

Planlegging av
elforsyningens produksjonsapparat



NVE - ELEKTRISITETS DIREKTORATET
ELEKTRISITETS AVDELINGEN
Januar 1967

NORGES VASSDRAGS- OG ELEKTRISITETSVESEN
Elektrisitetsdirektoratet
Elektrisitetsavdelingen

PLANLEGGING AV ELFORSYNINGENS PRODUKSJONSAPPARAT.

En redegjørelse om arbeidet som er utført på dette
området ved Elektrisitetsavdelingen frem til
1.1.1967.

av

Asbjørn Vinjar

Jon Tveit

Kjell Køber

Oslo, januar 1967

I

I N N H O L D

| | |
|---------------------|-----------|
| Innholdsfortegnelse | Side I |
| Litteraturliste | III |

Kapitel 1

| | |
|------------------------|---|
| 1. Innledning | 1 |
| 1.1. Forord | 1 |
| 1.2. Problemstillingen | 3 |
| 1.3. Historikk | 8 |

Kapitel 2

| | |
|---|----|
| 2. Modeller og metoder | 12 |
| 2.1. Ettmagasinmodell drevet etter vannverdi- prinsippet | 13 |
| 2.2. Ettmagasinmodell drevet etter leverings- sikkerhetsprinsippet | 15 |
| 2.3. Sankjøringsprogrammer | 15 |

Kapitel 3

| | |
|------------------------------------|----|
| 3. Grunnlagsdata og forutsetninger | 18 |
| 3.1. Behovet | 18 |
| 3.2. Styrefunksjonen | 19 |
| 3.3. Leveringssikkerhet | 27 |
| 3.4. Hydrologisk materiale | 29 |
| 3.5. Kostnader for vannkraft | 32 |
| 3.6. Kostnader for varmekraft | 35 |

Kapitel 4

| | |
|---|----|
| 4. Økonomiske kriterier. Optimalitetskriterium for langtidsplanlegging av kraftproduksjons- apparatet | 40 |
| 4.1. Økonomiske kriterier | 40 |
| 4.2. Leteprogrammet | 43 |

II

| | <u>Kapitel 5</u> | Side |
|------|--------------------------------------|------|
| 5. | Resultater av undersøkelsene | 46 |
| 5.1. | Ettverksmodellen, leveringssikkerhet | 46 |
| 5.2. | Ettverksmodell, vannverdi | 46 |
| 5.3. | Samkjøringsprogrammer | 50 |
| | <u>Kapitel 6</u> | |
| 6. | Konklusjon | 50 |

III

L I T T E R A T U R L I S T E

Den litteratur som er omtalt her foreligger samlet i bilagsmapper som kan lånes ut etter behov.

1. J. Husebye: Simulering av en modell for et vannkraftsystem på en sifferregnemaskin. Norsk Regnesentral og NVE, november 1963.
2. K.Køber og A. Vinjar: Gassturbiner i norsk kraftforsyning? Elektroteknisk Tidsskrift 1964 nr. 28
3. S. Ambjørnrud: Teknisk-økonomisk langtidsplanlegging av utbyggingen av kraftproduksjons-apparatet. Notat EE *) dat. 2.6.65
4. O. Maurtvedt: Teknisk-økonomisk langtidsplanlegging av utbyggingen av kraftproduksjonsapparatet. Notat EE 16.2.66
5. O. Øye: NVEI-1, et Algolprogram til bruk under langtidsplanlegging av kraftutbyggingen. Institutt for Atomenergi, setember 1965
6. M. Winsnes og O. Øye: Resultater fra beregninger fortatt med simuleringsprogrammet NVEI-1. 3 notater, I, II, III, Institutt for Atomenergi 1966
7. K. Køber: Produksjonsapparatets fremtidige sammensetning. Notat EE 18.10.66
8. J. Tveit og S. Ambjørnrud: Modell av et vannkraftsystem. Konvensjonell driftsmåte. NVE-EEE **), august 1965.
9. A. Vinjar, J. Sørensen og O Frøystein: Oversikt over arbeidet med simuleringsmodeller ved EE, SS og VU. Notat 23.8.65
10. J. Tveit: En undersøkelse av naturlige årsavløp for noen vannmerker i Norge. Notat EE 16.11.64
11. J. Tveit: Hydrologisk grunnmateriale for Østlandet. Notat EE 18.6.65
12. A. Vinjar: Simuleringsmodeller for kraftproduksjons-systemet ved EE. Notat EE 29.6.65
13. J. Tveit: Forenklet etablering av vannverdiskjema. Notat EE 9.9.65
14. A. Vinjar og J. Tveit: Noen synspunkter på optimalisering av produksjonsapparatet. Styrefunksjon for kraftbehovet. Notat EE 20.10.66
15. A. Vinjar: Elkraftens verdi for forbrukeren, som grunnlag for å finne optimal drift og utbygging av elproduksjons-systemet. Notat EE 29.8.66

*) EE står for Elektrisitetsavdelingen

***) EEE står for Elenergikontoret

IV

16. Referat fra møte med industriledere om styrefunksjonen, 17.11.66 i Middelthunsgt 29, Oslo
17. J. Tveit: Leveringssikkerhet-dekningsgrad og forslag til nytte begrep - mankooverdigrad. Notat EE 21.4.66
18. A. Vinjar: Tanker om prisfastsetting for varer som leveres fra monopolbedrifter. Notat EE 16.11.65
19. Referat fra orienterende møter ang. EDB-programmer med spesialister i Statens Vattenfallsverk, Sverige, 30 og 31 august 1966
20. A. Vinjar og K. Køber: Økonomiske grunnregler ved sammenlikning av forskjellige genereringsformer. Notat EE 18.10.65
21. Samkjøringslinjen Sør-Salten-Helgeland. Notat EE 2.12.65
22. Samkjøringslinje Trøndelag-Østlandet. Notat EE 12.5.66
23. Drift- og avrøkningsterminologi innom det nordiska elkraftsamarbetet. Nordel 1966
24. A. Vinjar: "Ukonvensjonell" vannkraft. Notat EE 18.11.66
25. O. Maurtvedt og K. Køber: Bruttoinvesteringer i elforsyningen 1958-65 i faste og løpende priser - regnet pr. kWh bestemmende produksjonsevne. Notat 30.8.66

1. Innledning.

1.1 Forord

1. Det norske kraftproduksjonssystem er i ferd med å bli integrert i et felles system hvor driften samordnes for å få systemet best mulig utnyttet. Kraftproduksjonen har gjennom en årrekke vært samordnet gjennom kraftsamarbeidet innen samkjøringsorganene, men det er bare på Østlandet denne form for samarbeide har omfattet et betydelig nett, betraktet ut fra dagens bilde hvor vi ser mesteparten av landets kraftproduksjonssystem som en helhet.
2. Driftssituasjonen i kraftproduksjonssystemet er i dag preget av det flettverk av avtaler som er inngått om produksjon, kjøp og salg av elenergi innen elforsyningen. Ut fra en helhetsbetraktning fortøner dette bilde seg komplisert og tilsynelatende lite rasjonelt. I hvilken grad driften av det eksisterende system kan bli mer hensiktsmessig enn den er, er vel et spørsmål som det vil herske en del uenighet om. Det vesentligste spørsmål er imidlertid kraftproduksjonssystemets videre utbygging nå da elforsyningen etter hvert blir mindre og mindre "lokal" i sin karakter - kraften hentes fra fjernere steder og man taler om varmekraftstasjoner av meget store dimensjoner.
3. Innen elforsyningen synes det å være alminnelig enighet om behovet for koordinering av planleggingen av systemets videre utbygging.
4. Etter noen års arbeid med koordinering av planleggingen innen elforsyningen synes det helt klart at det som fører frem er å søke de "naturgitte" forutsetninger som foreligger og bygge på disse, og de planer for utviklingen som gir seg ut fra dette må søkes realisert ved å få de impliserte parter til å inngå de nødvendige avtaler. Under planleggingen bør en derfor ikke ta vesentlig hensyn til eierinteresser. Eierforholdet så vel som rettigheter og forpliktelser i driftssamarbeidet bør bli diktert ut fra prinsippet om forholdsmessige andeler av fordeler og ulemper.

5. Når det gjelder kraftforsyningssystemet, må det være riktig å tenke seg dette integrert og drevet på beste måte med hensyn på det samlede behov. Om det er realistisk å regne med at den virkelige drift vil gi et like godt resultat, som en slik integrert betraktning fører til, kan diskuteres. Fremgangsmåten synes imidlertid å være at man må bygge på den eksisterende driftsmåte i det eksisterende system og så planlegge den videre utbygging ut fra dette etter ovennevnte prinsipp, se pkt.4. Alle interesserte parter burde, sett over et lengre tidsrom, kunne se seg tjent med en utvikling etter disse retningslinjer. På denne basis kan planleggingen av elektrisitetsutbyggingen forgå gjennom et aktivt samarbeid mellom myndighetene og alle de interesserte parter.
6. Med tanke på kraftproduksjonsapparatets fremtidige sammensetning bør det kunne planlegges etter de samme fundamentale retningslinjer. På grunn av den landsomfattende samkjøring, som er i ferd med å bli en realitet, bestemmes totalsystemets karakteristiske data av karakteristikkene for hver enkelt kraftstasjon. Derfor må dataene for nye kraftstasjoner vurderes ut fra de resultater som gir seg når tilskuddet sees som en del av totalsystemet, hvor ulike generingsalternativer skal inngå i en optimal sammensetning.
7. NVE's oppgave som forvaltningsorgan må gå ut på å søke å koordinere planene for og dermed planleggingen av det integrerte kraftproduksjonssystem. Elektrisitetsavdelingen har gjennom de år den har virket etter omorganiseringen av NVE forsøkt å avklare de teknisk - økonomiske sider ved en koordinert planlegging som Elektrisitetsdirektoratet må gå ut fra. Vi har nå funnet tiden moden for å summere opp hva vi har holdt på med ved Elenergi-kontoret og å angi hvilke resultater vi har å fremlegge. Dette vil bli gjort i det følgende. For den som måtte være interessert i detaljer i stoffet henvises det til det underliggende materiale i form av notater, artikler m.v. Til slutt i denne rapporten antydes det hvordan vi akter å arbeide videre med disse problemene.
- Det vil si hva man mer generelt bør gjøre for at man innen elforsyningen kan komme frem til det mest tilforlidelige beslutningsgrunnlag i saker av denne art.

1.2 Problemstilling.

8. Problemene en står foran når det gjelder å dekke et gitt behov for elektrisk energi kan generelt vises ved hjelp av de tre følgende figurer. Figur 1. viser et vannkraft-prosjekt. I alle tilfellene forutsettes det at nær hele produksjonspotensialet i nedslagsfeltet utnyttes, men installasjonen er forskjellig, slik at den maksimale brukstid blir forskjellig. En ren effektinstallasjon er også tatt med.

Figur 2 viser foruten vannkraften også varmekraftalternativer. Hvis dette er de produksjonsalternativene en har for å dekke et gitt behov, eller en gitt behovsøkning, kan en for enhver brukstid lese av hvilke produksjonsanlegg som gir den laveste produksjonskostnad (den som ligger lavest på figuren).

Figur 3 (øverst) viser resultatet ut fra fig. 1. Som en ser er det av varmekraftalternativene bare gassturbiner som i dette eksemplet er billigere enn vannkraft, og det bare ved de aller korteste brukstider.

De to viktigste oppgaver en skal løse er effekt- og energidekningen eller m.a.o. topplast- og tørrårssikringen. Vi betrakter da for enkelhets skyld et isolert distrikt.

Topplastproblemet.

Midt på fig. 3 vises varighetskurven for den forventede økningen av effektbehovet. Denne økning må dekkes av nye kraftsstasjoner. Det vil i dette distriktet være lønnsomt å dekke vintertoppene + effektreserven med gassturbiner, så sant det ikke er mer økonomisk å forsøke å påvirke til effektutjevning eller å foreta utkoblinger.

Tørrårsproblemet.

Nederst på fig. 3 vises varighetskurven for produksjonsevnen i det eksisterende samkjørende vannkraftsystemet i distriktet, årene ordnet i fallende rekkefølge (Man forutsetter da en best mulig drift over de 30 år som er tatt med). Den energimanko som opptrer i noen av årene, har en kort "gjennomsnittlig årlig brukstid". Den manko som får brukstid kortere enn tilsvarende grensen for gassturbiners lønnsomhet, bør dekkes med slik varmekraft, og

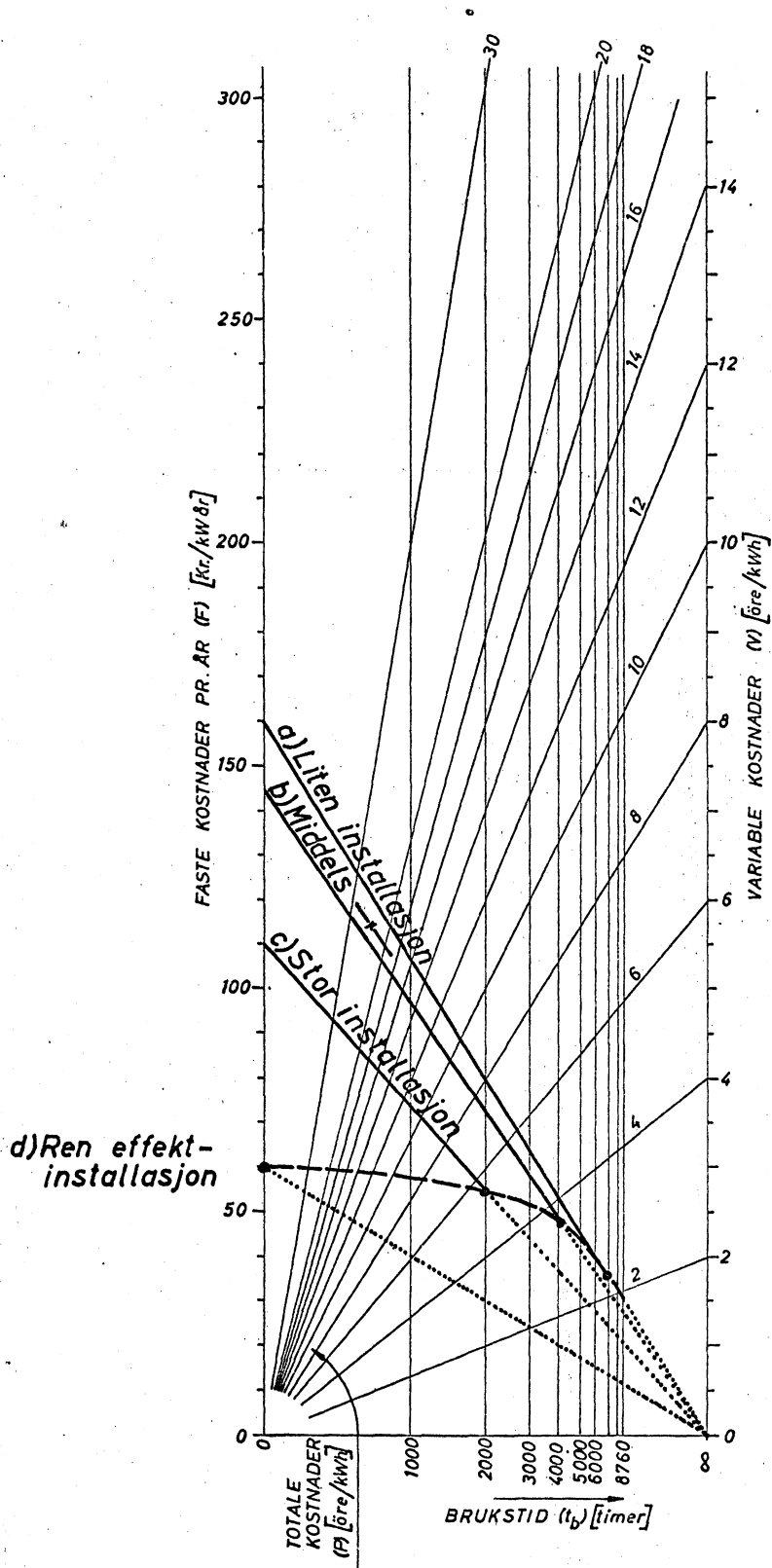


Fig. 1. Vannkraftprosjekt, alternative utførelser. Den stiplede kurve er trukket gjennom punkter som svarer til maksimal brukstid for alle tenkelige utførelser.

