

ELEKTRISITETSFORSYNINGENS
FORSKNINGSINSTITUTT

Preliminær rapport fra
Komité for økonomisk drift
av vannkraftverk.

Sluttbehandlet på
komiteens møte den 19.1.1968.

EFI-TR nr. 1410.

68 / 5562

05a074979



Qb23

NTNU
University Library
N-4074 TRONDHEIM
Norway

7 B 4808

FORORD.

Denne preliminnære rapporten fra EFI-komiteen "Ökonomisk drift av vannkraftverk" ble sluttbehandlet på komiteens möte 19. januar 1968. Rapporten tar ikke sikte på å gi en fullstendig utredning, men å informere om de synspunktene komiteen hittil har kommet fram til når det gjelder et prinsipielt opplegg for planlegging av driften. I rapporten er det også trukket opp retningslinjer for hvordan de metodene som komiteen anbefaler, kan innpasses i praktisk drift innenfor det avtaleverket som eksisterer i dag med hensyn til utveksling av kraft. Komiteen vil senere utarbeide appendix som detaljert beskriver et praktisk opplegg.

Komiteen har i alt vesentlig arbeidet med planlegging av drift. Prinsipielt bör drift og utbygging sees i sammenheng. Komiteen har derfor også hatt metoder for planlegging av utbyggingene oppe til diskusjon. Disse vurderingene er imidlertid ikke inkludert i den preliminnære rapporten.

J. Sörensen
J. Sörensen
formann

Jan Hegge
J. Hegge
sekretær

INNHOLDSFORTEGNELSE.

	side
Fortegnelse over bilag	0.4
Referanseliste	0.6
1. INNLEDNING	1.1
1.1. Komiteen og mandatet	1.1
1.2. Oversikt over datagrunnlaget	1.2
2. KRAFTMARKEDET	2.1
2.1. Terminologi vedr. ulike kraftkategorier	2.1
2.2. Oversikt	2.4
2.3. Fastkraftprognoser	2.7
2.4. Forbrukernes ulemper og omkostninger ved svikt i leveringen av fastkraft	2.10
2.5. Utveksling av tilfeldig kraft, organisasjon	2.12
2.6. Prisdannelsen ved tilfeldig kraftutveksling innen et samkjöringsområde	2.13
3. PROBLEMSTILLINGEN	3.1
3.1. Generelt	3.1
3.2. Eksempler på ulike beslutningskriterier.	3.3
3.3. Valg av kriterium	3.4
3.4. Avgrensning av de ökonomiske enhetene	3.6
4. PLANLEGGING AV DRIFT ETTER KONVENSJONELLE RETNINGSLINJER	4.1
4.0. Oversikt	4.1
4.1. Prognose over energitilgang fra egne kraftverk	4.1
4.2. Vurdering av nödvendig restmagasin ved utlöpet av analyseperioden	4.2
4.3. Kraftbalansen som beslutningsgrunnlag	4.4
5. PLANLEGGING AV DRIFT VED HJELP AV NYERE METODER	5.1
5.0. Oversikt	5.1
5.1. Langtidsplanlegging av driften	5.1
5.1.0. Oversikt	5.1
5.1.1. Introduksjon av begrepet vannverdi	5.3
5.1.2. Beregning av vannverdikurver	5.7
5.1.3. Representasjon av snömagasinet ved vannverdiberegningene	5.12
5.1.4. Sammensetning av tillöpsserier for 1-magasinmodellen	5.13

	side
5.1.5. 2-magasinmodellen	5.15
5.1.6. Flermagasinmodeller. Metoder for fordeling av lasten mellom de enkelte vannkraftstasjonene	5.18
5.1.7. Flermagasinmodeller. Integrert plan for strategien overfor kraftmarkedet og fordeling av last mellom de enkelte vannkraftstasjonene	5.23
5.1.8. Omkostningene ved svikt i leveringen av fastkraft som parameter ved beregningene	5.25
5.1.9. Praktisk bruk av de angitte metodene . .	5.28
5.2. Korttidsplanlegging. Et praktisk eksempel	5.30
6. KOMITEENS FORELÖPIGE SLUTTBEMERKNINGER	6.1
APPENDIX 1. Eksempler på ulike beslutningskriterier.	A1.1

FORTEGNELSE OVER BILAG.

Bilag		tegn. nr.
A	Prisfunksjonen for kraftbehovet i elområdet Östlandet - Agder i 1965 under tre alternative forutsetninger.	67A4-48-1
B	Oversikt over de enkelte samkjörings-selskapenes områder med eksisterende forbindelser mellom de ulike områdene og mellom Norge og utlandet.	67A4-48-2
C	Tilfeldig kraftutveksling. Prinsipiell oversikt over dagens organisasjonsform.	67A4-48-3
D	Nordenfjeldske Kraftsambands andelspris fra uke til uke, årene 63-64-65-66-67.	67A4-48-4
E	Samlet energiinnhold i magasinene i N.K. Kraftsambandets andelspris 1963-64.	67A4-48-5
	Samlet energiinnhold i magasinene i N.K. Kraftsambandets andelspris 1964-65.	67A4-48-6
	Samlet energiinnhold i magasinene i N.K. Kraftsambandets andelspris 1965-66.	67A4-48-7
	Samlet energiinnhold i magasinene i N.K. Kraftsambandets andelspris 1966-67.	67A4-48-8
F	Samkjöringen Öst-Norges andelspris fra uke til uke, årene 64-65-66-67.	67A4-48-9
G	Oversikt over beslutningsprosessen ved konvensjonell driftspraksis.	67A2-48-10
H	Planlegging av drift. Oversikt over problemlösningen.	67A3-48-11
I-J	Eksempel på vannverdikurver for 2 samkjörende magasinverk.	67A3-48-12

Bilag	tegn. nr.
K	Naturenergiforbruk som funksjon av avgitt effekt med uregulert tilsig som parameter. 67A4-48-13
L	Langtidsplanlegging av driften. Prinsipielt blokkdiagram for fordeling av magasintapping i en gitt uke. 67A3-48-14
M	Logikk for fastlegging av ukedriften 66A4-24-66
N	Planlegging av drift. Oversikt over beregningsrutinen som forutsettes gjennomført hver 14. dag. 67A4-48-15
O	Utvekslingspriser, vannverdi og magasin- fylling i perioden 17.4.65 til 15.4.67 for Östlandet og Agder. (Tegn. SSV - 20075) 67A3-48-16
P-Q	Marginalforbruk Tokke I 67A4-48-17
R	P.M. av 13.12.1967 fra konferansen den 12. desember 1967 hos Nordenfjeldske Kraftsamband vedr. markedet for tilfeldig kraft i tidsrommet 12.12.67 - 15.10.68
S	Oversikt over et program for drifts- planlegging 67A3-48-18

REFERANSELISTE.

1. Stortingsmelding nr. 19 (1966-67).
Om elektrisitetsforsyningen i Norge.
2. Vedlegg 1 til Stortingsmelding nr. 19 (1966-67).
Elektrisitetsforsyningen i Norge. Oversikt fra
Norges vassdrags- og elektrisitetsvesen. Juli 1966.
3. Fr. Prytz: Elektrisitetsverkernes leveringssikkerhet. Målsetting.
ETT nr. 30/1966, 25. nov. 1966.
4. Drift- og avrøkningsterminologi inom det nordiska elkraft-
samarbetet.
NORDEL 1966.
5. A. Johannesen og J. Hegge: Undersøkelse av en rekke alternativ
ved utbygging av Otravassdraget.
Del II. Utvikling av beregningsmetoder.
Tekniske beregninger.
EFI-TR 1352, 8.11.1966.
6. Aage Öyvann: Metoder for prognosering av elektrisk
energi- og effektbehov.
EFI-TR 1365, 15.12.1966.
7. H.H. Faanes og Arne Johannesen:
Economic Scheduling of a Hydroelectric System.
CIGRE Report 1968.
8. S. Stage og Y. Larsson: Incremental Cost of Water Power.
AIEE Trans. (Power Apparatus and Systems), aug. 1961, pg. 361.
9. J. Lindqvist: Driften av ett elektriskt produktionssystem -
en flerstegs beslutsprocess.
Elkraftsamarbete i Norden (bok).
Kungl. Vattenfallstyrelsen, Stockholm 1961.
10. H.J.A. Kreyberg: Innføring i operasjonsanalytiske emner
(resymé av forelesninger).
Institutt for Sosialökonomi ved NTH, mai 1965.

EFI

11. A. Vinjar, J. Tveit og K. Köber: Planlegging av elforsyningens produksjonsapparat.
NVE, Elektrisitetsdirektoratet, Elektrisitetsavd., jan. 1967.
12. G. Lindström: KR 63. Kraftbalansprogram for SAAB D21.
Skandinaviska Elverk, 15.12.1964.
13. V. Hveding: Driftssimulering av et kraftproduksjonssystem.
ETT nr. 25 og 26/1967, 5.10 og 15.10.1967.
14. J. Sörensen: Vannverdi- og energibalanseregninger for samkjöringsområder.
Statskraftverkene, Salgsavdelingen, juli 1965.
15. E. Wessel: Simulation Technics for Power Balance Studies.
Design and Operation of Hydro Power Systems.
WPC Moskva 1968.



1. INNLEDNING.

1.1. Komiteen og mandatet.

I møte den 22. januar 1965 besluttet EFI's styre å opprette en komité med mandat:

"Utrede hvordan man kan dra nytte av moderne regneteknikk og elektroniske regnemaskiner på området planlegging og drift av vannkraftverk. Det legges spesiell vekt på metoder for planlegging av driften med sikte på en optimal utnyttelse av magasinene på lang sikt. Komiteen får som første oppgave å definere den generelle målsetting, dvs. å fastlegge kriteriet for optimal drift".

Styret besluttet å anmode følgende organisasjoner og institusjoner om å oppnevne representanter i komiteen:

Nordenfjeldske Kraftsamband (1 repr.)

Norges Tekniske Høgskole (1 repr.)

Norges Vassdrags- og Elektrisitetsvesen (2 repr.)

Norske Elektrisitetsverkers Forening (2 repr.)

Samkjøringen (2 repr.)

Elektrisitetsforsyningens Forskningsinstitutt (1 repr.)

NVE ble anmodet om å oppnevne komiteens formann.

Komiteen har hatt følgende sammensetning:

Overing. Jörgen Sørensen, Statskraftverkene, NVE (formann)

Overing. Sven Ambjørnrud, Elektrisitetsdirektoratet, NVE
(inntil 28.9.1965)

Overing. Olav Egeland, Kristiansand Elektrisitetsverk (NEVF)

Professor Are Hagemann, NTH

Siviling. Arne Johannesen, EFI

Siviling. Kjell Klette, Notodden Salpeterfabriker, (Samkjøringen)
(inntil 27.8.1965)

Overing. Olav Melby, Samkjøringen

Siviling. Ragnvald Sexe, Norsk Hydro, (Samkjøringen) (fra 27.8.1965)

Overing. Jon Tveit, Elektrisitetsdirektoratet, NVE (fra 28.9.1965)

Siviling. Odd Wigum, Nordenfjeldske Kraftsamband

Overing. Johan Fr. Ziesler, Oslo Lysverker (NEVF)

Siviling. Jan Hegge, EFI, har fungert som komiteens sekretær.

1.2. Oversikt over datagrunnlaget.

"Ökonomisk drift av vannkraftverk" i videste forstand vil spenne over fagområder innen ren naturvitenskap (hydrologi ev. meteorologi, statistikk) samt fagområder som tradisjonelt behandles innen el.-, maskin- som bygningsteknikk. Hertil kommer nye fagområder i forbindelse med anvendelse av elektronisk databehandling.

Man må regne med at utviklingen av "ökonomisk drift av vannkraftverk" såvel som behandling av det samlede system, er av de mer kompliserte oppgaver elforsyningen står overfor.

For å løse oppgaven er det nødvendig å gruppere fagområder og problemer på hensiktsmessig måte:

Hydrologiske forhold.

Dominerende ved drift av vannkraft er tilløpsforholdene eller hydrologien. Best mulig kjennskap til de hydrologiske forhold er av grunnleggende betydning for et heldig driftsresultat. Dette viser seg bl.a. i de større kraftselskapenes ökonomiske driftsresultater ved at disse er ömfintlig overfor hydrologiske og meteorologiske forhold.

Hydrologiske undersøkelser kan for Norges vedkommende föres tilbake til 1820-årene. Den gang ble det satt i gang vannstands-målinger i enkelte Östlandsvassdrag i spesielle öyemed. Frem til 1880-90-årene var observasjonene ikke sammenhengende. En mer planmessig undersökelse av de hydrologiske forhold kom först i gang omkring århundreskiftet da spørsmålet om vannkraftens utnyttelse ble aktuell.

Målingene kan hovedsakelig deles i avløpsmerker som registrerer vannstand i elv/bekk som senere omregnes til vannføring samt magasinmerker som registrerer vannstand med sikte på beregning av magasinforandring. Det er grunn til å glede seg over at det har vært vist stor forutseenhet når det gjelder opprettelse av hydrologiske målinger.

Ifölge NVE's hydrologiske avdeling foretas det i dag målinger ved ca. 1000 vannmerker, og det samlede antall observasjonsår er ca. 25.000 år. Av disse observasjoner er ca. 17.000 år

EFI

allerede delvis tilrettelagt for EDB-behandling hvorav ca. 4.000 år var klar for bruk ved utgangen av 1967.

Ved siden av vannstandsmålinger foretas det regelmessig snømålinger i enkelte av de større vassdrag med sikte på oppstilling av prognose for vårflommer.

Ved planlegging av vannhusholdning og drift av vannkraftverk er det derfor et omfattende hydrologisk materiale å bygge på hvis det satses på metoder som muliggjør en rasjonell utnyttelse av informasjonene. Hittil har man ikke evnet å dra full nytte av materialet da regnetekniske hjelpemidler ikke har vært for hånden i samme utstrekning som observasjonsmateriale.

Produksjonssystemet.

Ved dette forstås i nærværende redegjørelse det samlede system for produksjon og distribusjon av el. energi/effekt omfattende vannkraftverk, ev. andre typer kraftverk samt fjernledninger og understasjoner. En tilfredsstillende oversikt over systemets tekniske og økonomiske egenskaper er en forutsetning for optimal drift. Faktorer som man primært vil få bruk for, er magasin-størrelser, tilløpets fordeling til magasin og kraftstasjoner, stasjonenes maksimale produksjonsevne, kapasiteter i overførings- og tappetunneler, data for kraftstasjonenes totalvirkningsgrad som funksjon av last, fjernledningenes overføringsevne og tapsforhold samt spesielle opplysninger som f.eks. tappesvikt ved lave magasin-vannstander, stabilitetsforhold i nett, m.v.

