt brukt til en serie orienterende undersøkelser vedrørende forholdet vannkraft — varmekraft, hvorav noen vil bli kort omtalt. Etter erfaringene fra anvendelsen av IFA's program er et nytt og noe mer utbygget program blitt utarbeidet for Energirådet av cand.real. J. Husebye, og videregående undersøkelser ved hjelp av dette program er i gang.

Ved den forenklede flerverksmodellen kan man ikke få gjengitt spesielle trekk ved det enkelte kraftverk slik som ved den fullstendige flerverksmodell. Derimot gjør den det mulig på overkommelig tid å få analysert hovedstrukturen i produksjonssystemet og finne frem til generelle resultater. Spesielt egner modellen seg til å studere den relative nytte av forskjellige typer varmekraft i forhold til vannkraft og vice versa, samt nytten av forskjellige typer vannkraftutbygging med forskjellig reguleringsgrad i forhold til alternativet varmekraft.

## 12. Noen simuleringsresultater for Østlandet — Agder

Her skal refereres og diskuteres noen resultater fra de første simuleringene på den beskrevne «8-verksmodellen». Først ble det foretatt en simulering av det samkjørende kraftsystem Østlandet—Agder som det var pr. 1.1.1967. Hoveddata var da:

Tilløp, regulerbart, middel pr. år	26,8 TWh
Tilløp, uregulerbart	7,2 TWh
<hr/>	
Tilløp, i alt	34,0 TWh
Antatt fastkraftbehov pr. år	23,2 TWh

Tilløpet til samtlige kraftverk og magasiner i området ble antatt å variere slik som observert i årene 1921—50 for Østlandet under ett. Dette vil si at det ble brukt en tilløpsserie fremkommet som veiet middel for 8 vannmerker i området. For hvert kraftverk i modellen ble denne tilløpsserie skalert slik at vedkommende verk fikk det midlere årlige tilløp som angitt i fig. 17.\*

Simuleringen viste et meget lyst bilde av kraftproduksjonen. Selv i den meget dårlige årrekken 1940—42 var det bare en moderat svikt, vinteren 1941—42. Det var likeledes en moderat svikt i 1947—48, men forøvrig forekom det ikke svikt i hele 30-års-perioden. Hvis systemet hadde vært drevet med henblikk på færrest mulige svikt («bestemmende års»-begrepet), ville det blitt svikt kun én gang på de 30 årene, nemlig i 1941—42.

Dette må imidlertid sees på den bakgrunn at systemet Østlandet—Agder pr. 1.1.1967 er en god

\*) Under oppstillingen ble videre hele modellen skalert ned i målestokken 1:232 000 slik at man kunne operere med et fastkraftbehov på 100 000 kWh, for derved å lette visse deler av regningen. I omtalen her er tallene oppskalert igjen til riktig størrelse.

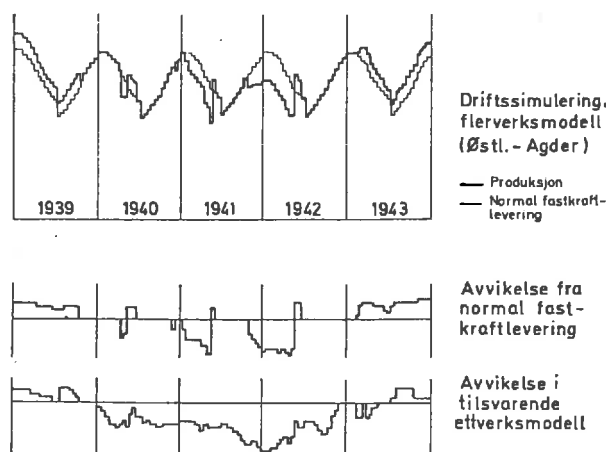


Fig. 18. Utsnitt av simuleringsresultater for årene 1939—43.

del overdimensjonert i forhold til hva man vanligvis krever. Ifølge St.meld. nr. 19 for 1966—67 er den påregnelige energitilgang i området ved bestemmende produksjonsforhold i årene 1966 og 1967 henholdsvis 10 og 8 % høyere enn fastkraftbehovet. Denne margin går dog ned igjen til 4 å 7 % dersom samkjøring med andre landsdeler og utlandet holdes utenom, slik som det er gjort i modellundersøkelsen på dette stadium.