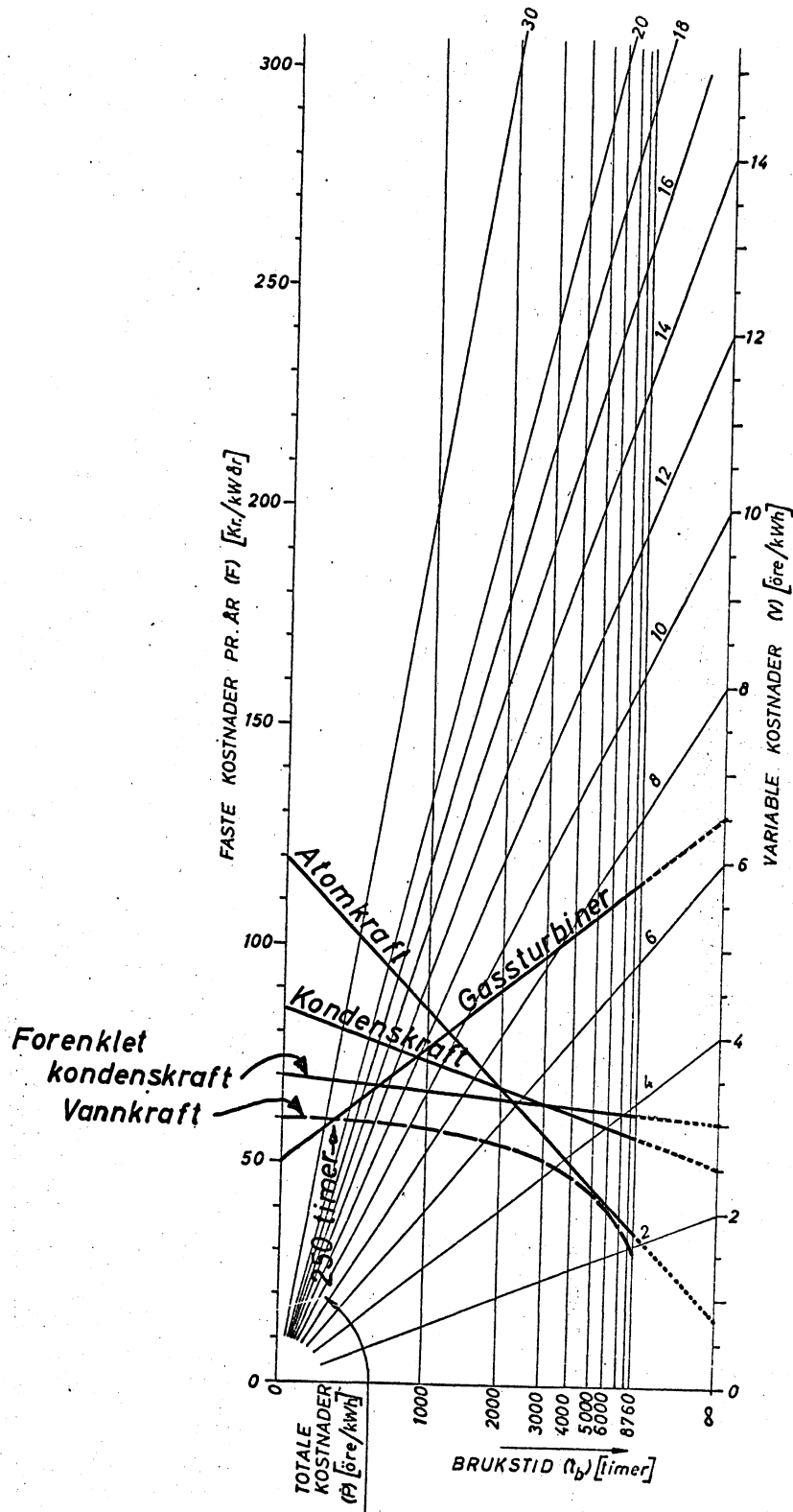


Fig. 2. Alternativer for nye produksjonsanlegg i et område.

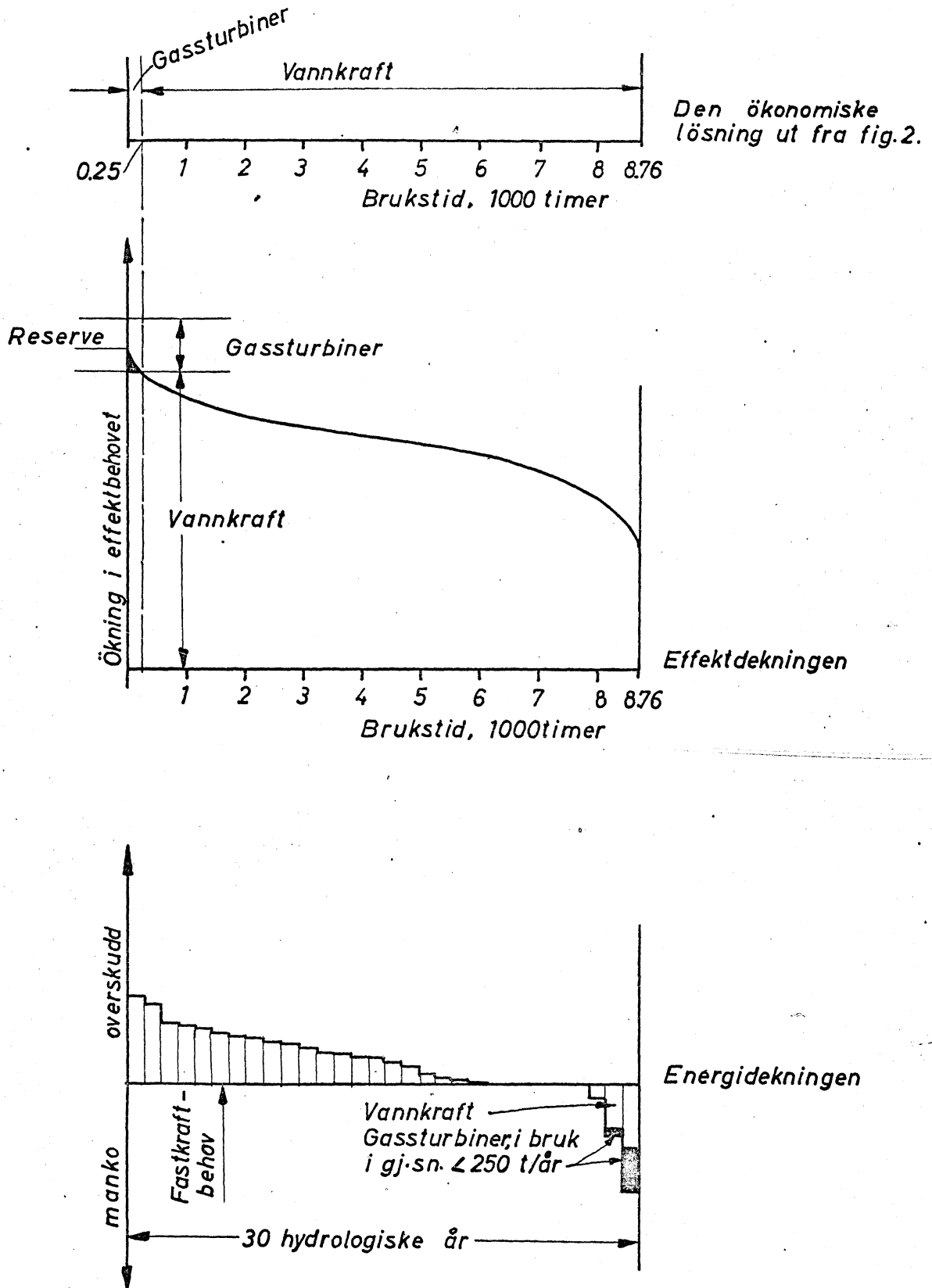


Fig.3. Effekt- og energidekningen i et distrikt som har et eksisterende vannkraftsystem og venter økende etterspørsel.

resten av mankoen ved hjelp av vannkraft, så sant det ikke er mer økonomisk med innskrenking i fastleveransen i disse år.

Hvis det nå er mulig å fastslå at skadene ved svikt i effekt- eller energileveringen er større enn kostnadene ved supplering av vannkraftsystemet, skulle dette være tilstrekkelig grunnlag for å investere i høyere leveringssikkerhet.

Man bør imidlertid ikke nøye seg med dette, og i denne rapport gjøres det et forsøk på å vise hvordan en kan komme disse spørsmål nærmere inn på livet. Hovedvekten vil bli lagt på å utrede problemene på energisiden.

1.3 Historikk.

9. Elektrisitetsavdelingen ble formelt opprettet i 1960 i forbindelse med omorganiseringen av NVE. I januar 1962 ble det tilsatt fagsjef for avdelingen. I samsvar med retningslinjene begynte avdelingen bl.a. å arbeide med generell utbyggingsplanlegging på lengre sikt, og man beskjeftiget seg endel med investeringsteori og rentabilitetsberegninger. Det så på den tid noe lysere ut m.h.t. kraftoppdekningen, og man kunne få mer tid til å ta seg av spørsmål som avkastningen av elforsyningen og hvor langt en skulle gå med utbyggingen i forhold til etterspørselen. Karakteristisk var det at diskusjonen om tørrårsproblemet tok seg opp i de årene. Det var særlig tidl. generaldirektør Vogt som var toneavgivende på det området. Spørsmålet om hvorvidt det var riktig å bygge varmekraftverk ble diskutert, men de bestemmende myndigheter fant ikke å kunne forsvare det. Elektrisitetsavdelingen begynte også å se på varmekraft, og da en tørrårsreserve bør ha lavest mulige kapitalkostnader, konsentrerte en seg om gassturbinene, en relativt ny varmekraftmaskin dengang. Som et resultat av disse studier ble det i ETT nr 28, 1964 orientert om mulighetene for å anvende gassturbiner i det norske elforsyningssystem (2).

10. I Sverige har en allerede nå nådd grenseområdet for økonomisk utbyggbar vannkraft, og en kan på mange måter si at vi ved å se på utviklingen i Sverige, kan trekke slutninger om vår egen fremtid. Det var nok kravet om en god løsning på varmekraftspørsmålet, sammen med utviklingen av de elektroniske siffermaskinene, som førte til at svenskene i 1950-årene utviklet den nå så kjente metode med bruk av vannverdier. Metoden bygger på iterasjonsprinsippet, og med det store datamaterialet som inngår medfører dette at et stort antall rutineutregninger må utføres, og metoden betinger derfor bruk av sifferregnemaskin. I 1960-62 da professor Hveding var administrerende direktør i NVE, innførte han den svenske metoden i Norge, om enn med litt avvikende syn på verdien av ikke levert kraft i mankosituasjoner. Det skyldtes bl.a. at vi ikke her i landet, som i Sverige har noe vedtak om at **fastkraften** skal dekkes

fullt ut selv om tilsiget blir som i dårligste observasjonsår. Det er derfor behov for å gradere tapet ved innskrenkinger etter hvor stor innskrenkingen er.

11. Hveding gjennomførte våren 1963 endel modellundersøkelser, med assistanse av Norsk Regnesentral. Høsten 1963 forlån en beskrivelse av metoden (1). Elektrisitetsavdelingen satte seg inn i metoden og har arbeidet videre med disse problemene etter at Hveding sluttet i NVE. Det er ikke blitt publisert noe om resultatene, vesentlig fordi det tallmessige grunnlaget var for svakt. Man har imidlertid hele tiden siden forsøkt å skaffe bedre inngangsdata til modellen, jfr. kap. 3 i denne rapport. Med mellomrom har en foretatt nye beregninger. Således ble det i mai -juli 1964 beregnet 34 kombinasjoner av vannkraft og ulike typer varmekraft (atomkraft, kondenskraft og gassturbiner). Institutt for Atomenergi stilte regnemaskin til disposisjon (i Halden) til denne serien. Etterat NVE fikk leie samme type maskin i eget hus senhøstes 1964, ble beregningene foretatt der. Konklusjonen av 1964-serien var at en hadde fått øket tillit til metoden, men at det fremdeles var vanskelig å slutte noe om den riktige kombinasjon av varmekraft og vannkraft.

12. En kan i prinsippet beregne alle tenkelige sammensetninger og velge den som gir den laveste totalkostnaden på det behovsstadium som undersøkes. En nærliggende løsning var da å la maskinen finne denne sammensetning ved å arbeide seg gjennom alternativene, og velge kombinasjoner som gir stadig lavere totalkostnad. En slik prosedyre ble programmert ved Elektrisitetsavdelingen i 1965. Programmet ble omprogrammert til bruk ved Kjeller-instituttens regneanlegg (CDC 3600), og ble kalt NVEI-1. I 1966 ble det så foretatt en rekke beregninger med denne modell. Institutt for Atomenergi har i denne fase bidratt med programmeringshjelp og data for atomkraft fremskaffet ved kontoret for sammenliknende reaktorstudier. IFA har også utført en del undersøkelser for egen regning, både ved hjelp av NVEI-1 og ved hjelp av en ny ettverksmodell for analogregnemaskin.

Resultatene fra 1966-serien med NVEI-1 foreligger både som fullstendige utskrifter og i utdrag i notatsform. Videre er de omtalt under kapittel 5 nedenfor.

13. For å få mest mulig korrekte inngangsdata har avdelingen lagt ned mye arbeid både på vannkraftsiden og varmekraftsiden. Det totale tilsig for Østlandet er sammensatt av en rekke vannmerker, og det uregulerte uproduserbare tilsig er forsøkt gjort så riktig som mulig. En har med mellomrom stått i kontakt med Vattenfall, og har derved fått data for deres modellundersøkelser. Utviklingen av gassturbiner har vært fulgt nøye. Oljefyrt kondenskraft har vært ansett som en langt utviklet kraftkilde med stabile kostnader, men det utvikles for tiden forenklete anlegg med karakteristikkene tilsvarende gassturbiner, og disse bør derfor gå inn i undersøkelsen. Særlig fra høsten 1966 har avdelingen studert atomkraftkostnadene mer nøye, ettersom denne genereringsform nå har slått igjennom i store deler av verden.
14. Parallelt med arbeidet med denne "ettmagasin-vannverdi-modellen" har det i årene etter 1962 foregått en utvikling av en samkjøringsmodell. Her er det etter opplegg fra Hveding foreløpig forutsatt at vannverdiene i de ulike magasiner ikke påvirket hverandre gjensidig. Andre har søkt å utlede et system med gjensidig påvirkelige vannverdier (EFI i Norge og Statens Vattenfallsverk i Sverige) Dette er vi åpne for å innføre også her.
15. Et tredje utviklingsobjekt på modellområdet her vært "leverings-sikkerhetsmodellen" som ble laget ved Elektrisitetsavdelingen for å få en representasjon av eksisterende driftsmåte, til støtte ved siden av vannverdimetoden. Tilsvarende modeller med noe forskjellige forutsetninger har i lengre tid (siden slutten av 1950-årene) vært brukt ved Statskraftverkene (SB) under prosjektstudier. Også Vassdragsdirektoratet har utviklet egne modeller basert på dette prinsipp, som egner seg godt for

et rent vannkraftsystem, men mindre godt når en har varmekraft og kraftimport med i bildet.

16. Statskraftverkene har siden sommeren 1964 også tatt i bruk vannverdimetoden når det gjelder driftsplanlegging og vannusholdning (SSV). Videre er det i den siste tid ved SSV og SB startet prosjekteringsstudier etter vannverdimetoden. (f.eks. Eidfjordanleggene). Dette må ansees å være en heldig utvikling.

17. Innen Elektrisitetsavdelingen er det Elenergikontoret som har beskjeftiget seg mest med disse spørsmål. Kontoret har hatt fra 1-3 ansatte, og har for tiden 2. Av andre spesielle spørsmål som kontoret har vurdert, skal nevnes eloppvarmning av boliger, og forholdet mellom elenergi og annen energi (statistikk og oversikt). Litt tid er også brukt på pumpekraft og toppkraft fra vannkraftverk.

I de 5 år som er gått siden avdelingens virksomhet startet har det således jevnt over vært et par mann som har kunnet bruke det meste av sin tid til å studere det emnet som er behandlet i de følgende kapitler.

2. Modeller og metoder.

18. Når man skal arbeide med langtidsplanlegging av det integrerte produksjonsapparat innen elforsyningen, må man ta i bruk alle moderne, effektive hjelpemidler. Et slikt hjelpemiddel er sifferregnemaskinen, og derfor har Elektrisitetsavdelingen ved Elektrisitetsdirektoratet i betydelig grad satset på analyser basert på bruk av slike maskiner.
19. I undersøkelsene er områdene, som ønskes undersøkt, representert av en forenklet modell som vist i figur 4 (ettmagasinmodellen).