Selv om de fleste elverk har en noenlunde god kjennskap til disse egenskaper og data, tør det være riktig å minne om at det utvilsomt er huller i våre kunnskaper:

Magasinstørrelser og nedslagsfelter kan være beregnet på grunnlag av dårlige kart, systematiske undersøkelser av totaltapene omfattende såvel falltap som hydrologiske og elektriske tap i stasjoner kan mangle.

Ved nyere anlegg der man ennå ikke har fått erfaringer ved kjøring under spesielle driftsforhold, kan det være begrensninger som vanskelig lar seg beregne m.v. En økt aktivitet på dette felt skulle sannsynligvis alene bedre utbyttet.

Kraftmarkedet.

Ved kraftmarkedet forstås data og forhold som tilsammen beskriver belastningssiden eller kraftbehovet omfattende fordeling av det samlede behov på forskjellig kraftkategorier. Man vil senere detaljert gjennomgå dette. Samkjøringsorganisasjoner og kraftselskap har et betydelig statistisk materiale om disse forhold. Som for de hydrologiske data har man ikke maktet å utnytte materialet fullt ut av mangel på tidsmessige, regnetekniske hjelpemidler.

2. KRAFTMARKEDET.

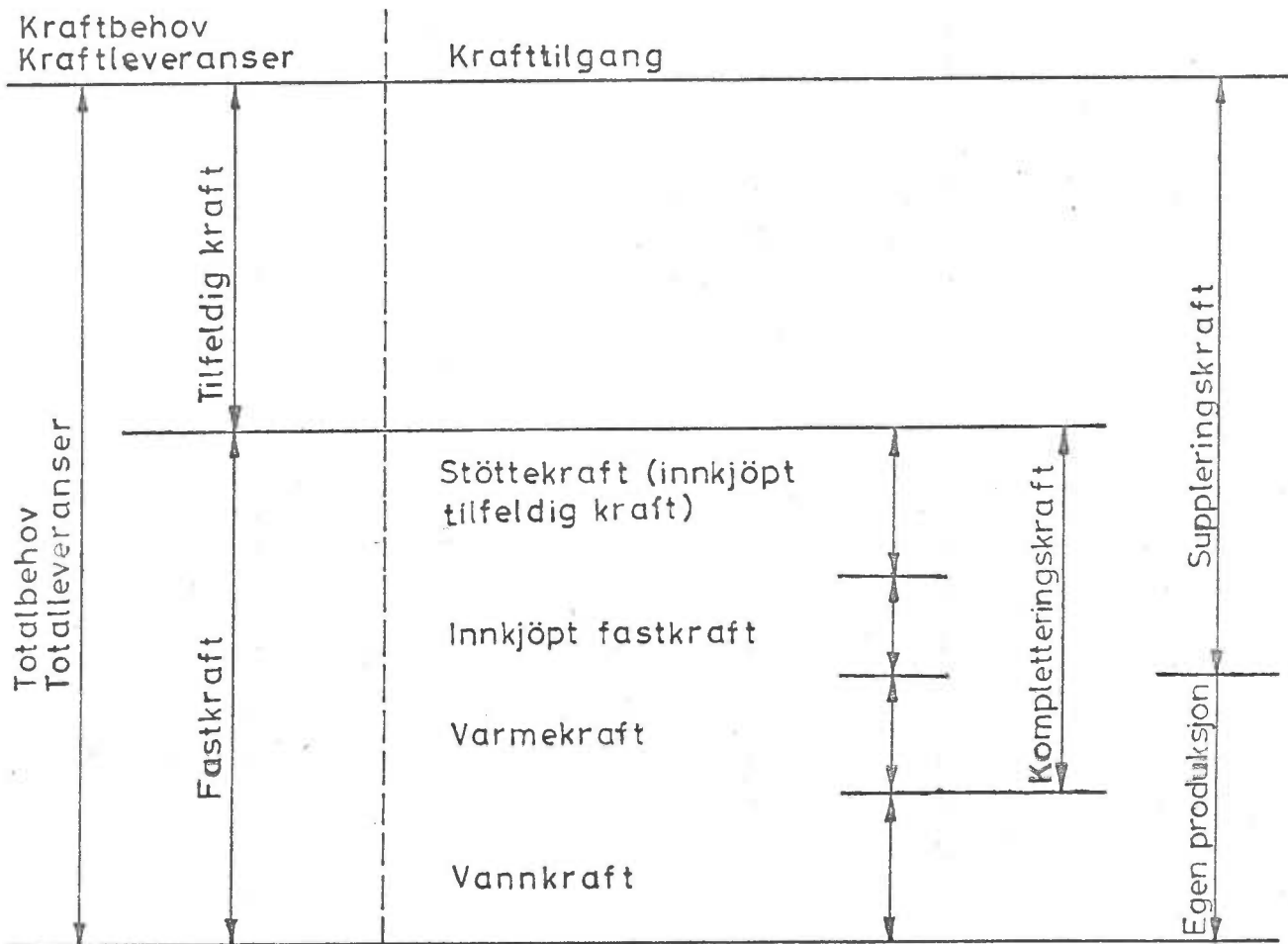
2.1. Terminologi vedr. ulike kraftkategorier.

Komiteen bygger her på en ordliste utgitt av NORDEL i 1966: "Drift- og avrøkingsterminologi inom det nordiska elkraftsamarbetet" [4]. Ved de beregningene som her er aktuelle, får vi å regne med etterspørselen etter fastkraft som vil være gitt i form av en prognose. Dersom etterspørselen ikke kan dekkes på grunn av energisvikt eller effektmangel, betegner vi dette som rasjonering. De beregningsmetodene som det her legges opp til, forutsetter at vi direkte eller indirekte har prisvurdert omkostningene og ulempene ved en rasjonering. Beregningsmessig anser vi rasjonert energi som ekvivalent med en energimengde som er innkjøpt til en pris gitt av omkostningene ved rasjonering. (Se fig. 2.2 side 2.6).

Når det gjelder skillet mellom begrepene kraft, effekt og energi, går komiteen inn for å bruke "kraft" der hvor det gjelder mere diffuse begreper som gjerne inneholder både effekt og energi. Derimot brukes konsekvent effekt eller last (belastning) der hvor det virkelig er tale om effekten, og energi der det dreier seg om fysikalsk energi.

Definisjonene og forklaringene på de neste to sidene er hentet fra "Drift- og avrøkingsterminologi inom det nordiska elkraftsamarbetet", utgitt av NORDEL i 1966.

Fig. 2.1. Kraftbalanse for et el-verk.



(092) fastkraft

Kraft som leveres etter en kontrakt som i alminnelighet gjelder for lengre tid. I kontrakten er det som oftest angitt hvor stor effekt og iblant også hvilken energimengde mottakeren har rett til å ta ut i løpet av en kalendermessig angitt tid. Jfr. 282 tilfeldig kraft.

(150) kompletteringskraft

Kraft for dekning av den del av et elverks egne behov og leveranser av fastkraft som i den aktuelle driftssituasjonen ikke kan dekkes av elverkets egen vannkraftproduksjon. Se fig. 2.1. Jfr. 273 støttekraft og 275 suppleringskraft.

(273) støttekraft

Kraft (tilfeldig kraft) for dekning av den del av et elverks egne behov og leveranser av fastkraft som i den aktuelle driftssituasjon ikke kan dekkes av elverkets egen produksjon og faste leveranser fra andre elverk. Jfr. 150 kompletteringskraft og 275 suppleringskraft.

(275) suppleringskraft

Kraft for dekning av den del av et elverks egne behov og totale leveranser som ikke dekkes av elverkets egen produksjon. Jfr. 150 kompletteringskraft og 273 støttekraft.

(282) tilfeldig kraft

Kraft som leveres på vilkår som partene blir enige om fortløpende. Utveksling av tilfeldig kraft kan vanligvis avbrytes med kort varsel av begge parter. For mot-takerens del kan det dog i visse tilfelle foreligge en plikt til å ta imot en tilbudt levering. Jfr. 092 fastkraft.



2.2. Oversikt.

Ved planlegging av driften må en bygge på en prognose over hvordan etterspørselen etter fast- og tilfeldig kraft og hvordan tilbudet på suppleringskraft vil utvikle seg i tiden fremover under ulike tilsigsforhold. Fastkraftprognosen har en vanligvis godt grunnlag for. Det foreligger også gjerne relativt sikre oppgaver over etterspørselen etter tilfeldig kraft innen elverkets eget område. Elverket har også godt kjennskap til hvilke priser og hvilke begrensninger som eksisterer m.h.t. effekt og energi når det gjelder eventuell egne produksjon av varmekraft og den del av suppleringskraften som er kjøp etter faste kontrakter.

Forholdene med hensyn til den tilfeldige kraftutvekslingen mellom de enkelte elverkene, er imidlertid ikke fullt så oversiktlige. Her i landet vil kraftproduksjonen ennå i lang tid være dominert av vannkraft. Et elverks muligheter for kjøp og salg av tilfeldig kraft vil derfor være avhengig av hvordan tilsigsforholdene utvikler seg for övrig i Norge og Sverige.

Ved denne del av vurderingene vil samkjöringsselskapene komme sterkt inn i bildet. På grunn av den usikkerhet denne del av markedsvurderingen er beheftet med, må elverket foreta et valg over i hvilken grad og på hvilken måte det vil trekke inn fremtidige muligheter for tilfeldig kjøp og salg når strategien legges opp. Retningslinjene for hvordan markedsvurderingen skal settes opp, vil derfor være avhengig av hvilken målsetting elverket legger til grunn for sine disposisjoner (om hovedvekten legges på den økonomiske eller den sikkerhetsmessige side etc.). Fig. 2.2 på side 2.6 viser et eksempel på en prisvurdering av kraftmarkedet. Kurven til venstre for ordinataksen viser hvordan marginalprisen i öre/kWh (prisen for den siste kWh som leveres) avtar med ökende salg av tilfeldig kraft. Kurven til høyre for ordinataksen viser hvordan marginalprisen öker med ökende kjøp av suppleringskraft. Trinnene lengst til høyre viser marginalomkostningene i öre/kWh ved ulike grader av svikt i leveringen av fastkraft (rasjonering). (Vurderingen av rasjoneringsomkostningene er behandlet nærmere i avsnittene 2.4 og 5.1.8). En slik priskurve bör prinsipielt settes opp for hver eneste uke i ett til to år frem i tiden for hvert enkelt tilsigsalternativ. Markedsvurderingen bör taes opp til revisjon med

EFA

jevne mellomrom, f.eks. hver uke eller hver 14. dag. Markeds- vurderingen representerer en meget viktig del av datagrunnlaget. I avsnitt 5.1.9 kommer vi tilbake til dette punktet.

Ved kjøp av suppleringskraft etter fastkraftkontrakt er det ved siden av en begrensning av effekten også gjerne restriksjoner mht. hvor mye energi som kan taes ut i de enkelte tidsrom. Statskraftverkene oppretter nå fastkraftkontrakter etter to ulike tariffer. Den ene er en såkalt blandet tariff med effektavgift 79500 kr/MWår, energiavgiften er 8 kr/MWh på sommertid og 16 kr/MWh på vintertid. Uttaket av energi er begrenset til følgende brukstider:

16.10 - 15.4	3600 h
15.4 - 15.5	450 h
16.5 - 15.10	1950 h

Den andre tariffen omfatter uttak av "vinterkraft med betalingsplikt". Effektavgiften er her 65000 kr/MWår. Energiavgiften er 16 kr/MWh med betalingsplikt for 4050 brukstimer. Uttaket av energi er begrenset til 3600 brukstimer i tiden 16.10 - 15.4 og 450 brukstimer i tiden 15.4 - 15.5.

Energibegrensningen ved disse typer fastkraftkontrakter sammen med at ikke uttatt energi ikke kan "lagres" for uttak i en senere periode, medfører at når et elverk skal sette opp en priskurve for suppleringskraften i de enkelte ukene, må driftsledelsen på forhånd ha tatt stilling til hvordan den disponible kontraktenergien skal fordeles.

Etter den første tariffen får vi et suppleringskraftskikt på sommertid hhv. vintertid der de driftsavhengige utgiftene er hhv. 0,8 öre/kWh og 1,6 öre/kWh. Ved kjøp etter den sistnevnte tariffen får vi et skikt i vintertiden der de driftsavhengige utgiftene er lik null.

En har ikke funnet det nødvendig å kreve en eksakt løsning av dette spesielle problemet med kontraktenergienes fordeling over året. Ved de aktuelle fastkraftkontraktene er de maksimalt tillatte brukstidene så pass høye at en ved hjelp av enkle overslag eller eventuelt noen få prøvekjøringer på datamaskin etter de metodene som vil bli beskrevet senere, vil kunne fastlegge med tilstrekkelig nøyaktighet hvor mye uttaket må reduseres i forhold til kontrakteffekten i de enkelte ukene.