For å undersøke forholdene når tilgang og forbruk kommer mer på linje, ble det derfor foretatt nye simuleringer, hvor fastkraftbehovet var øket med henholdsvis 5 og 10 % uten økning av tilløp, magasin m. v. Fig. 18 viser et utsnitt av simuleringsresultatet for årene 1939—43 under den strenge av disse forutsetningene, da behovet øket med 10 % i forhold til tilgangen. Tross de strenge forutsetningene er bildet fremdeles betydelig lysere enn det som fremkom ved en ettverksmodell av det samme kraftsystem (vist nederst på figuren, kfr. også fig. 7).

Forklaringen ligger antagelig først og fremst i at man her får frem den meget forskjelligartede innflytelse som de ekstreme tørrår får ved de forskjellige magasiner. En betydelig del av det regulerbare tilløp, ikke langt fra tre fjerdedeler, kommer til magasiner som er så små at de blir fylt selv i meget dårlige år. Da gjør det liten virkning for denne del av tilløpet om det kommer flere tørre år etter hverandre. I ettverksmodellen var man henvist til å regne alle magasinene som like gode (idet de var slått sammen), og på den annen side til å regne med et tilløp som var redusert akkurat så meget at det skulle passe med den antatte «bestemmende års»-dimensjonering, for i det minste å ha et utgangspunkt for studium av mulige endringer, varmekraft osv.

## 13. Optimalisering av utbyggingen

Optimalisering av kraftproduksjonsapparatets sammensetning har igrunnen ikke stor interesse uten i forbindelse med videre utbygging. Det apparat som er bygget ut, er der og byr på små muligheter for endringer. Det har liten praktisk betyd-



ning om et gassturbinverk skulle være billigere enn et vannkraftverk som allerede er bygget, da det ikke lenger er mulig å gjenvinne den investerte kapital.

Men etter som etterspørselen vokser, skal systemet bygges videre ut, og da er det muligheter for, ved riktig valg av hvert utbyggingsledd, å tilstrebe en optimal sammensetning av systemet.

Etterspørselsveksten reiser for så vidt to hovedspørsmål: I hvilken grad er det økonomisk riktig å følge opp etterspørselens vekst, og hvilke midler er det mest økonomisk å velge i denne oppfølgingen? Disse to spørsmål henger sammen som siamesiske tvillinger. Jo mer økonomisk effektive midler man kan velge, desto lenger kan man gå før ytterligere vinning går opp i spinning. Ved systematisk utnyttelse av driftssimuleringen, som beskrevet foran, kan man angripe disse to sidene av spørsmålet under ett.

Først møter man spørsmålet om det allerede ved uforandret etterspørsel er lønnsomt å øke noen komponent i systemet, m. a. o. om det er økonomisk berettiget å forbedre den eksisterende tørrårssikring. Beregningene på ettverksmodellen, som ble referert på NEVF's årsmøte i 1966 [5], pekte tydelig i den retning. Men de tok som tidligere nevnt utgangspunkt i den antagelse at det eksisterende system var dimensjonert etter bestemmende årskriteriet. Når det nå viser seg ved simulering i flerverksmodellen at systemet er langt sterkere dimensjonert allerede, kan behovet for forsterkning være mindre. Vi skal komme tilbake til dette spørsmål.

Hvis man har et system som er passe sterkt overfor forbruket som det er, blir det neste spørsmål å se på forholdene når forbruket øker. Ved uforandret produksjonsapparat øker da tapene. Ved hvilken type utbygging (vannkraft, magasin, varmekraft osv.) kan man så på billigste måte bringe tapene ned igjen til det de var? Og hvor meget må det til av slik utbygging? For hvis man får bragt tapene ned igjen til det de var, da har utbyggingen fulgt opp forbruksøkningen.