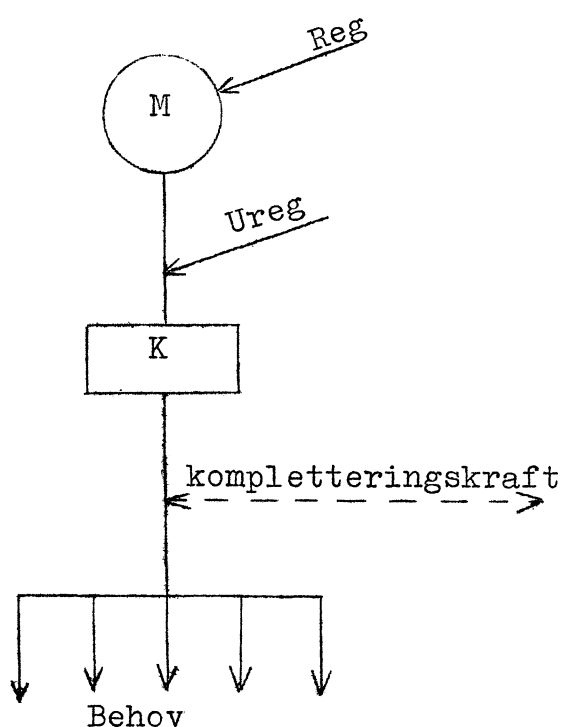


Fig. 4

M er det resulterende magasin av alle magasiner i området, Reg er regulerbart tilsig, Ureg uregulerbart tilsig og K den resulterende vannkraftstasjon. Dette system produserer kraft for å dekke behovet i området. I modellen kan man dessuten operere med forskjellige typer kompletteringskraft som antydnet på figur 4. Denne kan være såvel positiv som negativ. Positiv kompletteringskraft er for eksempel kraft fra eventuelle andre genereringsalternativer enn vannkraftstasjoner i området, import fra andre områder, og innskrenkning i fastkraftleveransene. Negativ kompletteringskraft er for eksempel kraftleveranse ut av det betrakte område.

20. Ved EE eksisterer det to prinsipielt forskjellige sifferregnemaskinprogrammer som bygger på en slik ettmagasinmodell, og nedenfor blir disse nærmere beskrevet.

2.1 Ettmagasinmodell drevet etter vannverdiprinsippet.

21. En fullstendig beskrivelse av denne modellen er gitt i(1). Her antydes derfor de viktigste prinsippene bare kortfattet.
22. Vannverdiene er i KND(23) gitt følgende definisjon:
Verdien ved kraftproduksjon av et grensesjikt vann som er lagret i et magasin. Verdien er beregnet på grunnlag av forventet tilløp og forventede avsetningsmuligheter for kraften. Vannverdiene i modellens magasin er en funksjon av magasinfyllingen og tidspunktet på året. For å beregne vannverdiene nyttes en historisk tilløpsserie (f.eks. 30 år) som er satt sammen av et vilkårlig antall observasjoner (vannmerker) i det området som betraktes (se avsnitt 3.2).
23. Ved siden av dette inngår kraftbehovet med sin karakteristiske fordeling over året, priser og kvanta for tilfeldig kraft og kompletteringskraft og verdsatte ulemper ved energisvikt. De økonomiske forhold som priser, driftsavhengige kostnader og verdsatte ulemper ved energiunderskudd går inn i den såkalte styrefunksjon som vil bli nærmere omtalt i avsnitt 3.2.
24. Vannverdiene blir etablert på en slik måte at de angir den mest sannsynlige verdi av vannet som funksjon av magasinfylling og tidspunkt på året ved gitt produksjonssystem og kraftmarked. Etter dette får man følgende enkle driftskriterium:
Lever all kraft som på det aktuelle tidspunkt har en høyere verdi enn vannverdien - om mulig ved suppleringskraft hvis de driftsavhengige kostnadene for denne er lavere enn vannverdien.

Dette driftskriterium gir økonomisk optimalt driftsresultat, og det egner seg godt ved såvel aktuell drift som for driftsstrategi ved langtidsplanlegging av produksjonsapparatet. Drift etter vannverdiprinsippet er hittil den eneste kjente driftsmåte som egner seg for å optimalisere en utbygging hvor det kan velges mellom forskjellige genereringsformer som supplement til et vannkraftsystem. I prinsippet gir metoden entydig beskjed om når de forskjellige, tilgjengelige genereringsalternativer skal settes inn - nemlig når de driftsavhengige kostnader er lavere enn vannverdien.

25. Som vist i nomogrammene i innledningen er det flere genereringsalternativer som kan komme på tale avhengig av den brukstid stasjonen vil få. De faste- og de driftsavhengige kostnadene sammen bestemmer genereringskostnadene, men er anlegget først bygd, er det de driftsavhengige kostnadene alene som er avgjørende for når kraftstasjonen skal kjøres. Hvis man foretar en driftssimulering over en 30-årsserie etter dette prinsippet, kan man få regnet ut hvor lang tid de ulike genereringsformene i systemet har vært i bruk, og når dette er kjent, blir det i kapitel 4 behandlet hvordan kapitalkostnadene kommer inn i bildet og er med og bestemmer hvilke genereringsalternativer det fremtidige produksjonsapparat bør bestå av.
26. Når det gjelder langtidsplanlegging, er det viktig å legge den driftsmåte til grunn som systemet forventes å bli drevet etter på det utbyggingsstadium man ønsker å undersøke. Fordi det ved hjelp av vannverdiprinsippet er mulig å trekke mest mulig statistisk informasjon ut av det historiske tilsigsmateriale, og det ligger et økonomisk optimalt driftskriterium til grunn, er det grunn til å tro at dette prinsipp vil bli brukt i fremtiden.

2.2 Ettmagasinmodell drevet etter leveringssikkerhetsprinsippet.

27. Denne metoden ble utarbeidet ved Elektrisitetsavdelingen for å kunne simulere systemet etter en driftsmåte som er søkt tilpasset den systemet antas drevet etter idag. En fullstendig beskrivelse av metoden er gitt i (8). Også i dette tilfelle er den forenklede modell som er vist i figur 4 anvendt. Metoden kan imidlertid bare brukes for et rent vannkraftsystem, og kompletteringskraft som antydnet på figur 4 kan ikke taes inn. Metoden kan for eksempel brukes til å studere hvilke feil man gjør ved å forenkle systemet slik som vist, idet simuleringsresultatene kan sammenholdes med virkelige driftsresultater. Den kan også være nyttig som en kontroll av mer avanserte metoder. Ved slike sammenlignende kjøringar kan man få god innsikt i virkningen av forskjellige driftsmåter.

Istedenfor vannverdier etablerer man i dette tilfelle såkalte driftskurver. Disse viser nødvendig magasin som funksjon av tidspunktet på året for å kunne dekke et bestemt kraftbehov med en definert sikkerhet. Etter disse driftskurvane simulerer man driften ved å angi hvilken sikkerhet man ønsker for at det skal leveres tilfeldig kraft, hvilken sikkerhet det kreves for at fastkraften skal dekket fullt ut og ved hvilken sikkerhet man skal gå til innskrenkninger i fastkraftleveransene.

28. I motsetning til vannverdimetoden tar sikkerhetsmetoden bare hensyn til de statistiske informasjonene i det hydrologiske materiale, mens vannverdimetoden også tar inn de økonomiske forhold ved kraftmarkedet. Sikkerhetsmetoden egner seg følgelig ikke til økonomisk optimalisering.

2.3 Samkjøringsprogrammer.

29. I tilknytning til begge metodene som er beskrevet foran er det utarbeidet to ulike samkjøringsprogrammer. Hensikten med disse er først og fremst å kunne studere nytten av en samkjøringslinje mellom forskjellige elområder.

30. Ved begge samkjøringsmetodene er det først nødvendig å kjøre ettmagasinmodellene for hvert av områdene som om det ikke eksisterte noen linje mellom dem. Hensikten med disse kjøringene er å få etablert vannverdikurver henholdsvis driftskurver for hvert av områdene. Disse kurvene leses så inn i samkjøringsprogrammene sammen med de andre nødvendige data. Ut fra den aktuelle magasinsituasjon bestemmes det ved hjelp av vannverdikurvene eller driftskurvene for områdene om krafttransport skal skje i den ene eller andre retning.
31. Ved vannverdiprinsippet sammenlignes vannverdiene i områdene på det tidspunkt driftsdisposisjonene foretas. Er disse tilstrekkelig forskjellige, vil det skje en overføring fra området med den laveste vannverdi til det med en høyere. Hvor stor forskjellen i vannverdi må være før det skal finne sted noen overføring bestemmes på forhånd og leses inn som en (nødvendig) betingelse i samkjøringsprogrammet. Denne forskjell i vannverdi bør ikke velges for liten. I tilfelle man gjør det, vil det kunne pendle kraft frem og tilbake og medføre unødvendige overføringstap. Overføringstapene leses også inn som data. Likedan leses det inn hvor store kvanta som skal overføres i de forskjellige retningene hvis overføringsbetingelsene er tilfredsstillt.
32. Ved sikkerhetsmetoden gjøres det på tilsvarende måte. Her betraktes forskjell i leveringssikkerhet som overføringskriterium istedenfor forskjell i vannverdier.
33. I begge disse samkjøringsmetodene tar man ikke hensyn til at det eksisterer en samkjøringslinje mellom områdene når vannverdiene henholdsvis driftskurvene etableres ved hjelp av ettmagasinmodellen for hvert av disse. Dette går frem av det som er nevnt foran om at vannverdiene henholdsvis driftskurvene etableres for hvert område ved hjelp av ettmagasinmodellen. Så lenge de kvanta som kan overføres er beskjedne i forhold til produksjonen i hvert av områdene, er dette en ubetydelig feilkilde. Bli derimot de overførte kvanta betydelige i forhold til

nevnte produksjoner, vil modellene lett føre til ikke-optimale disposisjoner. Ved kraftige forbindelser mellom områder bør driften betraktes integrert for områdene og således slås sammen til en ettmagasinsmodell.

34. I mellom disse yttergrenser er det imidlertid et spektrum som berettiger en tosystemsmodell som prinsippielt består av to ettmagasinsmodeller med en overføringslinje mellom. Vannverdiene i de to systemene vil i dette tilfelle påvirke hverandre i betydelig grad, og dette må tas hensyn til ved etablering av vannverdier for områdene. Vattenfall i Sverige holder på å utarbeide en modell etter dette prinsippet, og Elektrisitetsavdelingen har vært i kontakt med dem som arbeider med problemet der borte (19). Det er mulig at Vattenfall's tosystemsmodell kan adopteres direkte av oss. Foreløpig foreligger det imidlertid ikke noen fullstendig beskrivelse av denne, og derfor kan det ikke på nåværende tidspunkt sies noe sikkert om dette.

3. Grunnlagsdata og forutsetninger

35. I avsnitt 2 ble de forskjellige regnemaskinprogrammer som er i bruk ved Elektrisitetsavdelingen kort omtalt. Her skal de viktigste data for disse programmene omtales. Det viser seg her som på andre felter at det er på datasiden de største problemene ligger. Har man de nødvendige data og forutsetninger klare, viser det seg at det går ganske kvikt å utarbeide de nødvendige programmer.

3.1 Behovet.

36. Når det gjelder langtidsplanlegging (3) innen elforsyningen, er det helt nødvendig å kjenne til behovsutviklingen innen de forskjellige elområder. For de nærmeste årene kan behovsutviklingen forutsees ganske nøyaktig, men jo lenger inn i fremtiden en kommer desto større blir usikkerhetene. Men også på dette området gjelder det at ved hjelp av systematiske metoder kommer man til mer pålitelige resultater enn ved ren gjetning.

Ved Elektrisitetsavdelingen er det opprettet et eget kontor - Oversiktskontoret - som vesentlig arbeider med disse problemene.

37. Kontoret utarbeider prognoser over årsbehov satt opp på grunnlag av statistikk over forbruk og av resultatet av foretatte spørslere til større industrikonsumenter, samkjøringsorganisasjoner, fylkenes elkonsulenter og elverk. Mer pålitelige prognoser er det for tiden vanskelig å få utarbeidet. Kontoret arbeider nå med å dele opp prognosene slik at man får årsbehovet fordelt på sommer og vinter. Det er viktig å se utviklingen i behovets fordeling over året, fordi det er av stor betydning for magasindisposisjonene.

38. I simuleringsprogrammene som anvendes ved Elenergikontoret kan man prinsipielt dele såvel behov som tilsig opp i så mange perioder en måtte ønske. Det har vært vanlig å arbeide med 7-døgns eller 14-døgns perioder - altså en mye finere oppdeling enn den som er antydnet ovenfor -. Ved å bygge på samkjøringsorganisasjonenes statistikker kan en slik oppdeling av behovet over året gjøres ganske nøyaktig, og for enkelte behovskategorier kjenner en fordelingen godt. Ved kraftkrevende industri for eksempel kan det regnes med noenlunde jevn fordeling over hele året. Når det gjelder behovets årsfordeling i fremtiden for et område, må en se på hvorvidt den relative fordeling av kraften mellom forskjellige behovskategorier vil forandre seg vesentlig. Dette vil kunne føre til en annen fordeling enn den man har nå eller har hatt.

3.2 Styrefunksjonen.

39. "Styrefunksjonen" utgjør en vesentlig del av grunnlaget når det gjelder den videre utbygging av produksjonsapparatet (4). Når man anvender vannverdiprinsippet, er det styrefunksjonen som styrer driftsdisposisjonene, og den er av vesentlig betydning for å bestemme optimal sammensetning av produksjonsapparatet. Den er nemlig i sterk grad medbestemmende for de økonomiske resultater av simuleringene som det valgte utbyggingskriterium bygger på (se kapitel 4).
40. Problemet når det gjelder styrefunksjonen, er at det hersker forskjellige syn på hvordan denne bør etableres. De avvikende syn dreier seg i det alt vesentlige om graden av ulemper ved energiunderskudd verdsatt i øre pr kWh manko. En måte som har vært anvendt for å verdsette disse ulempene er å gå ut fra en forpliktende leveringsikkerhet og så prøve seg frem med forskjellige verdsettelsler av energisvikten inntil en ved simulering av systemet oppnår denne. Denne metoden er egnet ved driftsanalyser hvorman må ta hensyn til at kraften skal leveres med en kontraktsmessig bundet leveringsikkerhet. En annen måte er å prøve å fastsette de virkelige

tap ved en energisvikt. Denne siste betraktningsmåten vil gi forskjellige resultater etter hvilken side man betrakter tapene fra. Sett fra elforsyningens side blir deres inntekter redusert med underskuddskvantumet multiplisert med den tilsvarende salgspris, og i tillegg får elforsyningen gjerne noe økede utgifter som er forbundet med iverksettelse av innskrenkningen. Ser man det derimot fra konsumentens side, vil en svikt i elenergitilførselen føre til ulemper som langt overstiger den normale pris de til vanlig betaler pr kWh. For industrien vil det vanligvis føre til produksjonsinnskrenkninger. Om det hadde vært mulig å skaffe kompletteringskraft for å unngå en slik energisvikt, ville det lønne seg for industrien å kjøpe slik kraft til priser som ligger til dels langt over de normale istedenfor å redusere produksjonen. Hvor høye priser det vil lønne seg å gå til, vil i sterk grad avhenge av hvor stor del kostnadene til elektrisitet utgjør av produksjonskostnadene for vedkommende industrigren.

41. Tatt i betraktning at elforsyningen i Norge for en stor del er en monopolvirksomhet i offentlig eie, må en forutsette at den plikter å ivareta konsumentenes interesser på beste måte. Når det gjelder den videre utbygning av produksjonssystemet innen elsektoren, må det derfor være riktig og av vesentlig betydning å bygge ut systemet til optimal leveringssikkerhet sett fra konsumentenes side, og ikke satse på en mer eller mindre tilfeldig valgt leveringssikkerhet. Dette her vært grunntankene i arbeidsopplegget når det gjelder valg av økonomisk optimalitetskriterium for langtidsplanlegging av systemet. I kapittel 4 vil dette kriterium bli nærmere behandlet. Nedenfor vil den økonomiske styrefunksjon som dette bygger på først bli behandlet mer i detalj.
42. I figur 5 er det prinsipielle forløp av styrefunksjonen tegnet opp. Som det går frem av figuren består den av en prisdelt, en kostnadsdel og en verdidelt. Prisdelen representerer markedet for tilfeldig kraft. Her inngår prisene man oppnår for tilfeldig kraft samt det kvantum det er behov for. På figuren er behovet for tilfeldig kraft antatt å være 10% av fastkraftbehovet.