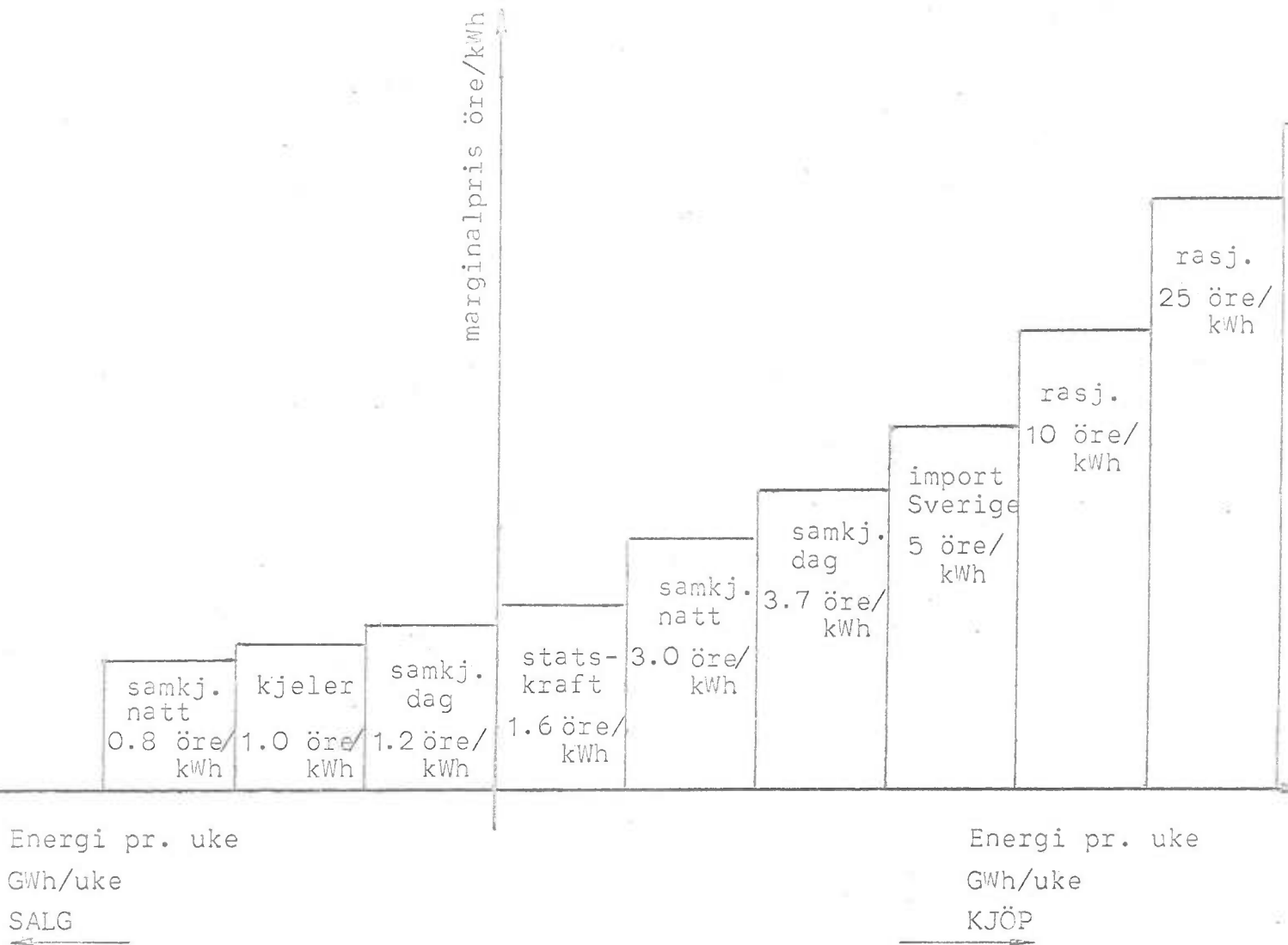


Fig. 2.2. Exempel på marginalprisvurdering av kraftmarkedet.

2.3. Fastkraftprognoser.

Utvikling og diskusjon av prognoser og prognoseringsmetoder ligger utenfor komiteens arbeidsområde. Kraftprognoser er imidlertid en vesentlig del av grunnlaget for drifts- og utbyggingsplanleggingen. I dette avsnittet vil drifts- og utbyggingsplanleggerens prognosebehov bli nærmere beskrevet.

Enhver prognose vil være beheftet med en viss usikkerhet. Ved siden av de forventete verdiene bør en derfor søke å finne prognosens følsomhet overfor endringer i forutsetningene samt hvilke avvik en kan vente å få.

Det kan være hensiktsmessig å inndelegge prognosene etter prognoseperiodens lengde, slik som vist i tabellen på side 2.8. Kravene til nøyaktighet og detaljert representasjon av de enkelte variable öker etter som prognoseperiodens lengde avtar.

Ved langtidsplanlegging av driften etter opplegget som beskrives i denne rapporten, er tidsinndelingen satt til en uke. Av hensyn til eventuelle effektproblemer, ulik kraftpris på dag og natt etc., bør lastens variasjon innen uken være representert, f.eks. i form av en forenklet varighetskurve som vist i fig. 2.3, side 2.9. Det antas at en ytterligere forenkling ned til to trinn, dvs. dag og natt pluss helg, i de fleste tilfelle vil gi en tilstrekkelig detaljert beskrivelse.

Inndeling av prognoser etter periodens lengde.

Prognose- periodens lengde	Tids- inn- deling	Formål, grunnlag for	Datagrunnlag
20 - 40 år	år	forskning langsiktig energipolitikk	Utvikling av energihus- holdningen frem til i dag. Elkraftens andel. Støtte i andre prognoser.
15 - 20 år	mnd	planlegging av kraft- utbyggingen, sammensetning og dimen- sjonering av produk- sjonsapparatet.	Større kunder kommer inn på delvis kjente tids- punkt. Tidligere års forbruk. Støtte i andre prognoser: utbygging av områder, befolkningstilvekst, generell energiutvikling, priser og tilgang på olje og kull.
5 år	uke- mnd	fastleggelse av ferdig- dato for konkrete pro- sjekt.	som ovenfor, kravene til nøyaktighet er imidler- tid større.
2 år	uke	langtidsplanlegging av driften, budsjett	oversikt over: nye industriabonnenter, endring i belastning hos større abonnenter, byggevirksomheten i området, tidligere års forbruk med temperaturkorreksjon
1 uke	time	korttidsplanlegging av drift	aktuelt forbruk, ukedag aktuell vær-situasjon, værmelding korrelasjon last og temperatur, vindstyrke, skydekke, ukedag.

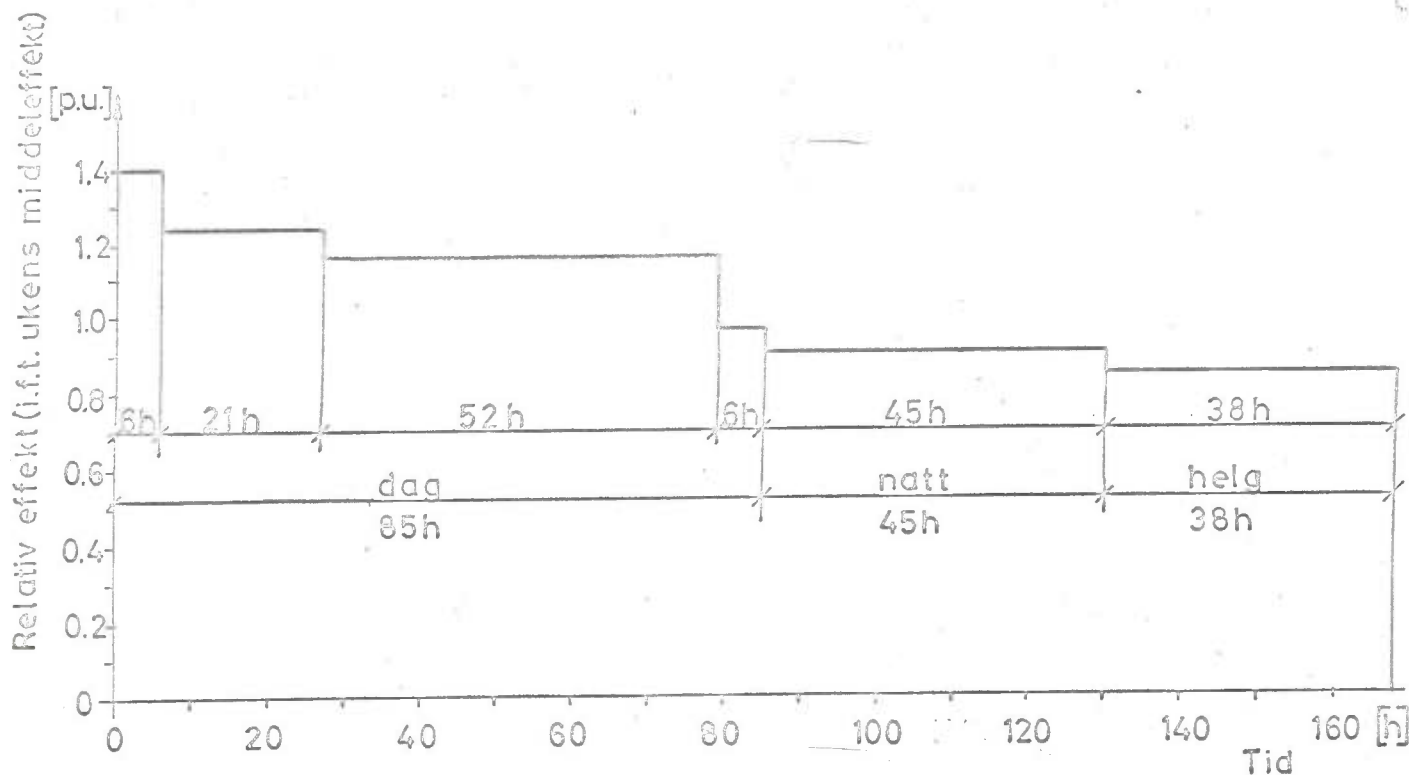


Fig. 2.3. Eksempel på oppstilling av forenklet varighetskurve for en uke.

Prognosen som anvendes ved langtidsplanleggingen av driften, omfatter en periode på 2 år. Det er da forutsetningen at den korrigeres etter hvert som tiden går og ny informasjon blir mottatt.

Korttidsplanleggingen av driften omfatter utarbeidelse av en kjøreplan for hver enkelt stasjon for hver time i de nærmeste døgn. Denne planleggingen er underordnet langtidsplanleggingen, i tillegg til informasjonen fra denne fasen trenger en en prognose for belastningen fra time til time i de nærmeste døgn.

Datagrunnlaget er først og fremst representert av forbruksstatistikker. Uansett hvilke matematiske modeller som bygges opp, vil disse i sin natur være bygget på fortiden, og for å kunne anvendes på fremtiden, må en eller annen subjektiv vurdering legges til grunn. I den vanlige prognosemetoden som går ut på å ekstrapolere eksponentialkurven, ligger i virkeligheten en slik vurdering. I ref. [6] er det beskrevet en rekke metoder som kan anvendes ved de langsiktige prognosene.

2.4. Forbrukernes ulemper og omkostninger ved svikt i leveringen av fastkraft.

Nedsatt eller avbrutt elforsyning har sin årsak i forhold som kan deles i to grupper. Den ene gruppen er knyttet til driftsforstyrrelser som skyldes svikt i de enkelte komponentene i forsyningssystemet. Betegnelsen driftssikkerhet har i noen grad vært knyttet til disse forholdene. Denne siden av problemet vil ikke bli berørt i denne rapporten.

Den andre gruppen, som altså vil bli behandlet her, er forbundet med variasjoner i tilsigsforholdene. Uttrykket leveringssikkerhet har ofte vært brukt i denne sammenheng. I motsetning til svikt som har sin årsak i den første gruppen, vil en her i en viss grad kunne forutsi når svikten vil inntre, samtidig med at en har større kontroll over hvordan innskrenkningene skal fordeles. En prisvurdering av ulempene i de to tilfelle vil derfor måtte gi ulike resultat.

Den økonomiske betydning for forbrukerne av en leveringsinnskrenkning viser meget store variasjoner alt etter hvilke forbruksformål det er tale om å innskrenke leveringen for. Undersøkelser som er foretatt, [1], synes å vise at de priser forbrukerne vil være villige til å betale for den energi de ellers måtte unnvære ved de innskrenkninger det her er tale om, f.eks. hvert tiende år, spenner over et spektrum fra ca. 5 til omkring 100 öre/kWh. De laveste priser gjelder for forbruk hvor elektrisiteten utgjør en vesentlig del av produksjonskostnadene, f.eks. kraftkrevende industri, eller for forbruk hvor det finnes substitusjonsmuligheter, for en del av boligoppvarmingen eller for dampproduksjon. Høye priser gjelder for bruk hvor elutgiftene utgjør en liten del av produksjonskostnaden, f.eks. mekanisk industri, og for forbruk uten substitusjonsmuligheter, f.eks. belysning.

Bilag A [11] viser en marginalverdivurdering av kraftbehovet i elområdet Östlandet - Agder i 1965 under tre ulike forutsetninger. Priskurven i alternativ 1 er fastlagt på grunnlag av en rundspørring hos abonnentgruppene. Det ble undersøkt hvor mye konsumentene var villig til å betale for å unngå en nedskjæring. Svarene fra de enkelte konsumentene ble senere satt sammen, slik at

EPA

kurven for alt. 1 representerer de enkelte konsumentgruppernes verdsetting av ulempene ved energiunderskudd. Dersom en rasjonering skulle gjennomføres utelukkende på grunnlag av denne priskurven, ville altså forbruket bli skåret bort i en rekkefølge gitt av hvor mye de enkelte abonnentgruppene kunne tenke seg å betale for den siste kWh som ble levert i en underskuddssituasjon.

Alt. 2 bygger også på den nevnte rundspørring. Men denne kurven viser hvordan de resulterende marginalomkostningene antas å variere med rasjoneringens størrelse, dersom forbruket hos alle kategorier skjæres ned forholdsvis likt.

Alternativ 3 viser de aktuelle kraftprisene.

En tilfredsstillende planlegging av driften forutsetter at driftsledelsen, direkte eller indirekte, har foretatt en prisvurdering av ulempene og omkostningene ved ulike grader av rasjonering. En industribedrift vil gjerne ha en klar oppfatning av hva omkostningene ved en produksjonsinnskrenkning beløper seg til. De undersøkelser som er gjennomført, [1], omfatter da også bare industribedrifter. Ved levering til alminnelig (borgerlig) forsyning, lar det seg neppe gjøre å foreta en tilfredsstillende direkte verdivurdering av ulempene ved svikt i levering av fastkraft. For elverk som leverer til alminnelig forsyning, er en henvist til en indirekte beregning. Det er prinsipielt abonnentenes omkostninger og ulemper ved en leveringssvikt en bør tenke på. Det er på den annen side åpenbart at det er en sammenheng mellom den pris abonnenten betaler for kraften, dvs. de inntekter verket har, og det beløp verket har økonomisk evne til å satse for å unngå en eventuell rasjonering.

I avsnitt 5.1.8 vil det bli behandlet nærmere hvordan problemet med hensynet til "ulemper og omkostninger ved svikt i leveringen av fastkraft", etter komiteens oppfatning, bør løses ved beregninger etter det opplegget som beskrives i denne rapporten.

2.5. Utveksling av tilfeldig kraft, organisasjon.

I NVE's oversikter er landet delt inn i 9 elområder. Inndelingen er vist i bilag B. Innen hvert av disse områdene er det allerede eller vil det i nærmeste fremtid bli bygget ut et samkjørings-system som omfatter det meste av området. Utvekslingen av tilfeldig kraft mellom de enkelte elverkene innen landet dirigeres i dag stort sett gjennom de enkelte samkjøringsorganisasjonene. Samkjøringen av Öst-Norges Kraftverker dekker elområdet Östlandet - Agder. A/S Vest-Norges Samkjöringsselskap omfatter elverk i elområdet Rogaland - Hordaland. L/L Vestlandske Kraftsamband omfatter de aktuelle elverk i området Sogn - Sunnmöre.

Når 275 kV-linjen Rössåga - Tunnsjödal blir satt i drift, vil Nordenfjeldske Kraftsamband dekke de aktuelle elverkene i elområdene Nordmöre - Tröndelag og Helgeland.