Den simulering som ble foretatt med forbruket øket 10 % over utgangspunktet pr. 1. januar 1967 (kfr. fig. 17) representerer en slik situasjon, hvor forbruket har fått et lite «forsprang» på utbyggingen (den opprinnelige positive margin på

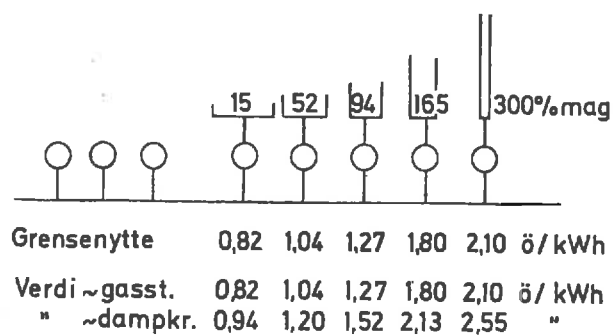


Fig. 19. Grensenytte av vannkraftutbygging (øre pr. år, pr. kWh årlig tilløp).

5—7 % er gått over i en negativ margin på 3—5 %). Det ble derfor med dette som utgangspunkt foretatt en serie nye simuleringer hvor man etter tur øket tilløpet til ett og ett av de regulerte kraftverkene hvor også magasin og maskinkapasitet ble øket forholdsvis. Hver gang fikk man en liten reduksjon i de midlere årlige tap. Denne reduksjon ble delt med det antall kWh som tilløpet var blitt øket, og resultatet ble de tallene som står i øverste linje under hvert kraftverk på fig. 19 (beregnet grensenytte, ø/kWh).

Videre prøvet man virkningen av et lite tillegg av varmekraft, av hver av følgende typer etter tur:

Atomkraft, variabel kostnad	1,0 ø/kWh
Dampkraft, oljefyrt, variabel kostnad	2,8 »
Gassturbin, tung olje, variabel kostnad	4,0 »
» lett olje, variabel kostnad	7,0 »

Det er disse variable kostnader som bestemmer til enhver tid om vedkommende varmekraftverk skal kjøres eller ikke, som vist i avsnitt 6.

Varmekraften viste seg å gi følgende reduksjon av de årlige tap etter at de variable kostnader er fullt dekket:

pr. kW atomkraft	65 kr/år
» dampkraft	44 »
» gassturbin 1	36 »
» gassturbin 2	7 »

Skal varmekraften lønne seg, må disse tapsforbedringene minst dekke de faste kostnader ved vedkommende kraftverk. Disse kan anslås til:

For atomkraft	170 kr/kW/år
» dampkraft	65 »
» gassturbin 1	55 »
» gassturbin 2	45 »

Dampkraftverket er sterkt forenklet, og vedlikeholdskostnaden i middel pr. år blir lav, da verket er helt ute av drift i 2 av 3 år.

Ved sammenligningen av tallene må det tas hensyn til at kostnaden for effekt må holdes utenfor. Den ekstra effekt som forbruksøkningen krever, må skaffes i alle tilfeller, uavhengig av hvilket middel man velger til energidekningen. Effekt vil, ved tilstrekkelig fremsynt planlegging, kunne skaffes for neppe over 30 kr/kW/år i egnede vannkraftanlegg. Utbygging med formål energidekning, som også skaffer effekt, må derfor krediteres med dette beløp for at sammenligningene skal bli riktige. På den annen side er varmekraften dels mindre driftssikker, og dels påløper det ekstra kostnader ved å bruke den til effektdekning. Det kan derfor være riktigere å kreditere dampkraften for bare 10 kr/kW/år, gassturbinene 20 og vannkraftalternativene hele 30 kr/kW/år.