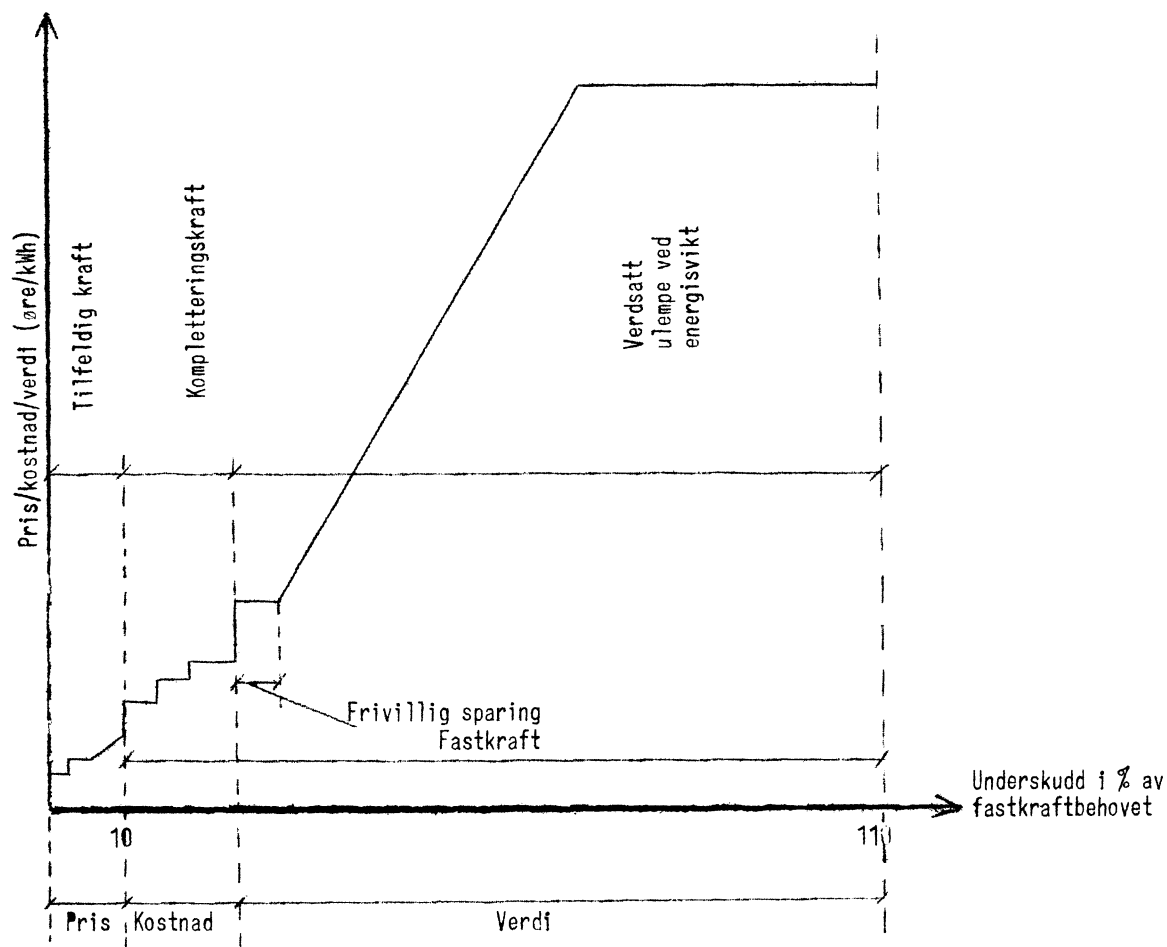


Fig 5

43. Kostnadsdelen representerer de tilgjengelige typene kompletteringskraft. De forskjellige trinnene i denne står for de kvanta som kan påregnes og de tilsvarende driftsavhengige kostnader. Det kan være konvesjonell varmekraft, gassturbinkraft, atomkraft, importmuligheter osv.
44. Den øverste delen av kurven er kalt verdidelen. Denne står for de verdsatte ulempene av en energisvikt. Nederst på denne delen er antydnet et trinn som er kalt frivillig sparing. Dette er i samsvar med praksis. Når sannsynligheten for elenergi-

underskudd er stor, prøver elforsyningen på forskjellige måter å få redusert forbruket på frivillig basis, og det har vist seg at forbruket kan reduseres for eksempel opptil 10% gjennom oppfordring til konsumentene om å spare. En slik frivillig reduksjon fører opplagt til ulemper for konsumentene, men den vil neppe ha særlige økonomiske konsekvenser for dem. Verdien på dette trinnet er derfor lagt relativt lavt, men den må ligge betraktelig over normal fastkraftpris.

45. På figuren er resten av verdidelen avtydet å ligge vesentlig høyere enn "sparetrinnet", og dette begrunnes i det følgende: Det er rimelig å anta at en konsument normalt bestemmer sitt fastkraftabonnement ut fra en marginalbetraktning som går ut på at nytten han har av den siste kWh han velger å abonnere på såvidt er positiv. I en periode med energisvikt vil det si at en svak nedskjæring av leveransene har liten økonomisk konsekvens for konsumentene, og de vil ikke være interesserte i å betale mye for å unngå denne. Etter hvert som energimangelen blir større, øker ulempene og tapene som følge av produksjonsinnskrenkningen. Spørsmålet man så stiller seg for å få etablert verdidelen i styrefunksjonen er hvor mye en konsument er villig til å betale for kompletteringsenergi for å unngå en nedskjæring. Han vil resonnerer på følgende måte: Som konsument er jeg interessert i å kjøpe energi opp til en pris hvor merutgiftene ved slikt kraftkjøp tilsvarer tapene jeg ellers ville føle eller lide ved produksjonsinnskrenkning.

46. Nedenfor formuleres dette matematisk; idet en tar utgangspunkt i fortjenesteforholdene ved bedrifter (15): Eierinntekten i et normalår (år med full energidekning), kan skrives:

$$E = R - V - L - S - K - Z \quad (1)$$

- Her er:
- R = Bruttoproduksjonsverdi (bruttosalgverdi)
 - V = Vareinnsats (råstoffer m.m.)
 - L = Lønn og sosiale utgifter
 - S = Netto indirekte skatter = Indirekte skatter - subsidier
 - K = Kapitalslit
 - Z = Elkraftutgifter i et normalår

Det forutsettes så at det oppstår en energisvikt på $n\%$ av årsbehovet og at R, V, S og Z reduseres tilsvarende. I denne situasjon blir eierinntekten redusert til følgende:

$$E_{n\%} = (1 - \frac{n}{100})(R - V - S - Z) - L - K \quad (2)$$

Her er det forutsatt at arbeidere ikke sies opp eller permitteres uten lønn, og at L derfor er uforandret.

Antas det isteden at det er mulig å få kjøpt dyrere kraft for å unngå nedskjæringen på $n\%$, vil eierinntekten bli:

$$E'_{n\%} = R - V - L - S - K - ((1 - \frac{n}{100})Z + p \frac{n}{100} \cdot x) \quad (3)$$

I ligning(3) er:

p = pris man betaler pr kWh for "energimankoen"

x = normalt kWh-forbruk pr.år

Etter resonnementet ovenfor skulle vedkommende konsument være interessert i å velge alternativet representert ved ligning(3) fremfor det ved ligning(2) hvis $E'_{n\%} > E_{n\%}$. Settes disse eierinntektene like, kan man finne den høyeste pris (p) konsumenten kunne tenke seg å betale etter ovenstående resonnement.

$$p = \frac{1}{x}(R - V - S) = \frac{1}{x}(E + K + L + Z) \quad (4)$$

Hvis lønnen(L) blir skåret ned proporsjonalt med energiunderskuddet, blir resultatet:

$$p' = \frac{1}{x}(R - V - S - L) = \frac{1}{x}(E + K + Z) \quad (5)$$

Størrelsene E, K, L, Z og x lar seg finne for den enkelte bedrift eller industrigrupper. På grunnlag av opplysninger fra Statistisk sentralbyrå er disse prisene(p og p') beregnet for noen industrigrupper. Tabellen nedenfor viser resultatene. I tabellen er ikke tatt med industrigrupper hvor elkraften utgjør en relativt liten andel av produksjonskostnadene. For slike grupper vil p og p' bli betydelig høyere enn de som er beregnet i tabellen. Visse justeringer i tallene og i verdidelens forløp avhengig av innskrenkningsgraden, må man ha for øye.

| | Forbruk av elkraft GWh | $p = \frac{1}{x}(E+K+L+Z)$ (L=konstant) (øre/kWh) | $p^1 = \frac{1}{x}(E+K+Z)$ (L utvikl. prop) (øre/kWh) |
|---|------------------------------|---|---|
| <u>1. Primær jern-og metallindustri</u> | | | |
| 1a.Ferroleveringsverk | 2.840 | 6,7 | 4,2 |
| 1b.Rujern-,stål-,og valseverk | 1.498 | 13.5 | 5.5 |
| 1c.Jern- og stål- støperi | 173 | 113,0 | 57.0 |
| 1d.Aluminiumsverk | 5.345 | 7.1 | 5.1 |
| 1e.Råmetallverk ellers | 779 | 25.0 | 18.0 |
| 1f.Metallvalseverk m.m. | 148 | 43.0 | 19.0 |
| 1g.Metallstøperi | 4 | - | - |
| Sum primær jern- og metallindustri | 10.787 | 11.6 | 7.0 |
| <u>2. Kjemisk Industri</u> | | | |
| 2a.Karbid- og cyanomidfabr | 658 | 5.8 | 1.1 |
| 2b.Andre kunstgjødselfabr. | 5.425 | 7.6 | 5.1 |
| 2c.Annen kjemisk grunn- industri | 635 | 23.0 | 16.0 |
| 2d.Annen kjemisk industri | 303 | - | - |
| Sum kjemisk industri | 7.021 | 17.0 | 10.7 |
| <u>3. Treforedlingsindustri</u> | | | |
| 3a.Tresliperi | 1.005 | 10.7 | 4.9 |
| 3b.Cellulosefabrikker | 723 | 28.0 | 13.0 |
| 3c.Papir-,papp-og kartong- fabrikker | 1.300 | 28.0 | 11.0 |
| 3d.Wallboardfabrikker | 163 | 22.0 | 8.0 |
| 3e.Annet | 60 | - | - |
| Sum treforedlingsindustri | 3.251 | 25.5 | 10.1 |

Tallene er presentert for industriledere som representerer noen av gruppene i tabellen. De hadde ikke noe vesentlig å innvende mot dem (16). Tallene ovenfor gjelder som regel for større innskrenkninger da en har antatt proporsjonalitet mellom forbrukt elkraft og vare-

produksjon. Hvordan forløpet er ved mer beskjedne underskudd må man finne på en annen måte.

Ovenstående utledning av de verdsatte tapene av en innskrenkning gjelder for forbruk uten substitusjonsmuligheter. Foreligger det substitusjonsmuligheter, må de verdsatte ulempene beregnes ut fra disse. Ved tilfeldig kraftleveranse til dampproduksjon (kjelkraft) har man et typisk eksempel på et behov som kan erstattes av annen energi. I dette tilfellet legges derfor prisen på olje til grunn for hva konsumentene vil betale for elenergien (oljeekvivalenten). Forbrukeren vil m.a.o. ikke betale mer en oljeekvivalenten for å unngå innskrenkning.

Et tilsvarende forhold har man innen kvelstoffindustri som baserer ammoniakkproduksjonen på elektrolyse. Overstiger elprisen ca. 3,5 øre/kWh, lønner det seg bedre å kjøpe ammoniakk. I en situasjon med innskrenkning i elleveransene kan en derfor i dette tilfelle ikke sette verdien høyere enn disse 3,5 øre/kWh.

47. Når det gjelder gruppen "alminnelig forbruk" som vesentlig består av ikke-produserende elforbrukere, er denne beregningsmetoden ubrukbar. Selv om problemstillingen der er den samme som for industrien, er det her vanskeligere å uttrykke svaret i tall. På grunn av den inhomogenitet i svarene som man kan vente seg, er det formodentlig fornuftig her å ta sikte på å tilpasse leveringssikkerheten til en viss "levestandard". Dette tilsier at man når det gjelder husholdninger, gatebelysning m.v. heller må basere seg på "samfunnsmessige" betraktninger enn å legge hovedvekten på forbrukernes vurderinger ved etableringen av styrefunksjonen. I et velutviklet og avbalansert samfunn vil det imidlertid neppe være særlig stor forskjell på disse to betraktningsmåter.
48. Ovenfor er det skissert hvordan verdidelen av styrefunksjonen for en bedrift eller en konsumentgruppe kan fastsettes. Verdiden i figur 5 skal imidlertid være en resultant av alle konsumenter, og skal derfor settes sammen av alle konsumentenes verdsatte ulemper ved energiunderskudd. Dette kan gjøres på forskjellige måter avhengig av hvordan nedskjæringen vil bli foretatt i praksis.

49. I en periode med energiunderskudd vil alt salg av tilfeldig kraft innstilles først. Dernest vil salg av "ikke-garantert" kraft måtte opphøre samtidig med at det vil bli oppfordret til frivillig sparing. Fastkraften forøvrig leveres med samme leveringssikkerhet til alle forbrukere her i landet, og må som følge av dette nedskjæres forholdsmessig likt. Dette medfører at den resulterende verdidel av styrefunksjonen må bli en vektet sum av de respektive konsumentgruppers verdsatte ulemper. Ved så sterke innskrenkninger at rasjoneringsloven må forutsettes tatt i bruk, vil kraften kunne dirigeres noe mer uavhengig av leveringsforpliktelsene. Betrakningene ovenfor gjelder derfor ikke i rasjonerings situasjoner, men de har i denne forbindelse også liten praktisk interesse fordi innskrenkningsgraden da må forutsettes å være meget stor.
50. Hvis fastkraftkontraktene var inngått med forskjellig leveringssikkerhet på en slik måte at de som hadde lav leveringssikkerhet fikk billigere kraft, kunne fastkraften sorteres etter stigende leveringssikkerhet. Fastkraft med den laveste leveringssikkerhet måtte da gå ut først. Det er mye som tyder på at en slik form for gradering av leveringssikkerheten kan komme til praktisk anvendelse i langt større utstrekning enn hva som hittil har vært tilfelle. En del av den kraftkravende industrien er for eksempel idag avtagere av tilfeldig kraft og "ikke-garantert" fastkraft, og uttalelser fra denne konsumentgruppe tyder på at de ikke er interessert i høyere leveringssikkerhet hvis dette skulle føre til noe høyere priser.

Andre industrigrupper har tydelig sagt fra at de er interessert i høyere leveringssikkerhet, og at de er villige til å betale hva dette ville koste. På figur 6 er styrefunksjonene for Østlandet-Agder i året 1965 forsøkt satt opp etter de to metoder som er omtalt ovenfor. På samme figur er også angitt gjennomsnittlig antatt salgspris for all elenergi som ble levert innenfor dette området vedkommende år.

Styrefunksjonen må settes opp for hver periode i året, men her har en for enkelhets skyld laget en resulterende styrefunksjon for hele året. På figuren er muligheten for å levere tilfeldig

kraft antatt med følgende fordeling:

| | GWh | Pris øre/kWh |
|---|------|-----------------|
| Eksportmulighet og andre tilfeldige leveranser | 3000 | 0,6 |
| Elektrokjeler | 2000 | 1,0 |
| Leveranser på særvilkår | 1500 | 1,8 |

Importmuligheten i 1965 er ført opp med 2000 GWh til en antatt kostnad av 3,0 øre/kWh.

Verdidelen av styrefunksjonen er så spaltet opp i tre alternativer:

Alternativ 1:

Forbruket skjæres bort i rekkefølge etter hvor mye de enkelte konsumenter kan tenke seg å betale i en mankosituasjon (kfr. avsnitt 3.2). Man har da bygget på den offisielle elstatistikk for 1965 og tabellen s. 24. Av gruppen kjemisk industri, som omfatter 4894 GWh, antas det at Norsk Hydro har brukt ca 3500 GWh til elektrolyseprodusert ammoniakkproduksjon. Denne forbrukskategori er ført opp med 3.5 øre, som etter antydninger (16) er det meste en er villig til å betale for slik kraft. (Om noen år faller forøvrig denne kategorien vekk). Resten av gruppen kjemisk industri er ført opp med 17 øre kWh etter tabellen s.24.