Samkjøringen Nord-Norge dekker i dag elområdet Ofoten - Lyngen. Innenfor elområdene Salten, Lyngen-Porsanger og Öst-Finnmark er det ikke organisert tilsvarende samkjöringsselskaper.

På kartet i bilag B er det også skissert hvilke forbindelser som eksisterer mellom de enkelte samkjöringsområdene og mellom de enkelte områder og utlandet. All kraftutveksling med utlandet, også av tilfeldig kraft, foregår i dag under statens, dvs. Statskraftverkernes, kontroll.

Statskraftverkene, som har sine kraftstasjoner fordelt på samtlige samkjöringsområder, står i en særstilling i og med at de deltar i kraftutvekslingen innen alle de nevnte samkjöringsselskapene. Den energitransport av tilfeldig karakter som foregår over forbindelsene mellom de enkelte elområdene, vil til dels være transport innen statskraftverkene og til dels utveksling mellom de enkelte samkjöringsselskapene.

Bilag C viser en skisse av dagens situasjon, når det gjelder organiseringen av den tilfeldige kraftutvekslingen.



2.6. Prisdannelsen ved tilfeldig kraftutveksling innen et samkjöringsområde.

Innenfor et samkjöringsområde har en normalt et sentralnett med faste taps- og overføringsavgifter for tilfeldig kraft som overføres på dette nettet. Elverkene utveksler kraften i fastsatte utvekslingspunkter på sentralnettet og dekker selv taps- og overføringsutgiftene frem til utvekslingspunktet. Samkjöringsselskapene beregner seg en viss fortjeneste av kjøper og selger av den tilfeldige utvekslingen innen området. Fortjenesten er gjerne satt til en viss prosent.

Samkjöringsselskapene fastsetter normalt nominelle priser for et år fram i tiden for kjøp av kraft til dekning av fastkraftbehov.

Samkjöringsselskapenes nominelle priser er for tidsrommet 16.10.67 - 15.10.68 fastlagt slik:

	Dagtid	Natt- og helgetid
16.10 - 26.11	3.0	2.3
27.11 - 25.2	3.7	2.8
26.2 - 15.4	3.2	2.8
16.4 - 15.5	2.8	2.8
16.5 - 15.10	1.8	1.8

Ved fastsettelsen av prisene har en villet forsöke å komme ut med en energipris som ligger på høyde med det verkene måtte ha betalt om de hadde opprettet statskraftkontrakt. En kan imidlertid også ta hensyn til de aktuelle vannforholdene. Det kan derfor komme på tale å endre prisen i forhold til den preliminære prisfastsettelsen.

I overskuddsperioder kan det være ønskelig å legge inn elektrokjeler. Prisene som kan komme ned i 0.5 öre/kWh, fastsettes for hver enkelt kjelkraftmottaker. Samkjöringsselskapet kan påta seg levering til kjeler og vil i dette tilfelle kunne levere til priser under de nominelle.

Ved tilfeldig kraftutveksling med Sverige vil prisene være avhengig av forholdene både i Sverige og her i landet. Prisene

fastsettes ved forhandlinger i hvert enkelt tilfelle. Ved utveksling med Sverige kommer i tillegg en overføringsavgift på 25% til Statskraftverkene. Samme overføringsavgift har en også ved utveksling fra et samkjöringsområde til et annet.

Ved kjøp av tilfeldig kraft vil verkene normalt få dette til de fastsatte prisene, i enkelte perioder kan det som nevnt bli prisjusteringer.

Ved levering av tilfeldig kraft til samkjöringsselskapet kan prisene variere. Dersom etterspørselen etter kraft til dekning av fastkraftbehov er lik eller større enn tilbudet, vil leverandörene få betaling i samsvar med de fastsatte nominelle prisene.

Har samkjöringsselskapet i tillegg noe levering av kraft til elektrokjeler eller tilfeldig salg til Sverige eller til andre områder til reduserte priser, vil dette føre til reduksjon i prisene for leverandörene.

Til sine tider kan tilbudet bli større enn etterspørselen. De belöp som kommer inn ved det samlede salg, blir da å fordele på det tilbudte antall kWh, og leverandörene får da redusert pris i denne perioden. Dette betyr imidlertid at noen verk er blitt kjørt redusert i forhold til ønsket program, og det har oppstått en lagring.

Avregning av lagring foretas normalt etter to måter:

1. Magasinverket kjøper selv lagringskraften for å spare sitt eget vann og betaler en lav forskuddspris. Resten av energiens kostende tilsvarende full pris den tid lagring finner sted, betales først når en vet at vannet blir i behold ved en fastsatt dato. Ved overvann for denne dato, går lagringsvannet tapt først.
2. Magasinverket ønsker ikke selv å ta noen risiko ved å kjøpe lagringsvannet. Samkjöringsselskapet vil forsöke å ta best mulig vare på den innleverte energi og redusere den önskede programkjöring der hvor det er störst mulighet for å unngå vanntap.

Magasinverket betaler ikke noe for den energi som mottas ved lagring, men har plikt på seg til å levere tilbake

EPA

en viss del av energien som blir i behold. Ved uttak av lagring innen samme periode er det vanlig at magasin-eieren får 25% i lagringsgodtgjørelse. Uttas lagringskraften i en senere periode, er godtgjørelsen normalt 50%.

Lagringskraften ligger alltid överst i magasinet og går først tapt ved overvann.

Det er samkjöringsselskapet som ved lagring disponerer over den energi som kan taes ut, men verkene får en andel av inntektene ved ev. salg av lagringen etter hvor mye de stilte til disposisjon i lagringsperioden.

I overskuddsperioder vil verkene gjerne kjöre sine stasjoner fullt, eventuelt begrenset av overföringskapasiteten frem til sentralnettet. Er det da overskudd totalt i systemet og alle lagringsmuligheter er utnyttet, må enkelte verk redusere kjöringen i forhold til önsket program, selv om stasjonene her har overlöp eller det er umiddelbar fare for overlöp. Vedkommende verk får også da avregnet hele sitt program som om kraften virkelig er kjört og får andel etter dette. Vanligvis vil det en får "lagret" på denne måten, gå tapt etter hvert. Om noe skulle bli liggende i magasin, vil de vanlige lagringsbetingelser gjelde. Periodevis vil det altså være vanskelig for leverandörer å vite hva den innleverte kraft innbringer.

Selv om samkjöringsselskapet med en löpende preliminär dögnavregning kan finne så noenlunde hva andelsprisen i öyeblikket er, vil jo også usikkerheten med hva en lagring kan innbringe, komme inn.



3. PROBLEMSTILLINGEN.

3.1. Generelt.

Som tidligere nevnt er komiteens mandat:

"Utrede hvordan man kan dra nytte av moderne regneteknikk og elektroniske regnemaskiner på området planlegging og drift av vannkraftverk. Det legges spesiell vekt på metoder for planlegging av driften med sikte på en optimal utnyttelse av magasinene på lang sikt. Komiteen får som første oppgave å definere den generelle målsetting, dvs. å fastlegge kriteriet for optimal drift."

Elektrisitetsverkernes målsetting ble behandlet av formannen i NEVF, direktør Fr. Prytz, i et foredrag på årsmötet for 1966. Fra dette foredraget [3] siteres:

Elektrisitetsverkernes alminnelige formål er vanligvis uttrykt omtrent slik i vedtektene: "Særlig skal styret ha sin oppmerksomhet henledet på at verket til enhver tid råder over tilstrekkelig utbygget kraft". I nyere redaksjoner vil en finne en tilpassing til dagens situasjon og forme setningen slik: "---- at verket til enhver tid har tilstrekkelige leveringsmuligheter for elektrisk kraft."

Senere i foredraget [3] heter det:

"I et land som vårt, hvor vi dekker 99,9% av vår produksjon med vannkraft, må vi vurdere hvorledes vi skal disponere vårt salg ut fra skiftende nedbørs- og tilsigsforhold fra år til annet, og til dels fra landsdel til landsdel. Vi må videre vurdere på hvilken måte og med hvilke omkostninger det eventuelt må skaffes suppleringskraft."

Videre:

"Elverkene må både i sitt langsiktige og kortsiktige program ha som sitt siktepunkt å levere kraft med 100% sikkerhet, uavhengig av hydrologiske forhold. Det er imidlertid økonomiske grenser som ikke gjør det mulig å realisere denne målsetting inntil videre. Omkostningene, og dermed prisen på kraften, vil uten videre gjøre dette praktisk

umulig. De verker som i sine leveringsvilkår har fulgt NEVF's norm, har der en force majeure-klausul, men den må sies å være lite ønskelig. (Sitat ref. 3 slutt).

I vedlegg 1 til Stortingsmelding nr. 19 (66-67) [2], er det under avsnitt 3.5.2. "Synspunkter vedr. driftsmåter" nevnt:

"Ved driften av kraftleveringssystemet må målsettingen være å utnytte den disponible energi og til enhver tid eksisterende anlegg på beste måte. Elforsyningen er i hovedsaken en monopolvirksomhet i offentlig eie. Å drive systemet på beste måte må derfor være sett fra konsumentenes side".

Når det gjelder planlegging av utbyggingen, har hittil målsettingen innen kraftforsyningen stort sett vært å klare å dekke fastkraftbehovet fullt ut i alle år, bortsett fra de ca. 10% av årene med de dårligste tilsigsforhold. I slike tørrår har en regnet med å måtte innskrenke leveringene.

Ved planlegging av driften har verkene stort sett arbeidet etter retningslinjer som avviker fra de som er nevnt foran vedr. planleggingen av utbyggingene. Ved planlegging av driften har kravet til høy leveringssikkerhet vært avveiet mot mulige inntekter ved salg av tilfeldig kraft og eventuelle utgifter ved kjøp av suppleringskraft. Hensynet til høy leveringssikkerhet har imidlertid vært helt dominerende i de fleste tilfelle.

Komiteens første oppgave er ifølge mandatet å fastlegge kriteriet for optimal drift. Komiteen finner at det ligger utenfor dens arbeidsområde å ta stilling til det omfattende kraftpolitiske spørsmål å angi en målsetting for elforsyningen. Dette er en oppgave for de respektive myndigheter. Komiteen har oppfattet det som sin oppgave å gi denne målsettingen en formulering som er tilstrekkelig presis til at problemene kan få en systematisk behandling samtidig med at en kan dra full nytte av moderne hjelpemidler.

Vi vil senere i rapporten, i avsnitt 3.3, komme tilbake til beslutningskriteriene. Vi vil da forsøke å gi disse en mere presis formulering.

3.2. Eksempler på ulike beslutningskriterier.

Når det gjelder driften av vannkraftverk, vil konsekvensen av driftsledelsens beslutninger være avhengig av hvordan tilsiget utvikler seg i tiden videre fremover. Vi kan derfor betrakte problemet med å legge opp en strategi for driften som et spill mot naturen.

Vi må vanligvis treffe vårt valg blant våre respektive handlingsalternativ (dvs. legge opp driften av stasjonene for det nærmeste tidsrom) uten å vite hvilke trekk vår motspiller vil velge. Vi antar imidlertid, i mangel av noe bedre, at en statistikk over tilsiget er representativt for hvilke trekk vi kan vente fra motspilleren i tiden fremover.

For enkelhets skyld forutsettes foreløpig at de enkelte observasjoner i tilsigsstatistikken kommer igjen med lik sannsynlighet. I de periodene hvor det foreligger opplysninger om snömagasinets størrelse, er det imidlertid klart at en vil kunne gi en bedre prognose for tilsiget i avsmeltningsperioden. Dette forholdet betraktes foreløpig som et spesialtilfelle. Det er nærmere behandlet i avsnitt 5.1.3.

I appendix 1 er det redegjort for en del beslutningskriterier som er behandlet i litteraturen for anvendelse i spill mot naturen, (minimax, maximax, Hurwicz's α , Bayes og Savages minste avsavns eller minimum regret kriterium). De ulike beslutningskriteriene er illustrert ved hjelp av et forenklet eksempel fra kraftforsyningen. I det følgende vil vi bare kort omtale Bayes-kriteriet og minimax-kriteriet.

Anvendelse av Bayes-kriterium innebærer at en tillegger hvert enkelt av motspillerens trekk, index i , en viss sannsynlighet, f_i . For en kombinasjon av eget trekk, index j , og motspillerens trekk blir utfallet β_{ji} . For eget trekk blir forventet utfall:

$$E_j = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \beta_{ij} \cdot f_i$$

når antall mulige trekk fra motspilleren er n . Etter dette kriterium velges det trekk som gir det gunstigste forventete utfall. For dette kriteriet gjelder at selv om det bygger på

EFA

alle utfall, tar det ikke eksplisitt hensyn til eventuelle muligheter for ekstra store tap eller gevinster ved valg av handlingsalternativ, men er ensidig innrettet på forventningsverdien.

Minimax-prinsippet innebærer at en innretter seg på at motspilleren alltid vil vise seg fra sin mest ugunstige side, og at en selv velger sitt handlingsprogram slik at en under disse forhold kommer best mulig ut av det. I spill mot naturen, i motsetning til spill mot en bevisst motspiller, må anvendelse av minimax-prinsippet sees som et uttrykk for en forsiktig, pessimistisk holdning.

3.3. Valg av kriterium.

Valg av kriterium vil være noe avhengig av verkets aktuelle økonomiske situasjon. I flere tilfelle vil driftsledelsen finne det riktig å handle i overensstemmelse med minimax-kriteriet. Vissheten om at en katastrofesituasjon kan inntre, vil i dette tilfelle veie så tungt at sannsynligheten for at en slik situasjon skal inntre, ikke kommer med i betraktningene. En innretter seg slik at dersom en katastrofesituasjon skulle inntre, blir ulempene minst mulige. Hittil har situasjonen innen kraftforsyningen vært slik at de beslutninger som er foretatt innen driften, er foretatt etter retningslinjer som i stor utstrekning faller sammen med minimax-prinsippet, dog med den tillempling at man til enhver tid har vurdert tilløpsforholdene.

I situasjoner der tilgangen på kraft er blitt bedre, samtidig med at en har fått tilknytning til større områder, har driftsledelsen ved de enkelte verk i tiltakende grad funnet det riktig å handle etter retningslinjer som i større utstrekning faller sammen med Bayes-kriterium, dvs. en velger en strategi som, dersom den anvendes over en årrekke, vil gi de laveste samlede utgifter. (Det er da en forutsetning at omkostningene ved en leveringssvikt er vurdert og tatt med i omkostningene).

Ved siden av at en tar sikte på å minimalisere de forventete (midlere) utgifter, vil imidlertid driftsledelsen ofte finne det riktig å søke å begrense de maksimale utgifter som kan inntre, selv om dette skulle føre til at de forventete utgifter går opp.

EFA

Dette svarer til at en, når en legger opp strategien etter Bayes-kriteriet, tillegger de ugunstigste utfall en noe større vekt enn de øvrige utfall.