Gassturbin med tung olje vil da så vidt lønne seg (innvinning av tap 36 kr, pluss 20 kr for effekt, mot 55 kr i fast kostnad). Men dette beror på den vurdering av tapene som vi hadde lagt til grunn

(fig. 5). Hvis denne vurdering er beheftet med stor usikkerhet, kan vi heller ikke si om gassturbinutbygging virkelig vil lønne seg. Vi vet imidlertid så meget som at hvis ikke gassturbin lønner seg, så lønner heller ikke vannkraftutbygging seg hvis den koster mer enn de beløp pr. kWh (tilløp) som står anført under hvert verk i fig. 19. Eller med andre ord, de tall som der står, viser hva det maksimalt kan betales for vannkraft (foruten de nevnte 30 kr/kWh/år for effekt) for at det ikke skal lønne seg bedre å bygge gassturbinanlegg.

I det hele tatt, usikkerheten m. h. t. verdien på rasjoneringsenergien (fig. 5) gjør seg vesentlig gjeldende når det gjelder å bestemme hvor langt utbyggingen bør drives (graden av tørrårssikring, om en vil si det slik), og mindre når det gjelder valg mellom de forskjellige typer utbygging. Det kan kanskje belyses ennå bedre ved å se på dampkraften.

Etter den vurdering av tapene som er lagt til grunn (fig. 5), mangler det endel på at dampkraftutbygging skulle lønne seg her (innvinning av tap 44 kr, pluss 10 kr for effekt, mot 65 kr i fast årskostnad). For at dampkraft akkurat skulle bli lønnsom, måtte tapene vært vurdert ca. 1,18 ganger så høyt (spillkraftprisen, som også inngår, antas uendret). Men i så fall er også nytten av vannkraft høyere, nemlig slik som angitt ved tallene i tredje linje under de respektive verk i fig. 19.

De tall som står der, er altså hva det maksimalt er verd å betale for vannkraft med de respektive magasineringsgrader, hvis det ikke skal lønne seg bedre å bygge gassturbinraft, henholdsvis dampkraft. Disse «indifferensprisene» for vannkraft i forhold til gassturbinraft/dampkraft er plottet i fig. 20 som funksjon av magasineringsgraden. Stigningen på kurvene gir da et mål på verdien av magasinet for seg. En kWh årlig tilløp, utstyrt med 0,15 kWh magasin, har en verdi på 0,82 øre pr. år. når man sammenligner med gassturbin. Blir den samme kWh tilløp isteden utstyrt med 0,52 kWh magasin, er verdien 1,04 øre pr. år. De ekstra 0,37 kWh i magasin representerer m. a. o. 0,22 ø/år i verdi, eller ca. 0,6 ø/år pr. kWh magasin. Slik som kurvene er trukket opp, viser de at vannkraft i sammenligning med gassturbinraft er verd 0,7 ø/kWh tilløp + 0,65 ø/år/kWh magasin og i sammenligning med dampkraft 0,8 ø/kWh tilløp + 0,8 ø/

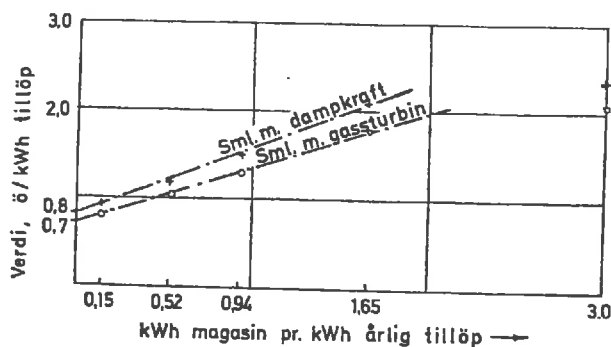


Fig. 20. Grenseverdi av 1 kWh tilløp utbygget med forskjellig magasin.

år/kWh magasin. Dessuten må vannkraften krediteres med 30 kr/år/kWh for effekt, kfr. foran.