Boligvarme med substitusjonsmuligheter er ført opp med

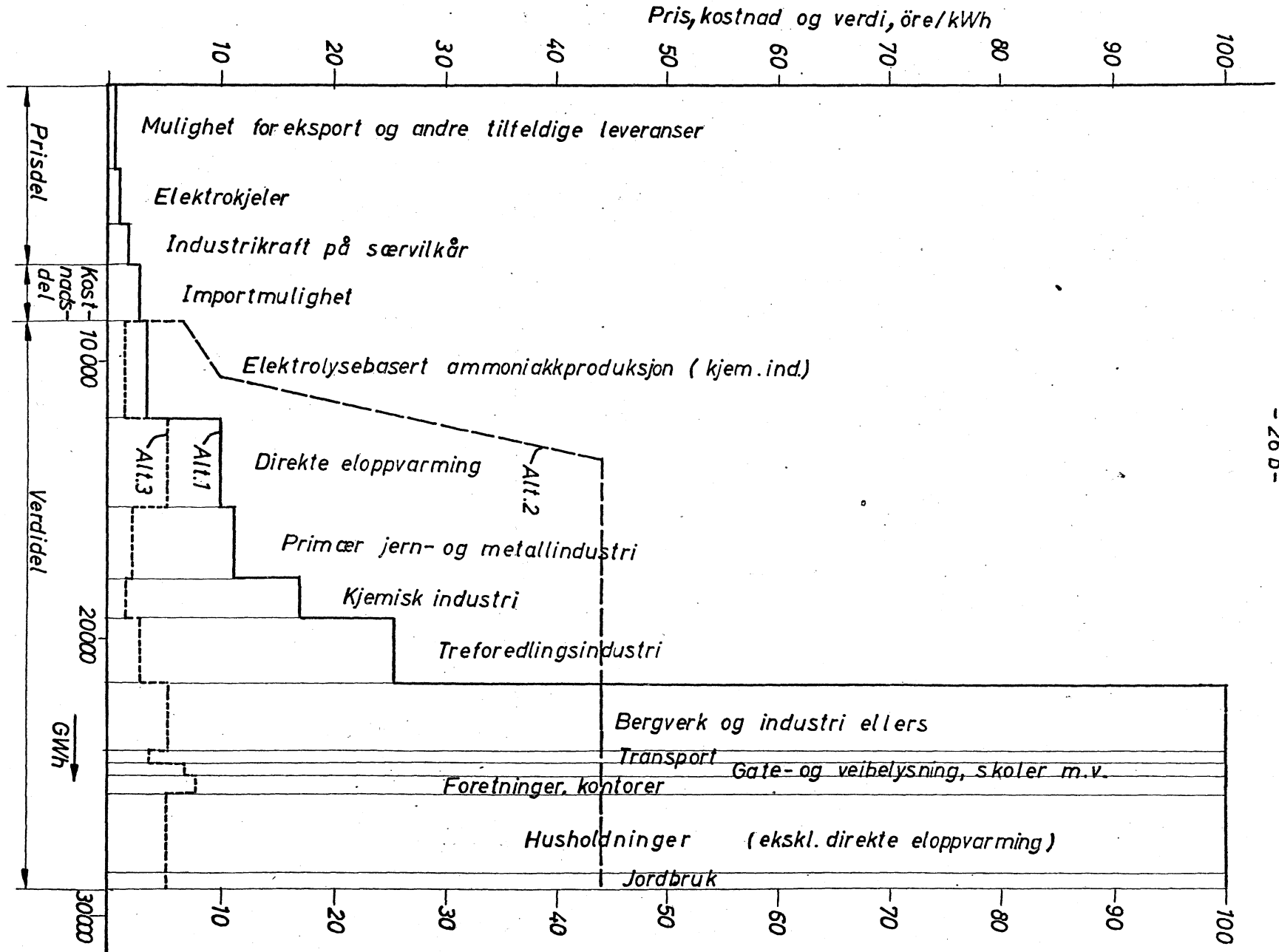


Fig. 6. Styrefunksjon for kraftbehovet i elområdet Östlandet - Agder i 1965
Under tre alternative forutsetninger:
Alt. 1: Gruppevis innskrenkning.
" 2: Proporsjonal innskrenkning.
" 3: Aktuelle priser.

For alt forbruk - også lys og koking - kan en idag skaffe erstatning - f.eks. med propan - som med rimelige brukstider ikke vil komme på mye over kr. 1. pr. kWh.

Alt.2: Alle katagorier skjæres ned forholdsvis likt. En har her antatt et trinn med frivillig felles sparing på 10%. Derneft har en trukket en skrå linje opp til en veiet middelvei (43,8 øre/kWh) av alle trinnene under alt.1.

Alt.3: Salgsprisene for elenergi levert til de enkelte forbrukergrupper er plassert under vedkommende gruppe i alt. 1. Kilde er den offisielle elstatistikk 1965.

3.3 Leveringssikkerhet.

51. Den leveringssikkerhet en ville få i elforsyningssystemet ved å basere tilpasningen mellom produksjonsevne og behov etter bedriftsøkonomiske betraktninger på elforsyningssiden ville sannsynligvis ligge lavere enn den vi for tiden stort sett faktisk har i norsk elforsyning. Etter de undersøkelser som hittil er utført tyder det på at dagens leveringssikkerhet tilsvarer et nivå som ligger mellom den relativt lave sikkerhet som f.eks. aluminiumindustrien synes å være interessert i og den høye som håndverk, småindustri og alminnelig behov ønsker. Det tenkes her på sikkerheten mot langtidssvikt. Dette gjør det klart at de ulike forbrukerkategorier egentlig ikke ønsker samme leveringssikkerhet. Det forutsettes selvfølgelig at de enkelte forbrukergrupper, i prinsippet i alle fall, gjennom kraftprisen betaler kostnaden ved å holde nettopp den leveringssikkerhet som de ønsker.
52. Når man derfor taler om etableringen av en varmekraftstasjon for å øke leveringssikkerheten i kraftproduksjonssystemet ("som tørr-årssikring"), må man være klar over at ikke alle forbrukergrupper er interessert i å være med å bære utgiftene med dette. I siste instans må det jo bli forbrukerne som må bekoste økningen av leveringssikkerheten. Etter resonnementene i avsnitt 3.2 vil etableringen av en varmekraftstasjon for å heve leveringssikkerheten i forhold til hva den er i det aktuelle integrerte kraftproduksjonssystem måtte bekostes av de forbrukergrupper som verdsetter ulempene ved energisvikt høyere enn størrelsesorden 15øre pr. manglende kWh. Dette tilsier at bare rundt regnet halvparten

av det samlede norske

elforbruk vil være interessert i å få økede kraftutgifter for å få hevet leveringssikkerheten. Dette gjør det samtidig mulig at behovssiden kanskje ikke kan representeres av et samlet behov ved optimaliseringen av leveringssikkerheten (sammensetningen av kraftproduksjonsapparatet), men det kan være nødvendig å dele forbruket inn i to til tre kategorier. Det kan bli nødvendig å komplisere modellen og dermed metodikken noe hvis man går inn for et slikt prinsipp. Dessuten tilsier dette at avklaringen på modellens behovsside er like viktig som avklaringen på kraftproduksjonssiden.

53. Det ansees å være viktig å arbeide også med denne siden av problemkomplekset i tiden som kommer. Først når dette er skikkelig utredet vil man finne svaret på hvem som bør bære utgiftene med anlegg og drift av kraftstasjoner som bygges for å heve leveringssikkerheten. Her kommer organisasjonsformen, avtalestrukturen og elforsyningens ansvarsforhold med i betraktning.
54. Ovenfor er begrepet leveringssikkerhet brukt som en rund formulering uten at det er gitt noen presis definisjon. Når man snakker om å optimalisere leveringssikkerheten, er dette fullstendig uholdbart, og ved Elektrisitetsavdelingen er det derfor nedlagt en del arbeid for å finne frem til en presis definisjon (17)
55. Man er kommet frem til et begrep - mankoverdigrad - som synes å kunne gi en tilstrekkelig presis definisjon av leveringssikkerheten. Som det går frem av navnet inneholder det ordene manko og verdi. Ordet manko refererer til fastkraftunderskudd og verdi til de verdsatte ulempene ved dette underskuddet. Mankoverdigraden bygger på "verdidelen" av styrefunksjonen (se figur 5). All fastkraftinnskrenkning multipliseres med sin respektive verdsatte ulempe i følge den styrefunksjon som legges til grunn. Simulerer man driften i et elområde på et bestemt utviklingsstadium etter vannverdi prinsippet ved hjelp av en statistisk, hydrologisk årrekke (T), vil man kunne få utregnet hvor mye alt underskudd i tiden T er verdsatt til. Dette verdsatte underskudd divideres på verdien av det totale fastkraftbehov i det samme tidsrom, og resultatet blir mankoverdigraden. I referanse (17) er dette omtalt mer inn-

gående. Definisjon:

MANKOVERDIGRADEN ER FORHOLDET MELLOM DEN TOTALE, VERDSATTE FASTKRAFTMANKO I TIDSROMMET T DIVIDERT PÅ VERDIEN AV DET TOTALE FASTKRAFTBEHOV I SAMME TIDSROM.

56. En slik definisjon skulle harmonere godt med de virkelige forhold i en underskuddssituasjon. I et slikt tilfelle er man interessert i å skjære ned forbruket der en reduksjon vil føre til de minste ulemper, og det er nettopp dette som tilstrebes ved etableringen av styrefunksjonen. I begrepet mankoverdigrad inngår det totale energiunderskudd i det tidsrom som betraktes, graden av underskudd i de perioder det har forekommet og alt er verdsatt etter de ulemper og tap det medfører.

3.4 Hydrologisk materiale

57. Vann er i det alt vesentlige energikilden for den norske elforsyning, og uten å ha god oversikt over de hydrologiske forhold kan det ikke gjennomføres en tilfredsstillende planlegging innen denne sektor. Alt fra nedbøren på de respektive nedslagsfelt via magasin til vannet har passert den siste turbin i et vassdrag må det skaffes oversikt over. Dette er vanskelig nok når det gjelder det bestående system, og det er ytterst vanskelig å skaffe så sikre opplysninger som ønskelig over den vannkraft som ikke er bygd ut enda. For å planlegge det fremtidige produksjonsapparat er det imidlertid nødvendig å skaffe tilveie alle disse opplysninger.
58. Nedenfor omtales mer detaljert hvordan det hydrologiske materiale anvendes i ettmagasinmodellen og hvordan dette skaffes tilveie.

Målsettingen med ettmagasinmodellen er å finne frem til optimal anvendelse av de tilgjengelige vannkraftresurser for kraftproduksjon på det utbyggingsstadium som undersøkes. Det er derfor vesentlig å kunne bestemme så nøyaktig som mulig den "bruttoenergi" som vannkraftsystemet har å spille på. Med "bruttoenergien" forståes her det totale tilløp av vann fra nedslagsfeltene multiplisert med utnyttelsesfaktorene for de nedenforliggende kraftstasjoner.

Materialet man har å bygge på er de hydrologiske observasjoner som er foretatt gjennom en årrekke av Hydrologisk avdeling, NVE. På grunnlag av disse er det regnet ut gjennomsnittlige, spesifikke avløpstall (l/sek og km^2) for de tidsrom det foreligger observasjoner for, og ut fra dette er det tegnet isohydatkart for hele landet. Med kjennskap til dette materiale og arealet av nedslagsfeltene kan det påregnelige kvantum vann, som har vært tilgjengelig i den årsserien som legges til grunn, beregnes. Avd. for vasskraftundersøkels. NVE har utført et betydelig arbeid når det gjelder dette området idet de har utarbeidet oversiktsskjemaer med midlere årstilsig, magasinivolum, maksimal ytelse og utnyttelsesfaktor for alle kraftstasjoner som er ferdige pr. 1/1-1967. På samme oversiktsskjemaer er forøvrig de midlere årstilsigene til kraftstasjonene oppdelt i regulert og uregulert tilsig. De tilsvarende opplysninger for anlegg som ikke er utbygde må skaffes tilveie fra mer tilfeldige kilder som for eksempel konsesjons-søknader, forprosjekteringer, publikasjonen "Nyttbar vasskraft i Norge" osv.

59. Når den disponible "bruttoenergi" er funnet, må det bestemmes hvordan den har fordelt seg over årene og innen de respektive år. Til dette anvendes vannmerkeobservasjonene. Disse gir mulighet for å finne den relative fordeling av tilsiget på hver periode i den årsserien som legges til grunn. Prinsippielt er det mulig å velge periodelengder så korte som ned til ett døgn. I praksis blir det gjerne aktuelt med 7-døgns eller 14-døgns perioder.
60. Det resulterende tilsig til ettmagasinnodellen setter seg sammen av tilsigene til alle kraftstasjonene i det betraktede området. Prinsippielt skulle man derfor ha et vannmerke for hvert felt og så sette disse sammen på en slik måte at de ble tillagt vekt etter den produksjonsevne de representerer. Det er utviklet regnemaskinprogrammer for dette, og det fins ingen begrensning for hvor mange vannmerker som kan taes inn. I praksis er det et begrenset antall vannmerker som blir brukt. Dette kommer av at det er begrenset hvor mange vannmerker som eksisterer, og det er heller ikke nødvendig med et vannmerke for hvert felt. Grunnen er at

feltene grenser inn til hverandre, og tilsigene viser seg å være nær i fase for mange felter i området. I (11) er det beskrevet en detaljundersøkelse som er utført for Østlandet for å undersøke dette. Ved hjelp av korrelasjonsanalyser er det der påvist at et fåtall vannmerker kan representere elområdet Østlandet-Agder på en tilfredsstillende måte.

I diskusjoner om disse forholdene blir dette ofte oversett. Et annet moment som rettferdiggjør denne påstand, er den høye reguleringsgrad de fleste av vannkraftstasjonene våre har. Når man ser bort fra tidspunktet for når snøsmeltningen begynner om våren, spiller det en underordnet rolle om det opereres med en noe feil fordeling over året. Det viktigste er at man får det totale energitilsig korrekt.

61. Når det gjelder de forskjellige elområder, har det interesse å studere hvordan de hydrologiske forhold forholder seg innbyrdes med tanke på samkjøring mellom dem. I dette tilfelle har det størst interesse å undersøke korrelasjonen mellom årstilsigene. En undersøkelse som ble utført (10) viser at det er ganske høy positiv korrelasjon (dvs. liten komplementaritet) mellom vannmerker som ligger i belter øst-vest mens det er svært dårlig korrelasjon (stor komplementaritet) mellom vannmerker med stor avstand i retning nord-syd. Stor komplementaritet tilsier stor nytte av en samkjørings-forbindelse, men man kan ikke kun på dette grunnlag vurdere denne nytten. Riktignok gir det en viss indikasjon, men det må en fullstendig simulering til ved hjelp av samkjøringsmodell hvis man skal kunne gi et fyldestgjørende svar på samkjøringsnytt.
62. I de simuleringsprogrammene som bygger på vannverdiprinsippet er etablering av vannverdiskjemaet eller vannverdi-kurver (se avsnitt 2.1) den mest tidkrevende delen. Dette kommer av den store data-mengde tilsigsmaterialet representerer. Det har nemlig ikke vært mulig å finne en enkel matematisk formel for dette materialet, og derfor tar man inn tilsigsdataene periode for periode i kronologisk orden. For hver av tilsigsseriene (den regulerte og den uregulerte) blir dette en tallserie på antall år x antall perioder,

som skal gjennomløpes mange ganger.

63. Ved Elektrisitetsavdelingen er det utarbeidet et EDB-program (Leteprogrammet NVEI-1) som har til formål å lete seg frem til optimal sammensetning av produksjonsapparatet. Dette blir beskrevet nærmere i avsnitt 4.2. I dette programmet er det behov for stadig å regne ut nye vannverdiskjemaer. Med den fullstendige metode for etablering av vannverdiskjema ville dette blitt for kostbart på grunn av lang regnetid. Det ble derfor utarbeidet en forenklet metode (13) for beregning av vannverdiene, og denne går ut på at det av det fullstendige tilsigsmateriale beregnes et "middelår". Vannverdiskjemaet bestemmes så kun ved hjelp av dette ene året og regnetiden reduseres til ca. 1/25. Dette kan brukes til å peile seg frem mot det optimale punkt, og for en mer nøyaktig bestemmelse kan man tilslutt bruke den fullstendige metoden. Denne forenkling har vært særlig nyttig for å unngå for lang kjøretid på datamaskinene under utprøvingen av selve metodikken. En forsvarlig forenkling i behandlingen av det hydrologiske grunnmaterialet er ønskelig for å spare kjøretid og for å kunne komplisere modellene og på den måten eventuelt gjøre dem mer representative for systemene. Dette gjelder så vel på produksjonssiden som på behovssiden.

3.5. Kostnader for vannkraft.

64. I mange år fremover enda vil stigningen i elbehovet i det vesentlige kunne bli dekket fra vannkraftstasjoner. Kraft fra andre genereringsformer blir imidlertid produsert til stadig synkende kostnader, og det er derfor nødvendig å skaffe oversikt over hva kraft fra våre gjenværende kraftkilder, som kan bygges ut, vil koste og hvordan de kan bygges ut, dvs. hvilke karakteristikkene de kan gis. Det er dessverre på vannkraftsiden de mest usikre kostnadstall foreligger. Tatt i betraktning at vannkraftutbygging er vår spesialitet, kan dette virke underlig. Årsakene til dette forhold ligger imidlertid i det store antall parametre som varierer fra anlegg til anlegg (nedbør, reguleringsgrad, fallhøyde, områdets beliggenhet og beskaffenhet osv.), og derfor må hvert anlegg bearbeides og planlegges ganske detaljert i flere varianter før man kan få et nogenlunde sikkert anslag over kostnadene.

Slike forprosjekteringer er omfattende og kostbare, og derfor er de ikke gjennomført i den grad det kunne være ønskelig. Elektrisitetsavdelingen utfører ikke slikt arbeid, men ved vårt arbeidet med innpassingen av tilskuddene til kraftproduksjonssystemet går det klart frem hvor nødvendig det er å skaffe tilveie kostnadskarakteristikker for vår ikke-utbygde vannkraft.