Komiteen går prinsipielt inn for å anvende den variant av Bayes kriterium der alle utfall blir stilt likt. De metoder og data-maskinprogram som blir utarbeidet i komiteens regi, vil imidlertid få en slik form at muligheten for at de enkelte utfall kan tillegges ulik vekt, vil stå åpen.

Når det er tale om planlegging av driften i inneværende sesong, vil fastkraftprisen være gitt. Vi har dermed liten eller ingen mulighet for å påvirke etterspørselen etter fastkraft innenfor dette tidsrommet. I vår problemstilling oppfatter vi fastkraft- etterspørselen som gitt. Dersom fastkraft etterspørselen ikke kan dekkes, oppfattes dette som leveringsinnskrenkning eller rasjonering.

Det vil etter dette være rimelig å legge følgende kriterium til grunn ved planlegging av driften:

"Målet for langtidsplanleggingen er å legge opp en strategi for driften, slik at en minimaliserer forventningsverdien av de samlede driftsavhengige utgiftene.

Med de samlede driftsavhengige utgiftene mener vi:

de driftsavhengige utgifter ved egen produksjon av varmekraft
pluss de driftsavhengige utgifter ved kjøp av suppleringskraft
minus inntektene ved salg av tilfeldig kraft
pluss omkostningene ved svikt i levering av fastkraft".

Betydningen av dette beslutningskriteriet vil variere etter hvordan en velger å oppfatte "omkostningene ved svikt i levering av fastkraft". I avsnitt 5.1.8 vil dette bli behandlet nærmere.

3.4. Avgrensning av de økonomiske enhetene.

Det kriterium for optimal drift som vi tidligere er kommet frem til i avsnitt 3.3, forutsetter at vi kan betrakte det systemet, som vi skal planlegge driften for, som en selvstendig økonomisk enhet. Det gjenstår nå å trekke opp grensene for hva vi vil betrakte som driftsmessige økonomiske enheter. Det kan her tenkes flere løsninger.

1. Ved planlegging av driften av de enkelte kraftstasjoner betraktes hele landet som en økonomisk enhet, og driften dirigeres sentralt. Inntekter og utgifter avregnes mellom de enkelte elverk på grunnlag av avtaler.
2. I prinsippet som løsning nr. 1. Vi betrakter imidlertid her de enkelte samkjøringsområder som økonomiske enheter.
3. Driften styres lokalt av de enkelte elverkene som i seg selv er selvstendige økonomiske enheter. Visse beslutningskriterier som gjelder utveksling av tilfeldig kraft, utformes sentralt. (Dette skjer i praksis i samarbeid mellom de enkelte elverk gjennom samkjøringsorganisasjonene).

Løsning 1 og 2 forutsetter et avtaleverk for fordeling av inntekter og utgifter mellom de enkelte elverkene. Et slikt avtaleverk eksisterer ikke i dag. Det ligger utenfor komiteens arbeidsområde å ta stilling til hvordan et slikt avtaleverk bør utformes.

Ved utvikling og diskusjon av metoder må derfor komiteen arbeide på grunnlag av løsning 3 som i prinsippet er den situasjon en har i elforsyningen i dag.

Mht. utveksling av tilfeldig kraft i overskuddsperioder foreligger det i dag et avtaleverk, slik at driften i en viss utstrekning styres sentralt gjennom samkjøringselskapene. I underskuddsperioder er situasjonen en annen.

I situasjoner der sannsynligheten for en eventuell rasjonering kommer inn i beslutningsgrunnlaget for driftsplanleggingen, er det nødvendig at det enkelte elverk til enhver tid har full oversikt over beslutningsgrunnlaget. Det enkelte elverks ansvar for leveringen innen sitt eget område er tydelig understreket i den nåværende utforming av rasjoneringsloven.

EFA

Rasjoneringsloven (lov av 9. juli 1962 om rasjonering av elektrisk energi) er kommentert i [2], side 47 - 48.

Slik loven nå er formet, kan den ikke påberopes anvendt med mindre knappheten på elektrisk energi skyldes "ekstraordinære forhold". Med ekstraordinære forhold må forstås slike som det etter en teknisk-økonomisk vurdering ikke kan ventes at verket skal gardere seg mot. Det skal således svært meget til for at vannmangel eller anleggsfeil skal kunne betraktes som ekstraordinære forhold i denne forbindelse.

Elverkene kan ta visse forbehold i sine kontrakter når det gjelder leveringen innen sitt eget område. Det som imidlertid er av særlig interesse i vårt tilfelle, er i hvilken grad en rasjonering kan "jevnes ut" over et større område.

Ref. [2] sier videre:

Et elverk som kommer i en underskuddssituasjon, kan altså ikke med hjemmel i rasjoneringsloven regne med hjelp fra andre elverk, som det eksisterer overføringsmuligheter fra, uten at vanskene elverket er kommet i skyldes forhold det ikke selv er herre over. En utjevning av underskuddet over flere elverk, slik at innskrenkningen blir relativt beskjeden hos forbrukerne, kan derfor ikke påregnes utover hva som måtte forekomme i avtaler om samkjøring verkene imellom. Hvert enkelt elverk må derfor selv sørge for å dekke sitt behov med en tilfredsstillende leveringssikkerhet enten ved egen utbygging eller gjennom tilgang basert på fastkraftkontrakter og samkjøringssavtaler.

Det kommer her tydelig frem at det i dagens situasjon er nødvendig at de enkelte elverk opptrer som selvstendige økonomiske enheter også når det gjelder driftsplanleggingen.

De metoder som utarbeides i komiteens regi, må være tilpasset det økonomiske system vi har i dag med en rekke selvstendige økonomiske enheter. En systematisk marginalverdivurdering av kraften fra hvert enkelt elverk vil kunne angi retningslinjer for en drift som utnytter de samlede ressurser best mulig.

Komiteen har av hensyn til de forhold som her er nevnt, funnet at en bör bygge videre på løsning 3. Komiteen har derfor sett det som sin oppgave å skaffe til veie det beregningsmessige verktøy som er nødvendig for at hvert enkelt elverk skal kunne foreta en løpende marginalverdivurdering av sin kraftproduksjon ut fra sine egne forutsetninger, samt å komme med forslag til hvordan de nye metodene praktisk kan anvendes i det samarbeid som foregår innenfor de enkelte samkjöringsselskapene.

Utvekslingen av tilfeldig kraft mellom de enkelte elverkene dirigeres i dag gjennom de enkelte samkjöringsorganisasjoner som skal söke å utnytte de samlede ressurser best mulig. Utveksling av kraft med utlandet foregår i dag i Statskraftverkenes regi. Som et grunnlag for samkjöringsorganisasjonenes og Statskraftverkenes disposisjoner og anbefalinger bör det foretas en løpende marginalverdivurdering der området betraktes som en ökonomisk enhet. Komiteen har sett det som sin oppgave å legge opp metodikken for en slik prisfastsettelse samt å föolge opp resultatene i praksis.



4. Planlegging av drift etter konvensjonelle retningslinjer.

4.0. Oversikt.

Langtidsplanleggingen av driften er vanligvis basert på relativt detaljerte energibalanser som settes opp med jevne mellomrom. Det har vært vanlig praksis å utarbeide prognoser for sommer- sesongen og vintersesongen hver for seg. Energibalansen anvendes som beslutningsgrunnlag ved tilfeldig kraftutveksling og iverk- settelse av eventuell rasjonering.

Når en ser bort fra tilfeldig kjøp og salg, kan en dele opp energibalansen i følgende punkt:

- A. Energitilgang.
 - A1. Produksjon ved egne kraftstasjoner.
 - A2. Kontraktkraft fra andre verk.
- B. Energibehov.
 - B1. Energibehov alminnelig forsyning.
 - B2. Kontraktleveringer til industri innen eget forsyningsområde.
 - B3. Kontraktleveringer til andre elverk.

Det vil her bli gitt en oversikt over hvordan størrelsen av produksjonen ved egne kraftstasjoner fastlegges.

4.1. Prognose over energitilgang fra egne kraftverk.

Som statistisk materiale for beregning av sannsynlige tilsig er det vanlig å se på en 30-årsperiode. Ut fra dette får en så karakteristiske verdier som medianår, övre og nedre kvartil og bestemmende års tilsig.

Noen verk har kanskje oversikt over alle tilsigsmuligheter i 30-årsperioden og kan vurdere sin sluttbalanse mot alle disse tilsigsalternativene, f.eks. i vinterperioden. Det vanlige er imidlertid å regne med tilsig alternativt som i medianår, nedre kvartil og bestemmende år.

Energitilgangen fra egne kraftverk for resten av inneværende periode bestemmes ut fra magasinbeholdningen ved den aktuelle dato med alternative tillegg for tilsiget i resten av perioden og med fradrag av önsket restmagasin ved slutten av perioden.

Ved anlegg med dårlig regulerte magasin eller med uregulerte tilsig vil en prøve å utnytte alt disponiblet vann i lavvannsperioden. En må da bare skaffe seg kjennskap til når vårløsning inntreffer, og om nødvendig legge igjen vann nok til dekning ved sen vårløsning.

Ved godt regulerte magasin må en imidlertid ta standpunkt til hvilket restmagasin en vil ha liggende igjen til neste år. Magasinene skal jo her være med å jevne ut variasjonene i tilsig fra år til år. Restmagasinet kommer inn som en regulerbar faktor på produksjonssiden. I avsnitt 4.2 vil en komme nærmere inn på de forhold som vil være med å bestemme restmagasinet.

I en del av de lengste vassdrag er det bygget en rekke stasjoner etter hverandre, dels med forskjellige eiere. Den tapningsstrategi en her nødvendigvis må få, er da bundet til forskjellige ønsker de forskjellige eiere har. Enkelte verk kan være interessert i en jevn kjøring over døgnet, mens andre vil ha døgnvariasjon. En får også tidsforskyvning av vannet nedover vassdraget, og en kan få inn vesentlige uregulerte tilsig. Samtidig er en også bundet av eventuelle konsesjonsbetingelser, med hensyn til fiske, flötning, maksimal tillatt vannføring etc. Retten til å råde over vannet i et eller flere magasin kan være gitt til ett eller en mindre del av de utbygde anleggene. De forskjellige eiere danner vanligvis brukseierforeninger som koordinerer de enkelte eieres interesser. Det enkelte verks produksjonsmulighet er altså her delvis bestemt av den totale tapningsstrategi for vassdraget. Men det kan bli tale om utveksling av kompensasjonskraft når interessene er forskjellige.

4.2. Vurdering av nødvendig restmagasin ved utløpet av analyseperioden.

En tar hensyn til leveringssikkerheten i den påfølgende sesong ved at en som tidligere nevnt, prognoserer energitilgangen fra egne kraftverk for resten av inneværende periode ut fra bl.a. nødvendig restmagasin ved analyseperiodens slutt. Dette er et spesielt viktig og vanskelig problem når en skal vurdere hvilke restmagasin en bør legge igjen i flerårsmagasinene. Har en dårlig

EPA

dekning i vinterperioden, vil en sannsynligvis bruke av egne magasin for å dekke seg opp, og dermed blir restmagasinet bestemt av dette. Om nødvendig vil en kanskje kjøre ut alt disponibelt vann. Installasjonen i stasjonene kan her begrense det en kan få kjørt ut. Det er vel bare i spesielle tilfeller, f.eks. hvor en har svært godt regulerte magasiner som er tappet langt ned, at en vil kjøpe tilfeldig kraft i inneværende vinterperiode med tanke på å få et høyere restmagasin og dermed bedre dekning til neste vinter. Vanligvis utsetter en avgjørelsen i håp om gode vannforhold den følgende sommeren.

En vil normalt ikke godta rasjonering i en periode, dersom en kan unngå dette ved å tappe ned flerårsmagasin (og dermed redusere leveringssikkerheten for neste periode). Får en da to eller tre dårlige tilsigsår på rad, vil en kunne få meget streng rasjonering i slutten av den siste vinterperioden. Har en god dekning i perioden og står overfor spørsmålet om å selge tilfeldig kraft, må en ta standpunkt til det maksimale restmagasin en ønsker. Avgjørelsen vil jo gripe inn i framtiden, og det er svært mange forhold en bør ta hensyn til.

Om en ved vurderingen av restmagasinets størrelse ser et år framover, må en ta hensyn til følgende:

Behov i kommende sommerperiode.

Tilsig i sommerperioden, basert på en observasjonsperiode på 30 år, og faren for vanntap.

Produksjon ved stasjoner med uregulerte tilsig.

Mulighetene for tilfeldig kraftutveksling i sommerperioden, her også lagring fra andre i egne magasiner, og lagring hos andre.

Behov i neste vinterperiode.

Mulighetene for tilfeldig kraftutveksling i neste vinterperiode.

Muligheter for å opprette kontrakter med andre verk.

Tilgang av kraft fra egne karftanlegg som er under utbygging.

I løpet av vinterperioden vil driftsledelsen ofte forandre størrelsen av det ønskete restmagasin. Dette vurderes ut fra bl.a. snømålinger.

4.3. Kraftbalansen som beslutningsgrunnlag.

Den kraftbalanse som fremkommer av det materiale som er nevnt foran, gir som resultat størrelsen av overskuddet eller underskuddet ved de ulike tilsigsalternativ. Dette gir da et beslutningsgrunnlag for tilfeldig kraftutveksling, iverksettelse av en eventuell rasjonering og kanskje særlig disponeringen av flerårsmagasinerne.

Ny energioversikt blir så satt opp med jevne mellomrom utover perioden, enten for hver uke, hver 14. dag eller for hver måned. En vil dermed få oversikt over utviklingen med hensyn til tilsig og behov.

Viser energibalansen et overskudd når en regner med bestemmende års tilsig i den resterende del av perioden, vil dette ikke uten videre føre til interesse for tilfeldig salg. Senere tilsig kan jo bli dårligere enn bestemmende års, samtidig som en med kaldt vær i hele perioden kan vente økt behov. En vil forsøke å utsette avgjørelsen om å selge.

En vurdering av tilsigs- og forbruksutviklingen i den vinteren en er inne i, vil kunne føre til at en utelukker det ugunstigste alternativ.

Avgjørende her kan jo være den effekten en har disponibel for å utnytte energien både i egne stasjoner og i kontraktsavtaler.

Inn i energivurderingen kommer også en vurdering av toppkraftdekningen. Har ikke et verk effekt nok til å dekke topplasten, må det kjøpe toppkraft, og dette vil også gi utslag i energiregnskapet.

En vil vanligvis forsøke å oppnå 100% dekning, eller så høyt som teknisk mulig, før en leverer kraft til tilfeldig salg.