Med disse tall kunne man sjekke påtenkte kraftverksprosjekter for å se om de holder mål m. h. t. nytte i den samlede kraftproduksjon, sammenlignet med varmekraft. Om man da vil ignorere den billigste, gassturbinen, og bare holde seg til dampkraften, vil sammenligningen kunne ta seg slik ut med eksempler fra foreliggende, aktuelle prosjekter:

#### Kraftverk A:

Tilløp 210 GWh à 0,8 ø/kWh	1,7 mill. kr/år
Magasin 130 GWh à 0,8 ø/kWh	1,0 »
Effekt 50 MW à 30 kr/kWh	1,5 »

I alt

Verket koster 70 mill. kr dvs. ca. 4,2 mill. kr/år

Et kondenskraftverk ville lønne seg bedre. 6,5 »

#### Kraftverk B:

Tilløp 155 GWh à 0,8 ø/kWh	1,2 mill. kr/år
Magasin 80 GWh à 0,8 ø/kWh	0,6 »
Effekt 30 MW à 30 kr/kWh	0,9 »

I alt

Verket koster 21 mill. kr, dvs. ca. 2,7 mill. kr/år

Dette verket er gunstigere enn et kondenskraftverk. 2,0 »

Man må være oppmerksom på at i disse sammenligningene må hele magasinøkningen tas med, også den som kommer av at det nye magasin blir nyttbart for andre fall, og av at et nyutbygget fall øker energiinnholdet i eksisterende magasiner lenger opp.

Et noe overraskende trekk ved diagrammet i fig. 20 er at kurvene forløper så retlinjet. Det betyr at en ekstra kWh magasin er like meget verd for systemet som helhet, enten den plusses på et magasin som fra før er svakt, eller et som er sterkt. Magasiner som går ut over ca. 200 % av midlere årlig avløp ser imidlertid ut til å være av liten eller ingen nytte. Erfaring med de store flerårsmagasinerne peker også i den retning.

Ved den sene vårfloppen i 1966, da kraftsituasjonen på Østlandet var meget kritisk, hadde man ennå vel 12 % av de samlede magasiner i behold, nok til å kunne vente ennå vel 3 uker på vårfloppen. Men størstedelen av denne restbeholdningen lå i 4 store magasiner uten tilstrekkelig maskinkapasitet til å kunne kjøre vannet ut. På den annen side, om maskinkapasiteten hadde vært tilstrekkelig til å kunne kjøre magasinene ut i dårlige år, ville oppfyllingen bli vanskelig. Disse forhold fortjener å bli undersøkt meget nøye før man går til anlegg av flere slike magasiner. Simuleringsmodellene egner seg for dette og også for å undersøke om det ville lønne seg å øke maskinkapasiteten ved eksisterende magasiner.

#### 14. Videreføring av arbeidet

Eksemplet foran vil ha vist hvordan simuleringsmodellene kan brukes ved dimensjoneringen av systemet. Dette betyr ikke at man en gang for alle

finner «den optimale» sammensetning av systemet — dertil er det for mange parametere — men til å velge de enkelte skritt i utbyggingen slik at de gradvis bringer systemet over mot det optimale.

Mange av de kraftverksprosjekter som nå står foran realisasjon her i landet, vil sikkert vise seg å være mindre lønnsomme enn dampkraft og gass-turbinkraft. På NEVF's landsmøte i 1966 ble det hevdet ut fra ettverksmodellen [5] at disse to varmekraftslagene vil lønne seg hvis vannkraften i utbygging koster opp mot 15 øre pr. kWh tilløp og over 6 øre pr. kWh magasin. Dette bekreftes av den forenklete flerverksmodellen. Varmekraft kan lønne seg allerede fra nivået 7 + 7 øre/kWh, når effektutbyggingskostnaden holdes utenom.