65. Det man kan gjøre idag, er å skaffe seg statistisk materiale for utførte anlegg og resultater fra anlegg som er under planlegging for utbygging. Utbyggingskostnadene for vannkraftanlegg som bygges ut idag varierer sterkt fra anlegg til anlegg. Beregnet på grunnlag av midlere produksjonsevne ligger de fleste anlegg i kostnadsintervallet 12-40 øre/kWh.
66. I beregningene som er utført er det regnet med en gjennomsnittlig utbyggingskostnad opptransformert på 23,3 øre/kWh på grunnlag av bestemmende produksjonsforhold og referert prisnivå 1966. Det regnes videre med en levetid på 50 år for vannkraftanlegg, rentefot 7% p.a. og skatter, avgifter og faste driftskostnader 1,75% p.a. Ved annuitet utgjør dette tilsammen 9% p.a. Produksjonskostnadene blir på dette grunnlag: $23,3 \cdot 0,09 = 2,1$ øre/kWh. Skal vannkraft sammenlignes med andre genereringsformer, må det plusses på denne kostnaden overføringskostnader som vannkraften får på grunn av lengre overføringer. Disse er anslått til 0,5 øre/kWh. Det tilsvarer ca. 250 km lengre overføringer for vannkraft enn for varmekraft. Dette er nærmere behandlet i avsnitt 3.6.
67. I programmet som anvendes for å bestemme optimal sammensetning av produksjonsapparatet (se avsnitt 4.2) er kostnadstallene for de forskjellige genereringsalternativene inngangsdata. Hvis man mener å ha sikre data for alle alternativer bortsett fra vannkraft, kan man prøve med forskjellige kostnader på vannkraften og finne ut hvor høyt man kan gå med disse før den faller ut av bildet. Det er gjennomført noen undersøkelser på dette grunnlag.

68. Ovenfor ble gjennomsnittskostnader for vannkraft antydnet. Det er mange faktorer av stor betydning som vanskelig kan komme med når et slikt karakteristisk tall skal angis. Blant annet blir det ikke skilt mellom sommerkraft og vinterkraft. I det nevnte program går derfor magasinet inn som en parameter som kan studeres spesielt. For å nyttegjøre seg denne mulighet er det nødvendig å kjenne marginalkostnadene for å forandre reguleringsgraden. (Her mangler man også sikre data.) Vi har hittil valgt å legge følgende kostnader til grunn for beregningene:
7,5-, 11- og 15 øre/kWh magasinert.
69. Ovenfor er det vesentlig kostnader forbundet med energidekningen fra vannkraftanlegg det er tenkt på. Dette kommer av at det norske produksjonsapparat blir dimensjonert ut fra energitilgangen, dvs. tilsiget. I varmekraftland derimot er det effektbehovet som er dimensjonerende. Imidlertid synes det klart at vannkraftstasjoner som blir bygd nå, senere kommer til å samkjøre med kraftstasjoner basert på andre energikilder. Når den tid kommer, vil systemet også hos oss smått om senn gå over til å måtte bli dimensjonert ut fra hensyn til effektbehovet.. Allerede idag bør man ha dette for øyet når det gjelder valg av maskin-installasjon eller legge forholdene slik til rette at en senere økning av effektinstallasjonene billig og lett lar seg gjennomføre.
70. Det er en kjensgjerning at den marginale effektinstallasjon i flere av våre kraftstasjoner som er bygd eller planlegges bygd er meget lav. Marginale effektkostnader under 150 kr/kW forekommer, og sammenholdes dette med effektkostnadene for gassturbiner - 500 kr/kW - , som ansees å gi den billigste toppeffekt i varmekraftland, synes det klart at slike muligheter bør ivaretas.
71. Vannkraftstasjoner har dessuten andre fordeler som høy driftssikkerhet, gode reguleringsmuligheter for hurtige lastvariasjoner, god virkningsgrad over et relativt stort lastområde osv. I varmekraftland har man betydningen av disse forhold klart for seg. Der er vannkraftkilder hvor utbyggingskostnadene langt overstiger de man opererer med her i landet bygd ut, og det bygges pumpekraftverk for døgn- og ukereguleringer.

72. Også her i landet kan det være grunn til å se nøyere på mulighetene for å bygge ut vannkraftkilder eller vannkraft i videste forstand med helt ~~andre~~ karakteristikkør enn det som er vanlig idag, (f.eks. pumpekraft og reserve-vannkraft). Disse kunne tenkes å erstatte de alternativene som fins idag for forskjellige former av varmekraft med ganske forskjellige kostnadskarakteristikker. Tanker vedrørende dette er mer detaljert beskrevet i (24).

3.6 Kostnader for varmekraft.

73. Generelt sammensettes kostnaden av en fast og en driftsavhengig del. Det er meget viktig at en klarer å skille mellom disse, fordi det under driften bare er avgjørende hvor stor den driftsavhengige del er. Dette er et hovedpoeng i vannverdimetoden. (En varmekraftstasjon settes inn når vannverdien overstiger dens driftsavhengige kostnad).

Oppdelingen i en fast og en driftsavhengig kostnad er vist på fig. 2 i innledningen til denne rapport, idet de to komponentene er satt av på hver sin vertikale akse. Da det mange steder er vanlig å foreta en annen oppdeling av kostnadene, som f.eks. en tredeling i USA, ville det være nødvendig å dele hver av disse komponenter opp i en fast og en driftsavhengig del for å nytte vannverdimetoden. Den driftsavhengige delen regnes å være proporsjonal med antall produserte kWh, selv om den i virkeligheten er noe avhengig av driftsmåten.

74. Når en skal vurdere varmekraftkostnaden i et land som ikke har noen erfaringer på dette område, må en selvsagt se på erfaringer fra andre land. Det første varmekraftverk av en uvant type pleier da å bli gjenstand for inngående drøftinger om organisasjon, innenlandsk deltakelse, finansiering, lovendringer etc., og dette pleier å kreve så lang tid og så mye ekstra administrasjon at kostnaden for det første store verk blir høyere enn antatt. Desto viktigere blir det da at det neste verk er billigere, og man vil da forsøke å drive utviklingen frem i samme spor som en har begynt i, nemlig ved å bygge et verk til på samme måte.

I Norge vil dette antakelig også gjelde, og det første valget blir da viktig. Et unntak er kanskje gassturbinene, som representerer mindre enheter, med tilsvarende mindre kapitalbehov og også organsisasjonsbehov. Generelt bør vel likevel en varmekraftstasjon planlegges med utbygging i trinn, slik at de siste trinn får karakter av utvidelser, der en ikke får særlig økning i fellesomkostningene..

75. De kostnader som skal antydes her, er gjennomsnittskostnader, altså hverken kostnader for det første verk eller for rene blokkutvidelser. Deri ligger en vesentlig usikkerhet, men det er ikke lett å avvise grunnene for å bruke en slik middelkostnad. Et første verk ville kanskje ikke bli lønnsomt dersom det ble bygget alene, men vi kan med god grunn anta at flere liknende verk vil bli bygget på samme sted senere, dersom vi velger riktig type første gang.

Vi skal først se på de viktigste spilleregler, dvs. de forutsetninger som er antatt å gjelde for alle genereringsformer. Se (20)

76. Rentefoten er satt til 7% p.a. Økonomisk levetid er satt til 50 år for vannkraft og omkring 25år for varmekraft. Det er imidlertid et kjent faktum at en ved å variere samtidig i en retning disse tall kan få de samme annuiteter, så en skal ikke ta disse satsene for høytidelig.
77. Skatter. Inntektsskatt forutsettes fastsatt etter prosentligning for alle kraftverk. For enkelhets skyld slåes denne sammen med formues- og eiendomsskatt. Ettersom en ikke vet om by- eller landsskatteloven skal anvendes på varmekraftverk (landsskatteloven brukes for de fleste vannkraftverk) og fordi en ikke på forhånd vet den antatte salgsverdi som det skal lignedes etter, har en bare foreløpig satt skattene til 0,8-0,9% av nedlagt kapital.
78. Avgifter. Her er det en forskjell mellom vannkraft og varmekraft idet en for varmekraft for tiden ikke har noen pliktige konsesjonsavgifter. Derimot kan den nukleære forsikring bli relativt høy. Elektrisitetsavgiften (0,2 øre/kWh) er ikke tatt med hverken for vannkraft eller varmekraft.

79. Oljekostnader. En har antatt ca. 90 kr/tonn for tungolje og ca. 165 kr/tonn for dieselolje. Disse priser kan være høyere eller lavere på den tid da et større varmekraftverk er ferdig, men utslagene kan ikke bli svært store.
80. Overføring. For all varmekraft er det regnet med opptransformering til hovednettets spenning og 50 km. overføring. De tre aktuelle varmekraft-kategorier skal omtales litt nærmere.
81. Atomkraft. 1966 blir regnet som et gjennombruddsår for atomkraft i USA, idet ^{over halvparten} ~~ca. 70%~~ av alle bestilte større kraftverk i det året var atomkraftverk. Om noen år ventes utviklingen å gå i samme vei i flere andre land, selv om en i store områder ennå inntar en avventende holdning til denne nye genereringsform. Situasjonen på atomkraftfronten er ellers preget av at enkelte typer reaktorer har slått igjennom mens andre kjemper for sin eksistens. Paradoksalt nok, for å få enda bedre fotfeste for de allerede utbredte typer, satses det på utvikling av "breeder"-reaktorer, for å få hevet prisene på bl.a. plutonium. Disse reaktorene ansees også nå nødvendige for å hindre for hurtig uttømmning av uranressursene, idet de utnytter uran-energien langt bedre enn de nåværende reaktorer. Men det er lite trolig at det er konkurransedyktige "breedere" på markedet før ut i 1980-årene.

Forøvrig er det for tiden stor interesse for samspillet mellom ulike reaktortyper, fordi det er om å gjøre å få en mest mulig økonomisk drift av alle atomkraftverkene innen et land. Derfor bør det legges opp en plan for en serie verk, og valget av det første blir viktig. F.eks. er det i forskerkretser noen som mener at gasskjølte breedere vil tillate høyere "breeder ratio" (dvs. forholdet mellom produsert og forbrukt fissilt materiale.) enn dampkjølte, og at gasskjølte "convertere" (dvs. reaktorer der forholdet mellom produsert og forbrukt fissilt materiale er mindre enn 1) yter større sikkerhet og større fleksibilitet enn vannreaktorene. Det kan derfor lønne seg for norsk forskning å gå vekk fra vannreaktorene og isteden satse på en familie av gassreaktorer. Dette bare som et eksempel på at en må være påpasselig allerede fra begynnelsen av, og legge opp en langsiktig

brenselplan. Kostnadene for et anlegg i Norge er høyst usikre ennå, men det er i beregningene regnet med en gassreaktor (HTGR) og en tungtvannsreaktor (Candu). Disse kostnader kan ellers representere andre typer også (HTGR tilsvarer når det gjelder kostnader således noenlunde en høyt utviklet lettvannsreaktor).

82. Oljefyrt kondenskraft (dampkraft).

Det er her et spillerom mellom høyeffektive, store verk (maksimal virkn.grad ca. 42%) og forenklete anlegg (virkn.grad nede i ca. 30%). Det er naturlig for oss i Norge å tenke på de forenklete verk når de i første omgang skal dekke energiunderskudd i tørre år. En har fra Sverige fått et preliminært forslag til et slikt anlegg, og det er tegnet inn på fig. 2. Det har mange fordeler, og interessen er stor i andre land for å utvikle slike anlegg, spesielt til toppkraftproduksjon.

Det er imidlertid som alltid visse ulemper tilstede. En må opp i relativt store enheter (250 MW, som vi ennå ikke har i vannkraftanlegg) for å få prisen pr. kW ned på et interessant nivå. Det medfører en stor første bevilgning, spesielt når en tar hensyn til hvilken risiko en slik investering innebærer (usikre beregningsgrunnlag, det kan stå i mange år uten å bli brukt etc.) Videre har en ofte en tendens til å se bort fra personalbehovet og andre faste årlige omkostninger ved siden av investeringene. Dette er betydelige beløp (ca. 1/3 av årlige kapitalkostnader).

Det er i beregningene ennå ikke innført et slikt forenklet anlegg, Man har der benyttet et høyeffektivt anlegg (se (7)) som i beregningene kan skiftes ut med et enklere om ønskelig.

83. Gassturbinene. I følge Gas Turbine Catalog 1966 er det største éngenerators anlegg i drift på 121 MW. Ellers er en vanlig størrelse nå 50-80 MW for store enheter og 15-25 MW for mindre. Nedtil 8-10 MW er kostnaden pr. kW omtrent konstant, bare litt avhengig av typen. Man kan således bygge opp et reservekraftverk til en ønsket størrelse i trinn som hver for seg ikke koster mer pr. kW enn hele anlegget gjør.

Ved siden av de lave anleggskostnader (ca. 500 kr/kW) kommer litt faste kostnader, men da personalbehovet er meget lite (kan gå ubemannet) og vedlikeholdet beskjedent (ikke kjele, lav kostnad for høy beredskap, starter på få minutter fra kald tilstand) utgjør disse tilleggs-kostnader mye mindre enn tilsvarende for kondenskraft.

Det er rimelig å anta at stasjonen eventuelt bør legges ved en oljehavn, og i nærheten av et sentralt knutepunkt i nettet. Kostnadene må inkludere relativt stor tank-kapasitet.

Det er vanlig å bruke generatoren i en gassturbin-stasjon som fasekompensator i de perioder man ikke produserer aktiv effekt. Dette er en viktig fordel ved disse stasjonene.

Stockholm by har innhentet tilbud på en 50-80 MW gassturbin-stasjon. Dette er en rimelig størrelse å velge også hos oss, eventuelt med muligheter for økning av kapasiteten til det 2- eller 3-dobbelte. Foreløpige tilbud m/detaljbeskrivelse av en engelsk og en svensk stasjon innenfor det angitte området foreligger ved Elektrisitetsavdelingen, og kostnadene tilsvarer godt de karakteristikkene som er tatt inn i fig. 2.

84. Fig. 7 viser bl.a. endel av de kostnadsdata for varmekraft som er brukt i beregningene for Østlandet-Agder. Blant annet p.g.a. overføringskostnadene er de faste kostnadene her noe høyere enn vist på fig. 2, som gjelder for et mindre isolert område. Den forenklete kondenskraftstasjonen er som nevnt under punkt 82 ikke tatt med i beregningene enda. På vannkraftsiden er figuren mer fullstendig enn fig. 1, og det er også vist hvordan karakteristikkene for en pumpekraftstasjon fremkommer dersom en istedenfor et vanlig vannkraftaggregat setter inn en kombinasjon av en pumpe og en turbin.

4. Økonomiske kriterier. Optimalitetskriterium for langtidsplanlegging av kraftproduksjonsapparatet.

85. Målsettingen Elektrisitetsavdelingen har satt seg, når det gjelder undersøkelsene vedrørende produksjonsapparatet, er å bestemme den optimale sammensetning av dette på de utbyggingsstadier det har interesse å undersøke. Med optimal sammensetning forstås her et økonomisk optimalt system, og kravet om en definert leveringssikkerhet er derfor forlatt. Om man fortsatt ønsker å kjenne leveringssikkerheten, kan den meget enkelt bestemmes ved undersøkelsene (kfr. avsnitt 3.3), og dette blir da en økonomisk optimal leveringssikkerhet ut fra det økonomiske kriterium som er lagt til grunn.

Styrefunksjonen slik den er beskrevet i avsnitt 3.2 sammen med kostnadskarakteristikker for de forskjellige genereringsformer danner grunnlaget for de økonomiske forhold i undersøkelsene.

4.1 Økonomiske kriterier.

86. Som i all investeringsteori er det relasjonen mellom nettoinntekt og investert kapital det gjelder å ta standpunkt til (3), (4). En kan foreta en rentabilitetsberegning på mange måter. To vanlige veier å gå er enten å regne ut prosjektets kontantverdi (alle inn- og utbetalingene diskontert til nåverdi) eller å sammenlikne årlige omkostninger med årlige inntekter. Begge måter gir samme resultat. Her er valgt den siste.

I kapitalkostnadene inngår rente og avskrivning av kapitalen. Til grunn for avskrivning av kapitalen legges forventet teknisk-økonomisk levetid ("brukbarhetstid") for anlegget. For rentens vedkommende kan det gjøres forskjellige betraktninger. Hvis kapitaltilgangen er ubegrenset, er det naturlig å regne med den lånerente som oppnåes. Er derimot kapitaltilgangen begrenset, behøver ikke lånerenten være et mål for hva kapitalen er verd. I dette tilfelle er det naturlig å "skjele" til hvilken avkastning kapitalen antas å gi i andre sektorer. Den disponible kapital vil være optimalt fordelt på de aktuelle sektorer når marginalrentabiliteten er den samme for alle investeringsobjekter. Disse betraktningene fører til begrepet som vi kaller kalkulasjonsrente.

87. I undersøkelsene, som er utført, har man i dagens situasjon gått ut fra at det er riktig å anvende en kalkulasjonsrente (se avsnitt 3.6). For å bestemme de totale årlige kapitalkostnader er annuitetsprinsippet lagt til grunn - basert på teknisk-økonomisk levetid-
88. Når det gjelder å vurdere økonomien ved videre utbygging av kraftproduksjons- apparatet, legges styrefunksjonen til grunn (se avsnitt 3.2). Man foretar simuleringer med de valgte sammersettinger gjennom en statistisk kjent årsserie når det gjelder tilsig (f.eks. en 30 års tilsigsserie) og betrakter merverdien eventuelt mindre verdien av kraftleveransen fra en valgt sammensetting til en annen. Denne metoden er nærmere beskrevet i avsnitt 4.2.
89. Simuleringer som er foretatt viser at merverdien av kraftleveransene minus driftskostnader, som funksjon av investert kapital, følger loven om avtagende utbytte. Figur 8 viser det prinsipielle forløp.