Dette skjer selv om en med ganske stor sikkerhet vet at en ved tilsigssvikt vil ha muligheter for å få kjøpt kraft. Skulle nemlig forholdene i hele samkjøringssystemet utvikle seg i ugunstig retning, vil kanskje mulighetene for tilfeldig kjøp likevel forsvinne.

Er tilsigsutviklingen dårlig i begynnelsen av perioden, vil verket i de fleste tilfeller forsøke å bedre sin leveringssikkerhet ved

å kjøpe kraft. Dette kan være avhengig av verkets økonomiske stilling. Har en dårlig økonomi, vil en kanskje vente i håp om bedring av tilsigsforholdene.

Er utviklingen slik at rasjonering synes unngåelig, må en ta standpunkt til på hvilken måte rasjonering skal gjennomføres. En vil da i første omgang forsøke å redusere forbruket, f.eks. ved spenningssenkning eller ved frivillig sparing.

Ved gjennomføringen av rasjonering kan en ha forskjellig praksis. Det vanlige vil kanskje være at en vil forsøke å ta rasjoneringen over en lengre periode med utkopling på nattid. For en del forbruk kan det være riktig å utsette rasjoneringen i det lengste og så ta en kortvarig streng rasjonering i slutten av perioden.

Magasinene kan være så dårlig regulert at en, selv under bestemmende års tilsig i sommerperioden, må regne med overvann. På den annen side kan magasinene være så godt regulert at en må se over en lengre periode.

I sommerperioden vil de enkelte verk forsøke å fylle opp sine magasiner mest mulig, enten med tanke på egen dekning i kommende vinterperiode eller fordi tilfeldig salg på vintertid gir høyeste pris.

I bilag G er beslutningsprosessen ved konvensjonell driftspraksis forsøkt systematisert i et blokkdiagram.

I de enkelte samkjøringsområdene blir det satt opp energibalanser etter samme metode som nevnt foran. Ut fra disse må en da ta avgjørelsen med hensyn til lagring i disponible magasiner i området, utveksling av kraft med andre områder, inn- og utkopling av kjeler og kjøp og salg overfor Sverige. Ofte blir disse avgjørelsene tatt på usikkert grunnlag, og det kunne her være ønskelig med en beregningsmessig prisvurdering av vannet. Vannverdiberegninger basert på et realistisk grunnlag ville være et godt hjelpemiddel. En slik beregning vil også være nyttig i prisfastsettelsen ved tilfeldig kraftutveksling mellom de enkelte verk.

5. PLANLEGGING AV DRIFT VED HJELP AV NYERE METODER.

5.0. Oversikt.

Ved planlegging av driften av et vannkraftsystem kan det være hensiktsmessig å dele opp problemet i et langtidsaspekt (eller strategisk aspekt) og et korttidsaspekt (eller taktisk aspekt).

Langtidsplanleggingen knytter seg til strategien for den samlede utnyttelsen av vannkraften innen det nærmeste året, hvilket i sin tur innebærer at en må ta visse hensyn til årene som kommer deretter.

Korttidsplanleggingen omfatter detaljdriften av hver stasjon fra time til time når det tas hensyn til alle relevante lokale forhold samtidig som utviklingen på lang sikt tilgodesees. Optimaliseringsproblemet karakter er slik at det ikke er noen grunn til å skille skarpt mellom langtids- og korttidsplanlegging. En oppdeling er imidlertid hensiktsmessig på grunn av at de metodene som anvendes ved løsning av problemet, kan klassifiseres i to grupper. I den første gruppen har en metodene som tar hensyn til at inngangsstørrelsene er statistiske variable og som derfor egner seg til langtidsplanlegging. I den andre gruppen har en metodene som forutsetter kjente inngangsstørrelser. Disse kommer sterkere inn i bildet når det gjelder å planlegge driften i detaljer fra time til time, dvs. korttidsplanlegging.

5.1. Langtidsplanlegging av driften.

5.1.0. Oversikt.

Blokkskjemaet i bilag H viser en oversikt over problemløsningen ved langtidsplanlegging av driften. En del av blokkene er tidligere beskrevet (1, 2, 3, 4 og 5). De øvrige vil bli beskrevet i det følgende. De beregningsmetodene som skal beskrives under avsnitt 5.1, er knyttet til blokkene 9 og 10 i diagrammet (vannverdiberegning og driftssimulering).

Beregning av "vannverdier" vil etter hvert utvilsomt komme sterkere inn i bildet ved planlegging av driften.

Prinsippet med bruk av vannverdier ble introdusert i Sverige av

EFA

S. Stage og Y. Larson [8]. Det er senere utviklet videre innen Vattenfall [9] og VAST's krafthusholdningskomité. Metoden har vært i bruk ved utbyggingsplanlegging siden ca. 1960. Den ble senere tatt i bruk også for driftsplanleggingen. Avtalene vedr. prisfastsettelsen ved utveksling av tilfeldig kraft innen den svenske samköringsgruppen har siden 1964 forutsatt at utvekslingsprisen bestemmes på grunnlag av deltakernes marginale kraftverdi (vannverdi) referert utvekslingspunktet.

Metoden har vært anvendt i Norge siden 1962 av flere ved orienterende undersøkelser. Når det gjelder rutinemessig bruk ved driftsplanlegging, er vi her i landet på vei opp av startgropen.

Ved å vurdere hva som kan komme til å skje, kan vi beregne en "forventet verdi" av den marginale energimengden som står for tur til å tappes fra magasinet.

I avsnitt 5.1.1 vil begrepet vannverdi bli nærmere definert. I avsnitt 5.1.2 vil det bli gitt en kort orientering om hvordan vannverdien kan beregnes for et system der produksjonsapparatet kan beskrives med ett magasin og en kraftstasjon.

Med nøyaktige vannverdier for hvert enkelt magasin i systemet vil driftsoptimaliseringsproblemet kunne formuleres og løses integrert. Slik situasjonen er i dag, må magasinene modellbeskrives ved ett eller i høyden to ekvivalentmagasin dersom en vil gå frem slik det er beskrevet i avsnittene 5.1.2 og 5.1.5 (dynamisk programmering). I avsnittene 5.1.6 og 5.1.7 er det nevnt ulike metoder for hvordan en kan gå frem i situasjoner der det er ønskelig med en mere detaljert beskrivelse av produksjonssystemet.

5.1.1. Introduksjon av begrepet vannverdi.

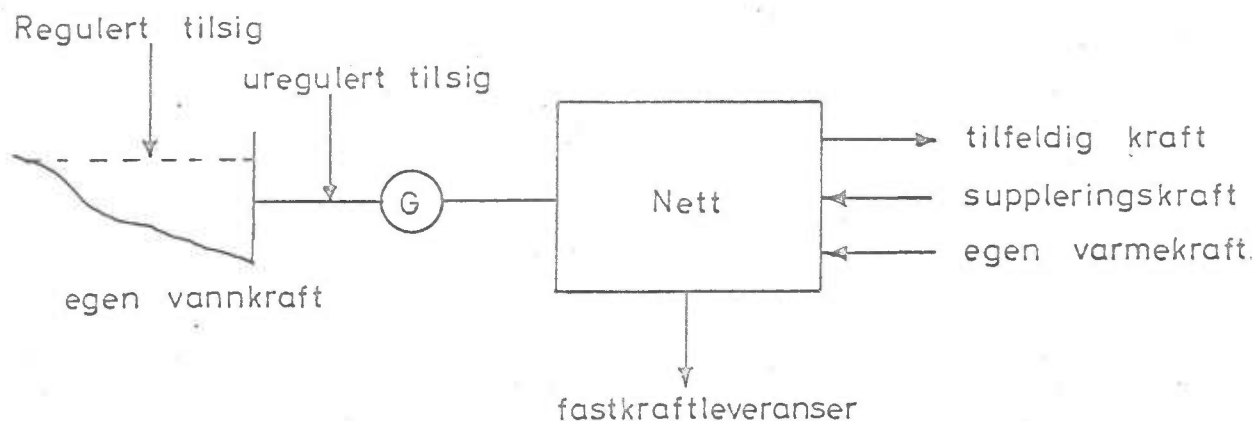


Fig. 5.1. Prinsipiell modell av det systemet som beskrivelsen av metoden knytter seg til.

Figur 5.1 viser i prinsipp det systemet som beskrivelsen i dette og neste avsnitt knytter seg til. Alle stasjoner er slått sammen til en ekvivalentstasjon, og alle magasin er slått sammen til ett ekvivalentmagasin. Vi ønsker nå å drive dette systemet etter det kriterium som er valgt i avsnitt 3.3: "Målet for langtidsplanleggingen er å legge opp en strategi for driften slik at en minimaliserer forventningsverdien av de samlede driftsavhengige utgiftene."

Vi forutsetter da at det foreligger en vurdering av hvordan markedsforholdene vil utvikle seg i det kommende året. En marginalprisvurdering tilsvarende den som er vist i fig. 2.2, side 2.6, forutsettes satt opp for hver uke i det kommende året. Når det gjelder utveksling av tilfeldig kraft med andre områder, vil prisene så lenge det er tale om vannkraft, i en viss grad være avhengig av tilsigsforholdene. Dette kan en ta hensyn til ved å bruke ulike markedsvurderinger for de ulike tilsigsforholdene. Vi forutsetter videre at det foreligger en prognose for fastkraften, slik at den er gitt i f.eks. GWh/uke for den tid undersøkelsen omfatter.

En har til enhver tid følgende valg: Skal vi produsere en kWh til eller skal vi beholde den i magasinet for fordelaktigere salg senere? Det riktige valget er avhengig av hvordan tilsiget blir i fremtiden. Dette kjenner vi ikke, men vi har en statistikk over tilsiget. Vi antar nå at den hydrologiske statistikk for en periode, f.eks. 30 år, er representativ for fremtiden. Vi antar videre at de forskjellige tilsigsårene opptrer uavhengig av hverandre, og at det ikke finnes noen lovmessighet for rekkefølgen av gode og dårlige år. For enkelte perioder vil vi med kjennskap til snömagasin, grunnvannstilsig etc., kunne forutsi tilsiget. Dette spesialtilfellet er nærmere behandlet i avsnitt 5.1.3.

Ved et gitt tidspunkt og et gitt magasininnhold vil situasjonen være den at det vil være optimalt å kjøpe energi for å spare på magasinet, dersom prisen på den kraften som tilbys, ligger under en viss grense, f.eks. 2 öre/kWh. (Vi regner her for enkelhets skyld med midlere virkningsgrader for hele produksjons- og overføringssystemet). Tilsvarende vil det være optimalt å selge energi fra magasinet, dersom vi kan få solgt kraften til en pris over 2 öre/kWh. Dette innebærer en marginalverdivurdering av magasinvannet. Vi innfører nå begrepet vannverdi (eller marginal vannverdi). Vannverdien var i dette tilfelle 2 öre/kWh. (Alle priser er referert lastsentret).

Vi kan også si det slik at vannverdien er det utbytte en kan vente å få i fremtiden av en energimengde som en i dag ikke bruker, men lagrer i magasinet. Den oppsparte vannmengden kan senere komme til å renne over eller den kan komme til nytte for høy pris i en krisesituasjon, alt etter hvordan tilsiget utvikler seg.

Vi skal nå se litt på hvordan vi bruker vannverdiene, för vi går over til å se på hvordan de beregnes.

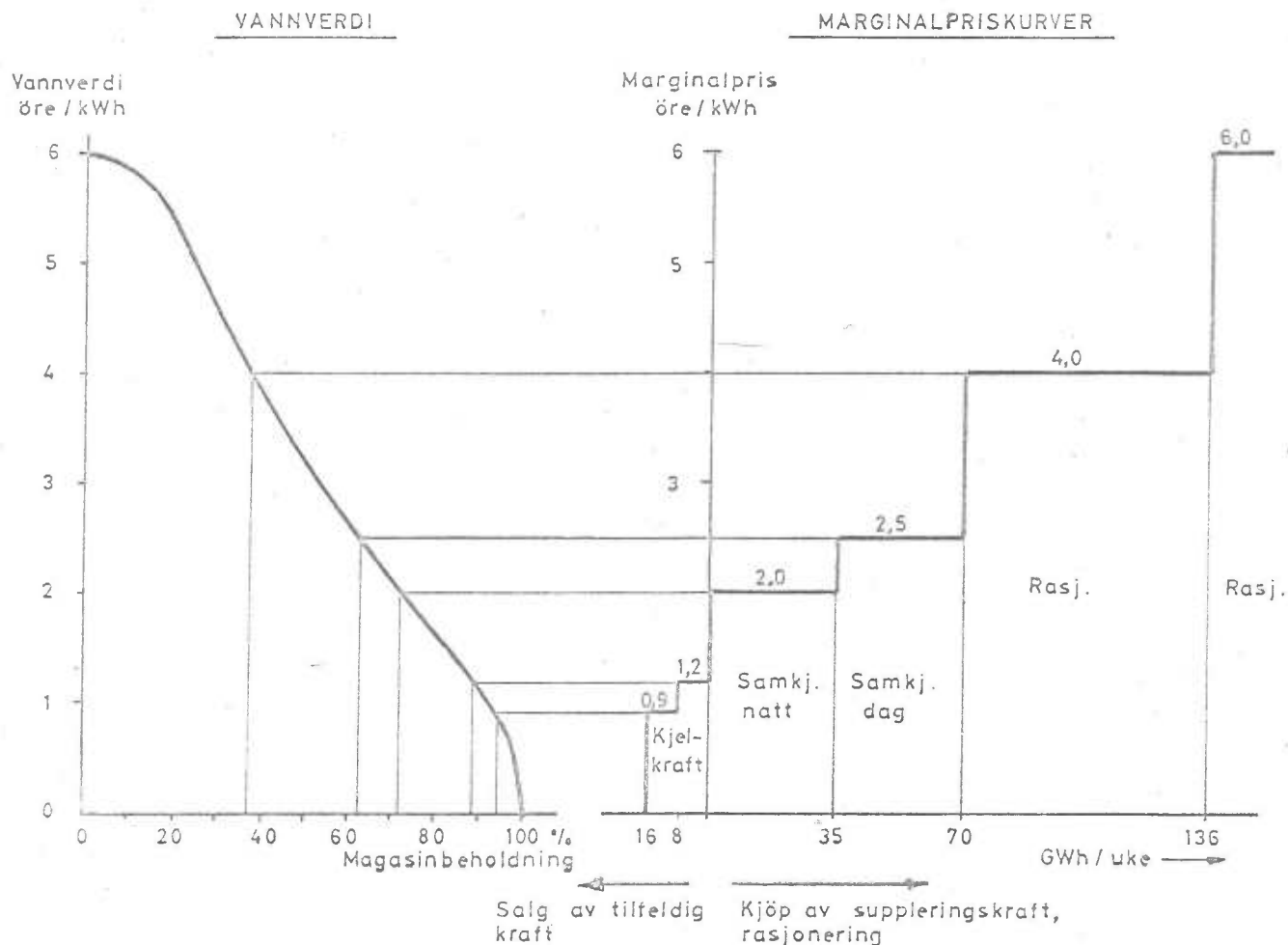


Fig. 5.2. Eksempel på vannverdikurve og marginalprisvurdering av kraftmarkedet. Strategien for magasintappingen er gitt ved å sammenligne priskurven for kraftmarkedet med den aktuelle vannverdikurven.