Resultatene for atomkraften, slik de var gjengitt dengang, er imidlertid ikke blitt bekreftet. Flerverksmodellen viser at det mangler meget på at atomkraften skal lønne seg ennå. Det skyldes det overskudd av vann som en har hver sommer ved svakt regulerte og uregulerte verk. Dette forhold, som slår ut atomkraften ved å forkorte den årlige nyttige driftstid, kom ikke frem i ettverksmodellen. Først ettersom innslaget av dampkraft øker og «fyller hullene» i varighetskurven og dermed flater ut basis for atomkraften, kan denne komme inn i bildet. Den nøyaktige gangen i denne utviklingen avhenger av kostnadsutviklingen for hvert av de andre energislagene. Den er derfor vanskelig å forutsi, men orienterende undersøkelser er nå i gang.

Den forenklete flerverksmodell synes å være godt

egnet til å klarlegge de generelle forhold i et kraftsystem, spesielt verdien av de forskjellige typer vannkraft i forhold til varmekraft. I eksemplet foran er modellen anvendt på et helt samkjøringsområde, men den kan også anvendes like godt på f. eks. et enkelt elektrisitetsverks anlegg under ett. Det lar seg på den annen side gjøre å simulere for to eller flere samkjøringsområder med innbyrdes samkjøring.

For et detaljert studium av det enkelte vannkraftverk, særlig hvis det avviker fra det «normale» ved f. eks. å danne en flaskehals i et vassdrag, er det nødvendig å få modeller av den fullstendige typen som er beskrevet i avsnitt 8. Det blir hva man kan kalle «tredje generasjon» av simuleringsmodeller, hvis ettverksmodellen regnes som første og den nå arbeidende forenklete flerverksmodell som annen generasjon.

#### Litteratur:

- [1] Stage, Sven og Larsson, Yngve: Incremental Cost of Water Power. Power Apparatus and Systems, AIEE, August 1961.
- [2] Hydrologiske undersøkelser i Norge (NVE). Oslo 1958.
- [3] Rapport fra NORENO til United Nations, Feb. 1967: Survey of the Hvitá and Thjorsá River Basins. Power System Analysis.
- [4] Øye, O. G. W.: ERI I, et program for simulering av et sammensatt energiproduksjonssystem. IFA «Work Report» no. PM-84, 6.3.1967.
- [5] Hveding, V.: Tørrårssikring. Foredrag ved NEVF's årsmøte 1966. ETT 1966 nr. 30, s. 520 ff.; også i NEVF: Referat fra årsmøtet i Voss, s. 174 ff.

## A/S Akers Electronics får millionkontrakt

I forbindelse med en kontrakt som A/S Elektrisk Bureau inngikk med Forsvaret i 1967 om utvikling og produksjon av et VHF feltradiosett, har firmaet nå gitt A/S Akers Electronics, Horten, et større produksjonsoppdrag på leveranse av en frekvenssyntetisator (frekvensbestemmende enhet), som utgjør en meget viktig del i feltradiosettet.

Akers Electronics har fått leveransen i skarp konkurranse med utenlandske tilbydere. Foreløpig skal det leveres et større antall syntetisatorer som dekker behovet i tiden 1968—1970. A/S Elektrisk Bureau har opsjon på ytterligere leveranser. Denne kontrakt er resultatet av et meget nært samarbeid mellom flere instanser.

Sentralinstituttet for industriell forskning (SI) startet allerede for flere år siden et forsknings- og utviklingsarbeid innen halvlederteknikken som har ført til norsk produksjon av transistorer ved Akers Electronics. Senere har SI utviklet integrerte kretser med spesiell tanke på anvendelse i syntetisatoren. Systemutviklingen og utviklingen av de krets-tekniske løsninger har funnet sted ved Forsvarets Forskningsinstitutt på Kjeller.

Hele samarbeidet er et eksempel på at den form for støtte til norsk industri som Forsvaret har slått inn på ved å gi utviklingskontrakter og forskningsoppdrag, har ført til konkrete resultater ved industrialisering av et teknisk avansert produkt i Norge.