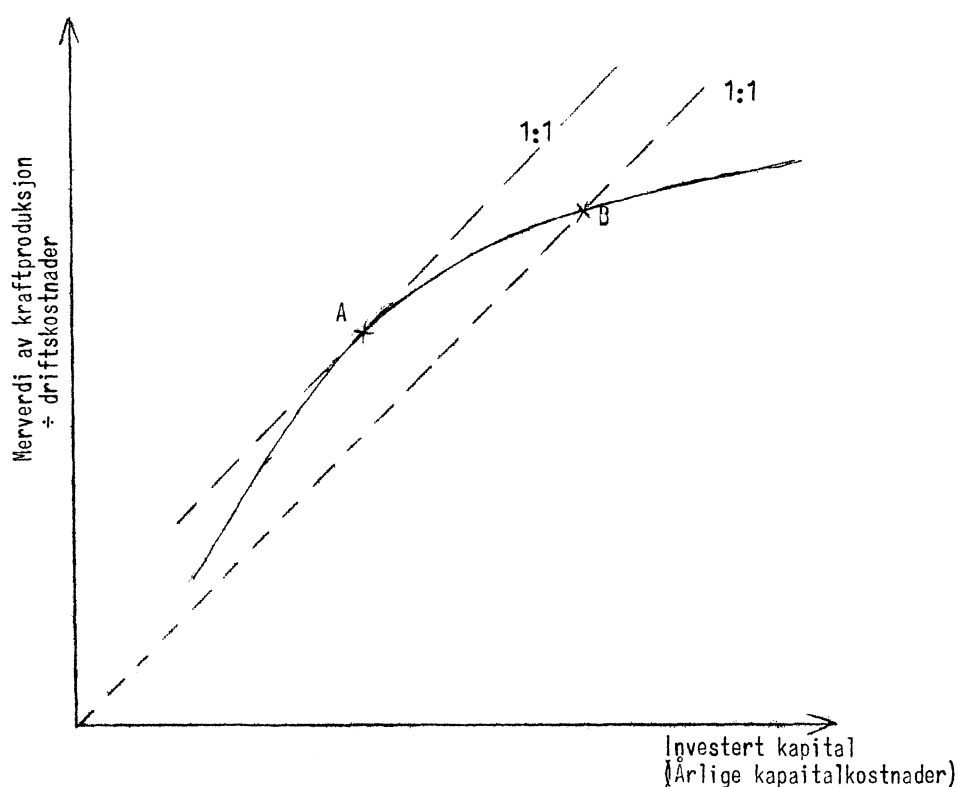


Fig. 8

Når man langs absisseaksen avsetter investert kapital omregnet til årlige kapitalkostnader, som vist på figur 8, og langs ordinataksen midlere årlig merverdi av kraftproduksjon minus driftskostnader, kan man gjøre følgende betraktninger:

Hvis man velger å investere til punkt B, vil man nøyaktig ha dekket sine omkostninger, men fortjenesten er null. Det er videre klart at investeringen mellom punktene A og B gir tap, for den førstederiverte er mindre enn 1 på denne del av kurven.

I punkt A på kurven er den førstederiverte av kurven lik 1. I dette punkt får man igjen 1 krone for hver krone man investerer. Nedenfor punkt A er den førstederiverte større enn 1, og det vil si at på investeringer under dette punkt har man en fortjeneste på all investert kapital. Ved å investere opp til punkt A oppnår man den største totale fortjenesten. Generelt skal den partialderiverte av utbyttet med hensyn på kostnadene for de alternative tilskuddstyper være lik 1 i det optimale punkt.

90. Nedenfor formuleres de ovenstående betraktninger matematisk, og symbolene står for følgende:

R = Endring i bruttoverdi pr år som følge av nyinvest.

N = Endring i nettoverdi pr år

D = Endring i driftskostnader pr år

B = Kapitalkostnader pr.år (renteavskrivning)

Endring i nettoverdier av den konsumerte kraft pr.år blir:

$$N = R - D - B \quad (4.1)$$

Her ønsker man å bestemme den årlige økning i kapitalinnsats (B) som gir maksimum økning i nettoverdi (N_{\max}). Ved å derivere ligning 4.1 m.h.p.B og sette den deriverte lik null bestemmes dette:

$$\frac{dN}{dB} = \frac{d(R-D)}{dB} + 1 = 0 \quad (4.2)$$

$$\frac{d(R-D)}{dB} = -1 \quad (4.3)$$

Ligning 4.3 gir punkt A på figur 8.

91. I undersøkelsene for å lete seg frem til optimal sammensetning av produksjonsapparatet nyttes dette kriterium ved Elektrisitetsavdelingen når det gjelder spørsmålet om den videre utbygging av systemet. Systemet gis altså en slik sammensetning at den partiellderiverte av R-D med hensyn på de forskjellige genereringsalternativer er lik 1 ($\frac{\partial(R-D)}{\partial B_i} = 1$).

Hvordan dette gjøres vil bli mer detaljert beskrevet i neste avsnitt.

4.2 Leteprogrammet.

92. For å finne optimal sammensetning av produksjonsapparatet har Elektrisitetsavdelingen utviklet et EDB-program som vi har kalt Leteprogrammet. I dette programmet inngår programmet for Ettmagasinmodellen drevet etter vannverdiprinsippet som den fundamentale prosedyre. På det behovsstadium som ønskes undersøkt innleses alle nødvendige data som f.eks. årsbehovet med sin fordeling over året, tilsiget, kostnadskarakteristikker for de forskjellige genereringalternativ, styrefunksjon osv. Man velger så en viss sammensetning av produksjonsapparatet og foretar en simulering av dette i programmet. Den sammensetning av produksjonsapparatet en starter med kan prinsippielt velges fritt, men for å spare kjøretid, prøver en å velge en så fornuftig sammensetning som mulig som utgangspunkt. Med det valgte produksjonsapparat simuleres driften periode for periode over årsserien, og de såkalte tapskostnader beregnes for hver periode i året og summeres fortløpende gjennom alle år.

Tapskostnadene er verdien av den fastkraft som ikke er levert utregnet på grunnlag av styrefunksjonen pluss driftsavhengige genereringskostnader pluss pris x mengde av importert kraft minus salg av tilfeldig kraft. Tapskostnadene er således det komplementære begrep til verdien av konsumert kraft + driftskostnaden, det vil si summen av disse to størrelsene er konstant. I avsnitt 4.1 er det operert med det komplementære begrep til tapskostnadene (3), (4).

Produksjonsapparatet gis så et tilskudd av en av de alternative genereringsformene, og ved en ny simulering beregnes de nye tapskostnader. Differensen mellom tapskostnadene for to på hverandre følgende simuleringer beregnes. Hvis denne er positiv, er tapskostnadene blitt reduserte ved å gi systemet et tilskudd. Den midlere årlige gevinst i tapskostnader - ΔT - sammenholdes med den økning i faste årlige kostnader - ΔK - tilskuddet har medført. Hvis $\Delta T \geq \Delta K$, er dette lønnsomt ifølge det økonomiske kriterium som er beskrevet i avsnitt 4.1.

93. Man prøver på denne måten i tur og orden med alle genereringsalternativene, og leter seg frem til en sammensetning hvor $\frac{\Delta T}{\Delta K} \approx 1$ for alle genereringsalternativene. Under denne leteprosessen reduseres etter hvert størrelsen av de forskjellige tilskudd, og såvel positive som negative tilskudd undersøkes.
94. Leteprogrammet er skrevet for CDC 3600 på Kjeller. Det er nødvendig med en stor og hurtig regnemaskin for programmet. Det vil være ugjørlig å kjøre programmet på GIER med det store data-materialet som er nødvendig.
- I programmet regnes det ut nytt vannverdiskjema for hver gang produksjonsapparatet forandres, og dette er meget tidkrevende hvis man skal anvende den fullstendige metoden (Lindqvists metode) I undersøkelsene som er utført etter denne metoden er derfor den forenklete metoden for etablering av vannverdiskjema som er nevnt i avsnitt 3.4 anvendt for å komme ut med rimelig regnetid. Dette er imidlertid ikke nødvendig programteknisk, idet man kan velge fritt mellom de to metodene for etablering av vannverdiskjema.
95. Det største problemet ved bruken av programmet er å få inn kostnadene som er forbundet med et vannkrafttilskudd på korrekt måte. Når det gjelder vannkraft, opereres det med to forskjellige tilskuddstyper. Den ene er en ren økning eller reduksjon av magasinet. Man forandrer i dette tilfellet totalmagasinet med en bestemt størrelse, og leser inn kostnadene som er forbundet med dette. Dette er prinsipielt greit når man ser bort fra problemet med å skaffe tilveie tilforlidelige kostnadstall for magasiner. (kfr. avsnitt 3.5)

96. Det andre alternativet for vannkrafttilskudd er en forandring hvor også tilsiget forandres. Dette er mer komplisert. Man kan her tenke seg flere måter å gjøre det på. Den som er valgt i programmet er at man tenker seg nye utbygginger av definert størrelse og med normal reguleringsgrad, og man regner ut kostnadene på dette grunnlag. Tilsiget og magasinet i ettmagasinmodellen økes i henhold til størrelsen på det valgte tilskudd. Man kan ikke si noe om hvilken årlig produksjon dette nye tilskudd vil få, men når simuleringen av systemet med det nye tilskuddet er utført, kan man se hvor mye produksjonsevnen for det samlede system har øket eventuelt avtatt og hvilken leveringssikkerhet man får i systemet. Problemet med å velge disse vannkrafttilskudd er at nye vannkraftutbygginger kan gis vidt forskjellige karakteristikker, og kostnadene som er forbundet med dem er lite klarlagt. En svakhet ved modellen er forøvrig at den ikke egner seg til å studere hvilken karakteristikk det lønner seg å gi slike nye vannkraftutbygginger. En kan således ikke få med maskininstallasjonenes betydning, og toppkraftsproblemet kan ikke behandles. Dette har hittil heller ikke vært problemstillingen i arbeidet. Det er mulig at man - om ønskelig - kan prøve å vurdere saken litt mer når det gjelder valg av karakteristiske data for en vannkraftkilde. Det antas imidlertid at denne problemstillingen først og fremst er sentral i arbeidet for VU(avdeling for Vasskraftundersøkelser)og "utbyggingsplanleggerne".

5. Resultater av undersøkelsene.

5.1 Ettverksmodellen, leveringssikkerhet.

97. Programmet er i bruk ved SSV, Salgsavdelingen i Statskraftverkene, og man regner bl.a. ut prognoser ved hjelp av det. Det regnes da ut for hver av NVE's kraftstasjoner, det magasin en må ha for å holde bestemmende produksjonsevne med 90% sikkerhet. Dessuten regnes det ut det magasin en må ha for å dekke Statskraftverkernes forpliktelser med 90% sikkerhet. Forskjellen antyder den reserven Statskraftverkene har som udisponert fastkraft.

Programmet har ellers blitt brukt til å studere produksjonsforholdene i enkelte spesielle vannkraftsystemer og til samkjøringsundersøkelser.

5.2 Ettverksmodell, vannverdier.

98. Som nevnt i kap. 1 er det utført atskillige beregninger med dette programmet. Enkelte resultater har vært tolket av professor Hveding ved NEVF's årsmøte 1966 (referat i ETT nr.30 1966). Han trekker også her en foreløpig konklusjon om at varmekraft er ønskelig som tørrårsreserve.

Til utfylling og forklaring av det som er referert av resultater i ETT skal vi her henviser til notater (5), (6) og (7). I (5) er beskrevet prinsippene for "Leteprogrammet" og hvilke data som går inn og ut av programmet.

99. Resultatene som er gitt i NVEI-III (6) er etter avdelingens oppfatning de beste, da de bl.a. bygger på en leteprosedyre der man går mest mulig rett på resultatet (de tilskudd som viser størst lønnsomhet, velges først). Disse resultatene er fremkommet senere enn tidspunktet for årsmøtet i NEVF, og er derfor ikke med i ETT. En forskjell fra de tidligere beregninger er at gass-turbiner ble gitt en relativt bred plass allerede ved dagens gjennomsnittsnivå for vannkraftkostnader. Nå skal en være varsom med å trekke for sikre slutninger av dette, siden f.eks. de forenklete kondenskraftstasjoner ikke var med, og siden forutsetningene ellers var såpass usikre (man brukte f.eks. den forenklete utregning av vannverdier).

100. På grunn av usikkerheten omkring styrefunksjonen (antatte tap og skadevirkninger ved innskrenkninger) har en regnet med mange ulike forutsetninger (se fig. 9). På årsmøtet i NEVF ble dette spesielt diskutert. Den styrefunksjon Hveding brukte er på fig. 9 merket b. mens den o.ing. Sørensen omtalte omtrent tilsvarende som er merket e. Hans styrefunksjon er vel og merke basert på å oppfylle dagens krav m.h.t. restmagasin foran vårløsningen.

I resultatene gitt i (6) og (7) er til å begynne med (i NVEI-I) brukt styrefunksjonene a, b, og c. Senere (i NVEI-II) har en brukt d og e, og i den siste serie (NVEI-III) er brukt f. Begrunnelsen for å heve styrefunksjonen er at en bør unngå for store innskrenkninger. Det kan jo bli vanskelig å gjennomføre en kraftigere innskrenkning enn 30% pr. 14 dager, og det vil alltid ta en viss tid før en innskrenkning kan settes i verk (jfr. start ved vannverdi 30 øre). Selv om det ideelle derfor hadde vært å disponere etter den verdi kundene setter på kraften etter å ha sett på sine substitusjonsmuligheter og sine for-tjenesteforhold, (kfr. avsnitt 3.2), kan det godt være at det på grunn av ikke målbare størrelser som elverkenes prestisje, kundenes motvilje etc. er riktig å bruke en høyere styrefunksjon. En må bygge på den faktiske gjennomføringen av en leveringsinnskrenkning.

Selvsagt er ikke diskusjonen ferdig med dette. Det er imidlertid avdelingens mening at problemet kan løses tilfredsstillende om bare kreftene samles.

101. Resultatene av undersøkelsene foreligger alle som detaljerte utskrifter fra regnemaskin. Av de utskrevne resultater kan en for alle de beregnede sammensetninger lese seg til de totale tapskostnader (kfr. avsnitt 4.2), spill fra magasin og uregulert forbitapping, alt over den 30-årsperiode driften er simulert for. Når systemet forandres under leteprosessen, skrives det også ut hvilken økning eller minskning i de faste årlige kostnader dette har medført.

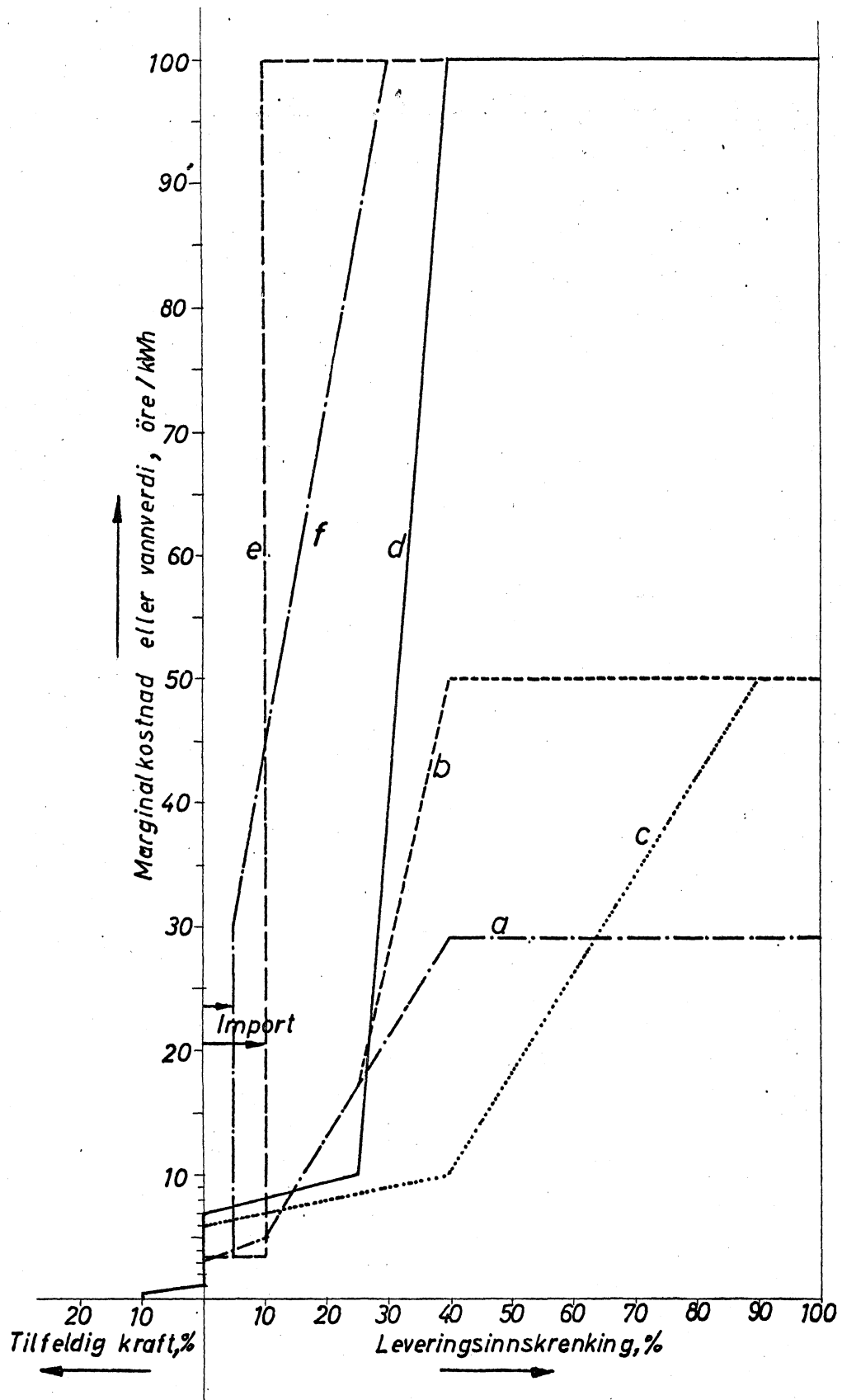


Fig. 9. Styrefunksjoner.