Venstre siden av fig. 5.2 viser et eksempel på en vannverdikurve. Kurven til høyre på fig. 5.2 viser marginalprisen for hhv. salg av tilfeldig kraft, kjøp av suppleringskraft, og rasjonering som funksjon av disponibel mengde. Tallverdiene må i denne figuren ikke tillegges for stor betydning. De gjelder bare under spesielle forutsetninger. Sammenligner vi vannverdikurven med den aktuelle kurve for kraftmarkedet, ser vi at på dette tidspunktet må magasinfyllingen være over 88 % for det kan være aktuelt å selge kjelkraft. I området mellom 88 % og 73 % leveres det bare fastkraft. I området mellom 73 % og 62 % kjøpes det kraft fra samkjøringen om natten. I området mellom 60 % og 37 % fylling kjøpes det kraft fra samkjøringen også om dagen. Går fyllingen under 37 % setter en i gang første trinn rasjonering (som er en relativt billig form for rasjonering).

Det er nødvendig å beregne en slik vannverdikurve for hvert intervall som undersøkelsen omfatter. Tidsrommet kan være fra ett til to år. Tapningsstrategien vil til enhver tid være gitt ved å sammenligne vannverdien med den aktuelle marginalprisen på kraftmarkedet.

Fig. 5.3 viser et eksempel på et vannverdi-magasin-tid-diagram. Kurven til venstre på fig. 5.2 representerer et "snitt" gjennom dette diagrammet ved et bestemt tidspunkt.

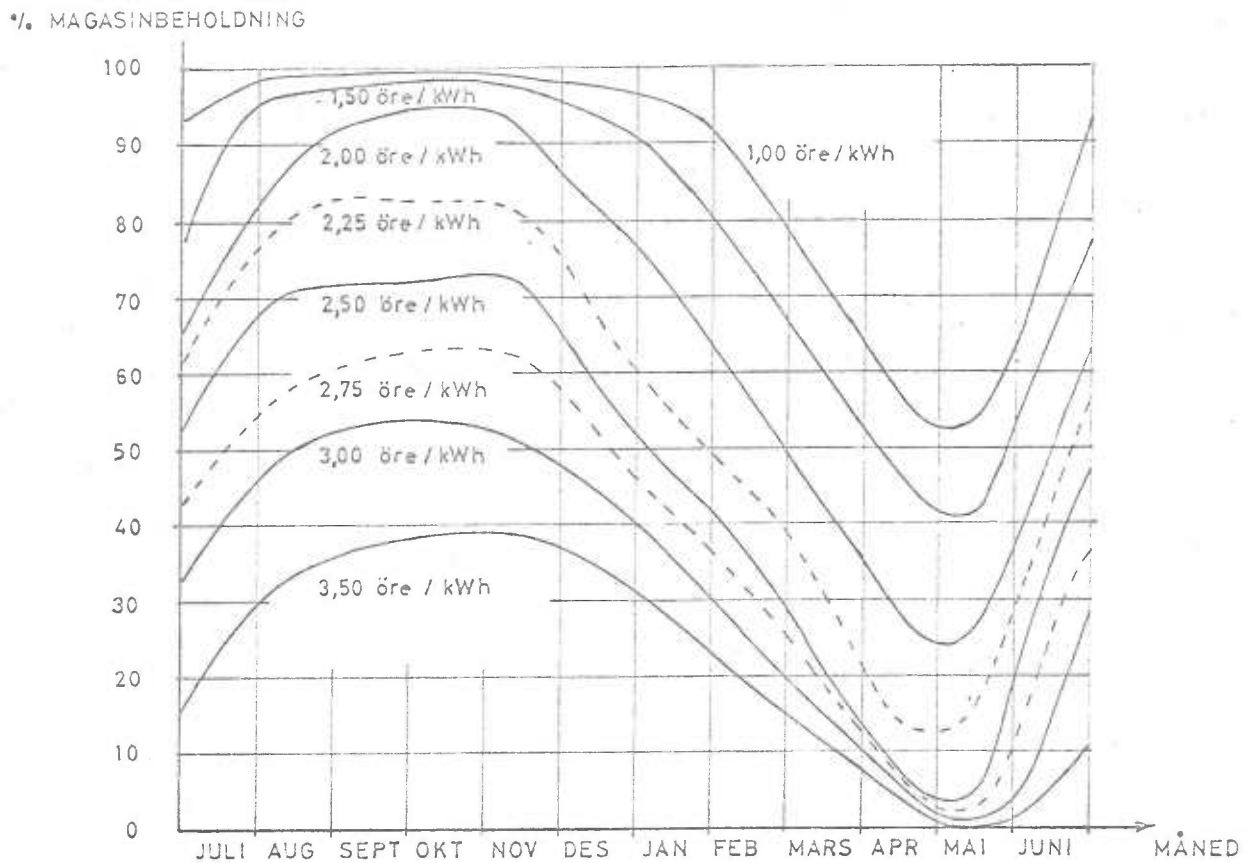


Fig. 5.3. Vannverdi-magasin-tid-diagram.

5.1.2. Beregning av vannverdikurver.

Metoden som anvendes ved beregning av vannverdikurvene, forutsetter at vi nytter en stor og hurtig datamaskin.

Vi skal nå se litt på hvordan beregningene kan foregå. Det vil her bare bli gitt en oversikt over prinsippene ved beregningsmetoden. Det finnes en rekke varianter av metoden der detaljer utføres på ulike vis. Simuleringen av driften utføres mer eller mindre detaljert, alt etter hvilket bruk det aktuelle programmet er bestemt for. Første trinn er å anta vannverdikurver for hvert enkelt intervall i f.eks. 1 1/2 år frem i tiden. Det er nå vanlig å regne med intervall på 1 uke. Startverdiene kan være ganske grove antakelser, men de må gi et prinsipielt riktig bilde. Disse startverdiene vil så bli forbedret trinn for trinn.

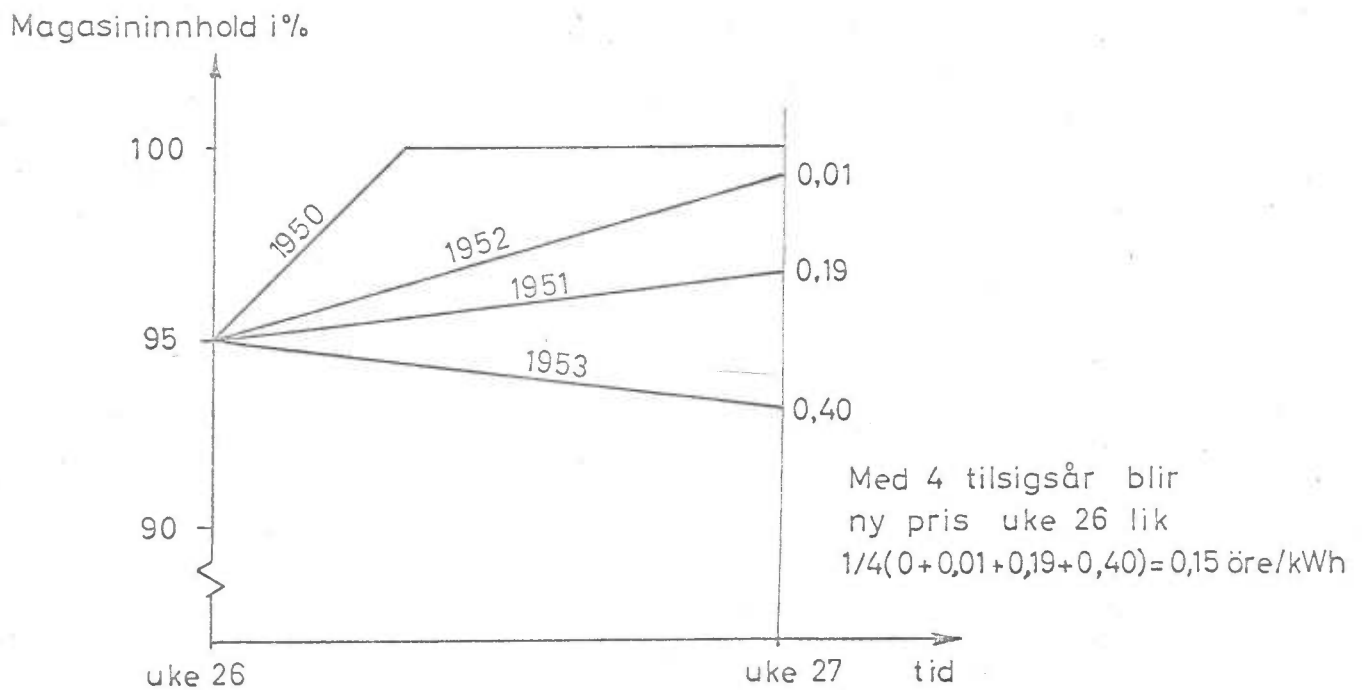


Fig. 5.4. Utsnitt av magasin-tid-diagrammet.
Eksempel på vannverdiberegning.

Figuren viser et utsnitt av magasin-tid-diagrammet. Vi skal nå korrigere vannverdien (eller rettere: den forventete vannverdi) for begynnelsen av uke 26 for en magasinbeholdning på 95 %.

EFA

Vi forutsetter at vi for begynnelsen av uke 27 kjenner vannverdien som funksjon av magasininnholdet. Fra startpunktet simuleres driften en uke fremover for hvert enkelt tilsigsår. Vi søker nå for hvert enkelt tilsigsår å legge opp en drift som ville ha vært optimal i uke 26, dersom vi kjente tilsiget på forhånd. Dersom vi ser på tilsigsåret 1952, søker vi i den aktuelle uken å legge opp driften slik at våre disposisjoner mht. kraftutveksling stemmer overens med den vannverdien vi registrerer ved ukens slutt, dvs. 0.01 öre/kWh. Vi får i første omgang en "optimal" vannverdi ved begynnelsen av uke 26 for hvert enkelt tilsigsår. Dersom tilsiget blir som i 1952, blir f.eks. den "optimale" vannverdien 0.01 öre/kWh.

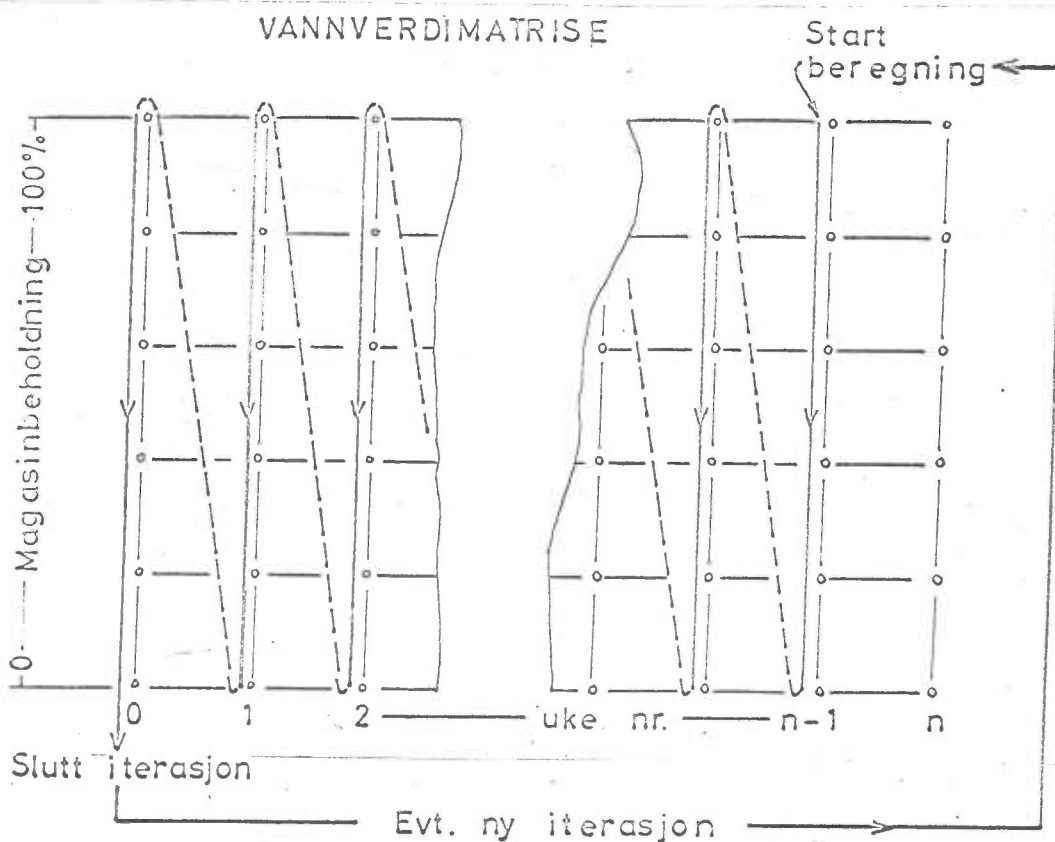
Vi kan nå, før vi går videre med eksemplet i fig. 5.4, se litt på de spesielle forholdene en får dersom startpunktet ligger i nærheten av topp eller bunn på magasinet. Dersom simuleringen av driften viser at en får overlöp i löpet av uken, selv med fullt salg av tilfeldig kraft, settes "optimal" vannverdi for det aktuelle tilsigsåret til null. Dersom simuleringen viser at en får tomt magasin i löpet av uken, settes den "optimale" vannverdi for dette tilsigsåret lik marginalomkostningene for den rasjonering som ble registrert. Slik problemet er formulert, har vi ikke noe valg i disse to situasjonene. I begge tilfelle kjøres vannkraften for fullet bare begrenset av tekniske restriksjoner i produksjons- og overføringsanleggene. For de tilsigsårene der en ikke kommer bort i disse yttergrensene (fullt eller tomt magasin), legges driften innenfor uken opp slik at de disposisjonene som foretas mht. utveksling av kraft ev. rasjonering, stemmer overens med den vannverdien en havner på ved ukens slutt i det aktuelle tilsigsåret.