102. Når den endelige sammensetning er funnet - ofte etterat systemets sammensetning er forandret et 10-tall ganger, - skrives det ut de forhold som da eksisterer i systemet (tilsig, vannverdikurver etc.), detaljert driftsresultat for hver periode og det totale sluttresultat. I driftsresultatet gjengis for hver periode tilsig, behov, levert kraft i % av behovet, herav varmekraft, tilfeldig kraft, eventuelle leveringsinnskrenkinger, magasininnholdet ved slutten av perioden, energitap for magasin og uregulert forbitapping og tilslutt vannverdien ved periodens begynnelse. I sluttresultatet summeres levert kraft og manko i hver kategori av behovet, dvs. mellom to knekkpunkter i styrefunksjonen. Av sluttresultatet kan man også finne brukstiden for de forskjellige varmekrafttypene som inngår i systemet. Det korrigeres også tilslutt for eventuell forskjell mellom magasinnivåene ved simuleringens begynnelse og slutt.
103. Det er ugjørlig her å lage noen nær fullstendig oppstilling av alle resultater. Et konsentrat er som før nevnt gitt i (6) og (7). Imidlertid skal det tas med et eksempel på hva en kan trekke av konklusjoner. Hvis en hadde kjent til den gjenstående vannkrafts kostnad og mengde, hadde saken vært atskillig enklere. I tabellen på side 49 har en nøyet seg med relative størrelser uten å antyde når situasjonen kan bli aktuell.

Eksempel.

Sett at en på et stadium av utviklingen ikke kan finne vannkraftprosjekter under 27,8 øre/kWh og ikke magasiner under 17,3 øre/kWh magasin kapasitet (som med 8% pr. år gir de 1,38 øre/kWh/år som er gitt i tabellen). Da vil det lønne seg å bygge endel varmekraft, slik at en i et knipetak kan dekke 24% av det årlige behovet med gassturbiner og 4% med kondenskraft av høyeffektiv type. Forenkede anlegg er ikke tatt med, men ville antagelig førdført en forskyvning, slik at kondenskraft og gassturbiner ville blitt stående mer likt.

Tabell over resultater med styrefunksjon f (utdrag fra (6)) :

| | | | | | |
|---|------|------|------|------|------|
| Vannkraftkostnader øre/kWh | 23.4 | 27.8 | 31.6 | 35.3 | 40.0 |
| Årlige kostnader for etablering av magasinkapasitet i øre/kWh | 1,2 | 1.38 | 1.57 | 1.7 | 1.93 |
| Beste sammensetning av produksjonapparatet: (Alle tall er uttrykt i prosent av fastkraftbehovet) | | | | | |
| Vannkraft(middeltilsig) | 126 | 124 | 108 | 80 | 70 |
| Magasin | 49 | 46 | 40 | 34 | 30 |
| Atomkraft | 0 | 0 | 0 | 24 | 26 |
| Kondenskraft(høy virkningsgrad) | 0 | 4 | 9 | 11 | 13 |
| Gassturbinkraft | 26 | 24 | 28 | 14 | 12 |
| Importmulighet | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 |
| Reguleringsgrad *) | | | | | |
| Magasin/midlere tilsig | 0.39 | 0.37 | 0.37 | 0.43 | 0.43 |
| Leveringsinnskrenking **) | | | | | |
| Antall år med innskrenking i en eller flere perioder | 4 | 3 | 6 | 4 | 7 |
| Antall år med mer enn 10% innskrenking i en eller flere perioder | 2 | 2 | 4 | 1 | 3 |

*) Den virkelige reguleringsgrad er 5-10% større. Det er her foretatt en skjønsmessig korreksjon av magasinet for å kompensere for de feil en gjør ved å slå alle magasinene i et område sammen til ett magasin.

***) I de år en har hatt innskrenkinger har disse hatt en varighet på 1-1½ måned, maksimalt 3 måneder.

5.3 Samkjøringsprogrammer.

104. Programmet etter sikkerhetsprinsippet, har vært anvendt til å vurdere nytten av en samkjøringslinje mellom Sør-Salten og Helgeland. Denne undersøkelsen ble utført både etter vannverdi-prinsippet og ved leveringssikkerhetsprinsippet for å kunne se om de ga avvikende resultater. Dette forklares også i (21).
105. Programmet etter vannverdiprinsippet kan brukes for inntil 3 systemer på regnemaskinen GIER, men kan ha et nær ubegrenset antall systemer dersom den brukes på KIRA's regneanlegg, og man ikke forlanger detaljert utskrift for alle transporter. Hittil har den bare vært benyttet i to konkrete tilfeller. Det er til vurdering av samkjøringslinjene Sør-Salten-Helgeland og Trøndelag-Østlandet. Resultatene er gitt i h.h.v. (21) og (22).

6. Konklusjon.

106. Studiet av spørsmålet om kraftproduksjonsapparatets sammensetning har det nå vært arbeidet med ved Elektrisitetsavdelingen noen år. Arbeidet har vesentlig vært konsentrert om selve metodikken for studiet av disse problemene. Dessuten er ofret mye tid på å klarlegge og fremskaffe det grunnleggende materiale som undersøkelsen må baseres på. Klarhet i metodikk og grunnlagsmateriale er avgjørende for å kunne få utredet problemene forbundet med planlegging av kraftoppdekkingen.
107. Metodikken er i stor grad basert på bruk av elektronisk databehandling, idet undersøkelsen under en hver omstendighet vil omfatte en mengde data. Elektroniske regnemaskiner er derfor et egnet hjelpemiddel ved disse undersøkelsene. Håndregning vil man alltid benytte seg av for prinsipielle undersøkelser og for å kunne angi områder for de mer inngående undersøkelser. Blir imidlertid datamengden for stor, er det sløseri med arbeidskraft å anvende håndregning. Håndregningen kan da lett erstattes bare ved å programmere den for behandling på datamaskiner og ved å lese inn de data som er benyttet.

Når det gjelder de metoder som er benyttet, ser de ut til å føre til tilforlatelige resultater som bør kunne betraktes som et bra beslutningsgrunnlag. Overveielser av generell art ut fra erfaringer, generell oversikt osv. vil imidlertid alltid være nødvendige, fordi det er umulig å få tatt hensyn til alle medbestemmende faktorer ved rene teoretiske analyser.

108. I undersøkelsene vedrørende selve metodikken er det lagt vekt på følgende tre fundamentale forhold:
- a. Metodene skal utvikles under hensyn til de eksisterende forhold innen elforsyningen hva angår organisasjon og praktisert driftsmåte.
 - b. Elforsyningen (kraftproduksjon og overføring) sees på som en enhet uavhengig av eierinteresser, men allikevel slik at metodikken like gjerne kan anvendes på delsystemer.
 - c. De ulike deler av problemkomplekset sees i forhold til hverandre slik at undersøkelsen ikke blir overflatisk på ett område samtidig som man går unødig grundig tilverks på et annet område.
109. Ad. a. I undersøkelsene er det ikke regnet med at elforsyningens organisasjonsstruktur blir vesentlig endret i planleggingsperioden (15-25 år frem i tiden).
110. Ad. b. Elektrisitetsdirektoratets koordinerende oppgave omfatter også planleggingen av kraftoppdekkingen. Og slik som norsk elforsyning er organisert synes det i lengden å tjene alles interesser å planlegge ut fra et helhetssyn. Basert på dette helhetssyn vil man medvirke til at alle planer som realiseres utformes etter dette.
111. Ad. c. Undersøkelsene hittil er i det vesentlige basert på den såkalte ettverksmodellen og behovsiden er representert med et resulterende behov. Bruk av en mer komplisert modell er under overveielse. Her skulle man representere kraftproduksjonsapparatet av en flerverks- eller flersystemsmodell. Hvor komplisert man kan

tenke seg modellens oppbygging, er avhengig av hvilke forenklinger man er henvist til å gjøre i grunnlagsmaterialet. Det hjelpemiddel man har fått i ettverksmodellen som beslutningsgrunnlag er imidlertid allerede et betydelig fremskritt. Resultatene denne enkle modell fører til er tilforlatelige og de er sikrere enn hva man kan komme frem til ved håndregning.

112. På behovssiden bør det legges ned mer arbeid. Dette gjelder etablering av en sikrere styrefunksjon og undersøkelser av hvilke leveringssikkerheter denne fører til. Mye tyder på at forskjellige konsumentgrupper er interesserte i noe forskjellig leveringssikkerhet avhengig av hvordan denne influerer på den kraftpris de må betale. Dette vil i tilfelle innvirke sterkt på etableringen av den resulterende styrefunksjon (kfr. avsnitt 3.2), og det kan bli nødvendig med en komplisering av behovssiden. Dette tilsier at man skal vokte seg for ensidig å legge ned for mye arbeid på en faktor i modellen (f.eks. produksjonssiden) på bekostning av andre.
113. Når det gjelder grunnlagsmaterialet, er det arbeidet en del med genereringsformenes kostnadskarakteristikker. I denne forbindelse er det utarbeidet et nomogram, og dette har vist seg svært godt egnet som resonnementsgrunnlag for forhold den kostnader eller priser kan spaltes i en fast og en driftsavhengig del. Det kan med andre ord anvendes for å illustrere så vel kostnadskarakteristikkers (for genereringsformer, overføringsanlegg m.v.) som pris-karakteristikkers (tariffer) innvirkning på stykkkostnad eller pris (pr.kWh) ved varierende brukstid. Gassturbiner som mulig tørrårsreserve er viet særlig oppmerksomhet. En løpende litteraturstudie av kostnadsdata for så vel gassturbiner som mer konvensjonell varmekraft pågår. Utviklingen innom atomkraftsektoren følges det også med i, og på dette området samarbeides det med Institutt for Atomenergi.
114. Kostnadsdata for vannkraftkildene er i første rekke innhentet fra Avdeling for vasskraftundersøkelser, NVE og de publikasjoner som er utgitt om dette. I den forbindelse kan nevnes at det ut fra statistisk materiale er påvist at dagens kostnadsnivå for vannkraft som er bygget ut gjennom de senere år ligger høyere enn hva

man vanligvis antar. Jfr. (25). Det er gjennomført visse reson-
 nementer over fremtidige krav til karakteristiske data for vann-
 kraft i vårt land. Spesielt er lagt vekt på hvordan vannkraftkil-
 dene bør bygges ut for å gå mest mulig hensiktsmessig inn i det
 fremtidige kraftproduksjonsapparat - sammen med alternative gene-
 reringsformer. Konklusjonen er at det er på vannkraftsiden man
 er dårligst informert om kostnadsdata. Denne mangel har formoden-
 lig sin grunn i at det på planleggingshold hittil ikke har vært
 noen interesse for utbygging av vannkraft med karakteristikk
 som avviker de konvensjonelle. Det burde nå satses mye - både
 i personell, penger og tid - på å avklare disse forhold. Tyngden
 i dette arbeid vil falle på dem som til vanlig planlegger utbyg-
 gingen av vannkraftkildene. Disse planleggerne må imidlertid stå
 i nær kontakt med de planleggings-instanser som ser på sammenset-
 ningen av kraftproduksjonsapparatet ut fra et helhetssyn. Her er
 det da naturlig å tenke på Elektrisitetsdirektoratet.

115. Hydrologisk grunnmateriale vil alltid bli vesentlige data så vel
 ved drift som ved planlegging av vannkraften i dette land. Det
 må satses på å fremskaffe og tilrettelegge dette grunnmateriale
 slik at alle, som er engasjert i drift eller planlegging når det
 gjelder vannkraften, kan få de beste data for sine disposisjoner
 eller undersøkelser.
116. Behovssiden må avklares nærmere. Prognosene må føres ajour. Her
 gjelder det først og fremst langtidsbetraktninger om behovsutvik-
 lingen og behovets struktur.
117. Det er viktig å bringe klarhet i elforsyningens målsetting dvs.
 dens oppgaver og ansvar. Her tenkes spesielt på energiens leverings
 sikkerhet og etablering av styrefunksjonen som er det økonomiske
 beslutningsgrunnlag. Det er uttrykt tanker om dette i denne rap-
 porten og disse synspunkter ønskes vurdert i et bredest mulig forum.
 Generelt bør det være av stor betydning at prinsippene og de grunn-
 leggende faktorer i dette problemkompleks blir satt under debatt
 i et forum som er representativt for norsk elforsyning. Herunder
 ville man kunne oppnå en generell fortrolighet innen elforsyningen
 når det gjelder problem-stillingen, begrepene og terminologien som
 inngår i analyser, foruten selve problembehandlingen.

118. De resultater man er kommet frem til er nødvendigvis basert på det grunnlagsmateriale som til nå har vært for hånden. Dette viser at man i Norge allerede nå bør interessere seg sterkt for varmekraft med lave kapitalkostnader, dvs. gassturbinkraft evt. forenklet kondenskraft. Ut fra undersøkelsene synes det som om det ville være fornuftig å studere plasseringen av flere gass-turbinenheter på 50-80 MW i Østlands- og Trøndelagsområdet. Introduksjon av slike lite kapitalkrevende genereringsformer kan i begrenset omgang også forsvares om man ser forholdene på meget lang sikt. En tenker da for eksempel på fremtidig topp-effektbehov.
119. Usikkerheten i resultatene skal imidlertid ikke underslåes. De er basert på det som foran er nevnt om kostnadskarakteristikkene for vår vannkraft. I våre undersøkelser er vannkraften representert med sin tradisjonelle karakteristikk. Hvis det i undersøkelsene kunne bringes inn vannkraft også med andre karakteristikk, er det mulig at problemets løsning bare ville omfatte vannkraft i konvensjonell (tradisjonell) og mer eller mindre ukonvensjonell form (24). Det måtte være klokt å gjøre ytterligere undersøkelser på vannkraftsiden før man satser unødige mye på å prosjektere varmekraft i hvilken som helst form i dette land.
112. Atomkraften slik dens karakteristiske data fortøner seg idag vil i følge undersøkelsene komme sterkt inn når det ikke lenger er mer konvensjonell vannkraft som kan bygges ut. Tidspunktet for denne introduksjon avhenger av behovsutviklingen. Det ser ut til at man har ganske god tid ennå til å forberede seg for dette, men tidspunktet er nå rykket nærmere. Ut fra et koordineringssynspunkt synes det bildet vi har hatt hittil å være temmelig skjevt når det gjelder arbeidet med å utrede de ulike genereringsformers muligheter i det norske kraftproduksjonssystem. Interessen burde i større utstrekning ha vært fokusert om varierende måter å bygge ut vannkraften på slik at vi kunne føle oss sikrere når det gjelder forutsetningene for i første rekke å spille på våre naturgitte resurser og muligheter.

121. For det videre arbeide på dette felt i forbindelse med koordineringsoppgaven er det ønskelig med et mest mulig intimt samarbeide mellom dem som er med på å utrede disse spørsmål. Det burde være rasjonelt å samle utredningsvirksomheten mest mulig. Oppgavene må av praktiske grunner fordeles, men det bør bli en større utveksling av tanker og ideer på dette felt. Denne rapport er tenkt som et ledd i en slik utveksling.

Oslo, januar 1967

Asbjørn Vinjar
Asbjørn Vinjar

Jon Tveit
Jon Tveit

Kjell Køber
Kjell Køber