I eksemplet på fig. 5.4 (startpunkt uke 26 med 95% magasinbeholdning) er det brukt 4 tilsigsår. For tilsigsåret 1950 registreres overlöp i löpet av perioden. For dette tilsigsåret ville det ha vært gunstigst å legge opp driften i uke 26 etter en vannverdi lik null. Dersom tilsiget blir som i 1953, ville det ha vært gunstigst å legge opp driften etter en vannverdi på 0.40 öre/kWh osv.

Vi har nå for hvert av de mulige tilsigsår lagt opp den drift for kommende uke som ville ha vært den ökonomisk gunstigste. (Vi har tidligere forutsatt at vannverdikurvene for ukens slutt var kjent). Hvordan skal vi nå bruke denne informasjonen videre?

Vi spiller altså nå mot naturen, trekkene er tilsig for motstanderen, kraftutveksling for oss. Vi regner med f.eks. 30 mulige trekk fra motstanderen (ett for hvert tilsigsalternativ). For hvert trekk foretar vi et optimalt mottrekk. Vi vet i alminnelighet ikke hvilket trekk motstanderen kommer til å velge. Hver verdi av tilsiget, som motsvarer motstanderens trekk, anses å ha lik sannsynlighet, nemlig $1/30$. (I enkelte perioder vil vi kunne forutsi motstanderens trekk. Dette tilfelle vil bli behandlet nærmere i avsnitt 5.1.3).

Det beste vi kan gjøre er pr. definisjon å beregne "forventet verdi" (dvs. aritmetisk middelværdi) av de 30 optimale vannverdiene. Dvs. vi veier alle med hensyn til deres egen sannsynlighet som er $1/30$ og adderer dem. Denne middelværdien angir hvilket trekk som er optimalt. På fig. 5.4 er det regnet med 4 tilsigsår. Den korrigerte vannverdien for uke 26 med 95% magasin blir 0.15 öre/kWh. Den nye forventete vannverdien for det gitte tidspunktet og magasininnholdet er basert på en tidligere antakelse av de forventete vannverdiene for uke 27, når en ser bort fra de tilsigsårene der en ved simulering av driften en uke frem berører yttergrensene av magasinet. De "optimale vannverdiene" for akkurat disse tilsigsårene er uavhengig av den nevnte antakelsen for uke 27. Innflytelsen av disse "grenseverdiene" vil imidlertid medføre at den nye forventete vannverdien vil representere en forbedret antakelse.



Slik korrigerer vi vannverdien punkt for punkt nedover i magasinet. Vi går baklengs i tiden og korrigerer søyle for søyle. De nye verdiene vi får, blir stadig bedre jo lengre denne prosessen får virke. Det er rimelig å anta at vannverdien varierer syklisk over året. Innen vi starter på neste iterasjon, skifter vi derfor ut den søylen i vannverdimatrisen som svarer til siste intervall, med den som ligger et år forut i tid, (se fig. 5.6).

VANNVERDIMATRISSE

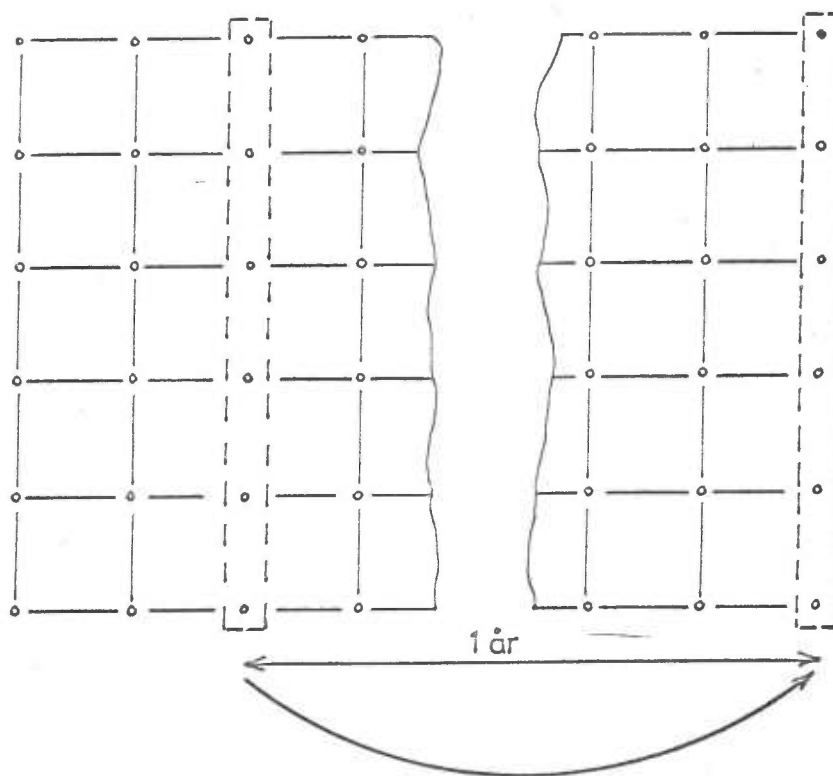


fig.5.6 Utskiftning av søyle for forbedring av startverdier.

Denne iterasjonsprosessen lar vi virke inntil verdiene har stabilisert seg. Vi har da fått et sett med vannverdikurver som er uavhengig av den opprinnelige antakelse. Oppgaven er nå for så vidt løst i og med at strategien for driften vil være gitt ved at en til enhver tid sammenlikner den aktuelle vannverdi med de aktuelle kraftprisene.

Når vannverdikurvene er beregnet, er det ved hjelp av datamaskinen forholdsvis raskt gjort å foreta en simulering av driften slik at en kan få se hvordan forholdene vil utvikle seg kommende år under ulike tilsigsforhold.

EFA

Når uttrykket "vannverdi" er nevnt tidligere i dette avsnittet, er ment "vannverdien referert lastsentret". Det er tidligere for enkelhets skyld regnet med at virkningsgraden for kraftstasjon med overføring er konstant og lik midlere virkningsgrad. Denne forutsetningen fører til at marginalverdien av kraften i lastsentret tilsynelatende blir uavhengig av avgitt effekt. Dette kan være tilstrekkelig riktig for et større samkjøringsområde der en ved hjelp av intermitterende drift av de enkelte aggregatene kan holde virkningsgraden for hele produksjonssystemet konstant over størsteparten av driftsområdet.

I flere tilfelle kan det være begrunnet å ta hensyn til at virkningsgraden ikke er konstant. Av dette følger at marginalverdien av kraften referert lastsentret vil være en funksjon av avgitt effekt.

Setter vi:

- N natureffekt (effekt ref. 100% virkningsgrad)
- P avgitt elektrisk effekt i lastsentret
- F sum tap fra magasin til lastsenter
- K_M vannverdi referert magasin
- K_L vannverdi eller marginalverdi av kraften ref. lastsentret,

får vi:

$$N = P + F, \text{ herav } \frac{\delta N}{\delta P} = 1 + \frac{\delta F}{\delta P}$$

videre har vi at $\delta N K_M = \delta P K_L$.

$$\text{Dette gir: } K_L = K_M \cdot \frac{\delta N}{\delta P} = K_M \cdot \left(1 + \frac{\delta F}{\delta P} \right)$$

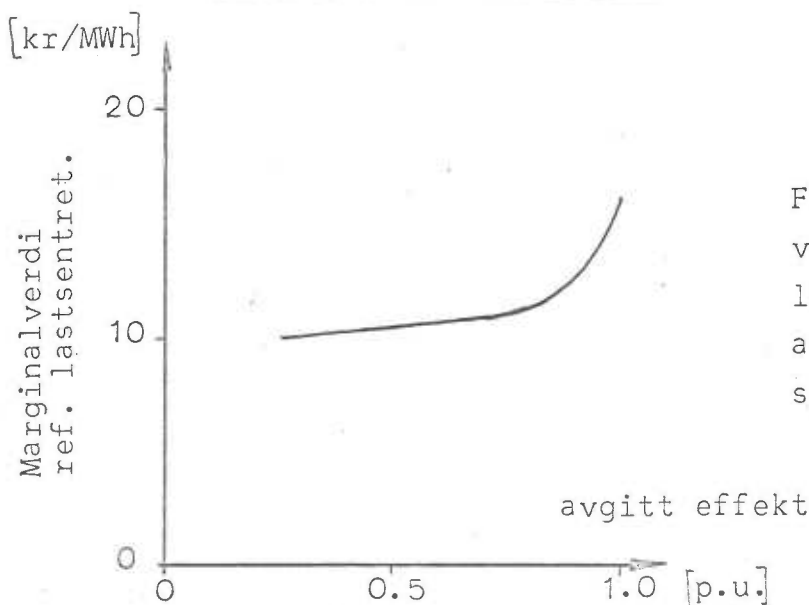


Fig. 5.7. Eks. på marginalverdi av kraften levert lastsentret som funksjon av avgitt effekt. (Vannkraftstasjon).

I bilag P-Q er det vist et eksempel på hvordan $\frac{\delta N}{\delta P}$ varierer med avgitt effekt for aggregatene i en kraftstasjon.



5.1.3. Representasjon av snömagasinet ved vannverdiberegningene.

Ved beskrivelsen av beregningen av vannverdikurver i foregående avsnitt er det forutsatt at de enkelte observasjoner i tilsigsstatistikken kommer igjen med lik sannsynlighet. I de tilfelle hvor det foreligger opplysninger om snömagasinets størrelse, er det imidlertid klart at en kan gi en bedre prognose for tilsiget i avsmeltningsperioden.

Ved vannverdiberegningene som foretas i løpet av vinterperioden, kan en systematisk ta hensyn til snömagasinet ved at en korrigerer tilsigsstatistikken for de enkelte ukene i avsmeltningsperioden. Forutsetningen er da at sammenhengen mellom snömagasinets størrelse og fremtidig tilsig er fastlagt. For et gitt tidspunkt og magasinbeholdning kan en prinsipielt beregne et sett av vannverdier med snömagasinet som parameter.

Beregning av vannverdien i et gitt magasinpunkt foregår ved at en for hvert enkelt av et visst antall tilsigsår (n) beregner en "optimal" vannverdi, f.eks.

$$k_1, k_2, \dots, k_n$$

Sannsynligheten for de enkelte utfall er:

$$f_1, f_2, \dots, f_n, \text{ der } \sum_{i=1}^n f_i = 1.$$

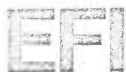
Den søkte (forventete) vannverdi blir da:

$$K = f_1 \cdot k_1 + f_2 \cdot k_2 + \dots + f_n \cdot k_n$$

Er snömagasinet f.eks. vesentlig over normalt, vil det være rimelig for de periodene av året hvor snösmelting inngår i tilsiget, å tillegge de gode tilsigsårene en større sannsynlighet enn de dårlige.

Beregningene foregår analogt med det som er nevnt ovenfor i de tilfellene der det foreligger en prognose over grunnvannstilsiget.

Problemet med å ta hensyn til snömagasin og grunnvannstilsig ligger i at det er bare en komponent av tilsiget (den del som kommer fra snösmelting f.eks.) som kan prognoseres. Dersom den prognoserbare komponenten er dominerende, kan det være praktisk å plukke ut det



tilsigsalternativet som i den aktuelle uken stemmer overens med prognosen, og la dette utfallet få sannsynligheten 1 (og de øvrige utfall sannsynligheten 0).

Oppgaven med å fastlegge sammenhengen mellom snømagasinets størrelse og det fremtidige tilsiget må løses separat og utenfor vannverdiprogrammet. Når denne sammenhengen er klarlagt, er imidlertid systematikken klar for å ta hensyn til den verdifulle informasjonen som foreligger fra snømålingene.

5.1.4. Sammensetning av tilløpsserier for 1-magasinmodellen.

I 1-magasinmodellen summeres prinsipielt alle magasiner (regnet i energienheter) i det område som betraktes, og denne summen utgjør magasinvolument i modellen. Til dette ene magasinet kommer det regulerte tilsig, og mellom magasinet og den nedenforliggende kraftstasjon kommer det uregulerte tilsig inn i modellen. Disse tilsigene skal tilsammen utgjøre det totale energitilsig til det virkelige system i området.

Det er innlysende at dette er en forenkling. Hvis alle regulerte felter i området hadde samme reguleringsgrad, ville en slik sammenslåing kunne gjøres uten at feilen ble nevneverdig. Tar man imidlertid for seg f.eks. området Östlandet - Agder, varierer reguleringsgraden fra 2% og opp til flere hundre prosent for de regulerte feltene. I dette tilfelle er det klart at driftsresultatet ved en simulering i 1-magasin-modellen vil bli altfor godt hvis man ukritisk fører hele det regulerte tilsiget i et dårlig regulert felt inn i magasinet. Det er flere veier å gå for å rette på dette forhold. Den totale magasinsum kan for eksempel reduseres noe, det totale tilsig til 1-magasin-modellen kan reduseres eller man kan øke det uregulerte tilsig på bekostning av det regulerte, slik at en del av dette må gå tapt. Kombinasjoner av disse er selvsagt også en mulighet.

For å få et riktig resultat må en ta for seg hvert enkelt vassdrag med sine kraftstasjoner og magasiner, og beregne for hver stasjon hvor stor del av det regulerte og uregulerte tilsig som

det er mulig å nyttegjøre til kraftproduksjon når det tas hensyn til maskininstallasjon, minimumsvannføringer, flötningsvann osv.

Fordelingen av tilsigene til 1-magasin-modellen over det tidsrom som betraktes, skal være en resultant av tilsigene til de forskjellige kraftstasjoner i området. Hvis det hadde eksistert vannføringsobservasjoner for hver enkelt kraftstasjon, kan man i dag ta inn et slikt observasjonsmateriale. Hvert enkelt vannmerke gis da vekt etter produksjonen i nedenforliggende kraftstasjoner. Nå viser det seg helt unødvendig å nytte et vannmerke for hver enkelt kraftstasjon. Mange kraftstasjoner ligger geografisk sett så nær hverandre i vårt system, at tidsvariasjonene i tilsigene er ganske nær i fase. Dette er påvist ved korrelasjonsanalyser. Ut fra dette er det for eksempel i de undersøkelser som er utført til nå, gjerne benyttet rundt 10 vannmerker for Östlandet - Agder. Med den høye reguleringsgrad systemet har, spiller en unøyaktighet på dette punkt liten rolle for resultatet under forutsetning av at det totale tilsig for tidsrommet som legges til grunn, er korrekt.

Det finnes flere feilkilder enn de som er nevnt ovenfor. Som eksempel kan nevnes usikkerhet i størrelsen på magasinene i området, utilstrekkelige og manglende hydrologiske observasjoner, usikkerhet i behovet osv. Dette er imidlertid usikkerheter som i like høy grad influerer det virkelige system slik det drives i dag, og er på den måten ikke spesifikke for problemstillingen her.

5.1.5. 2-magasinmodellen.

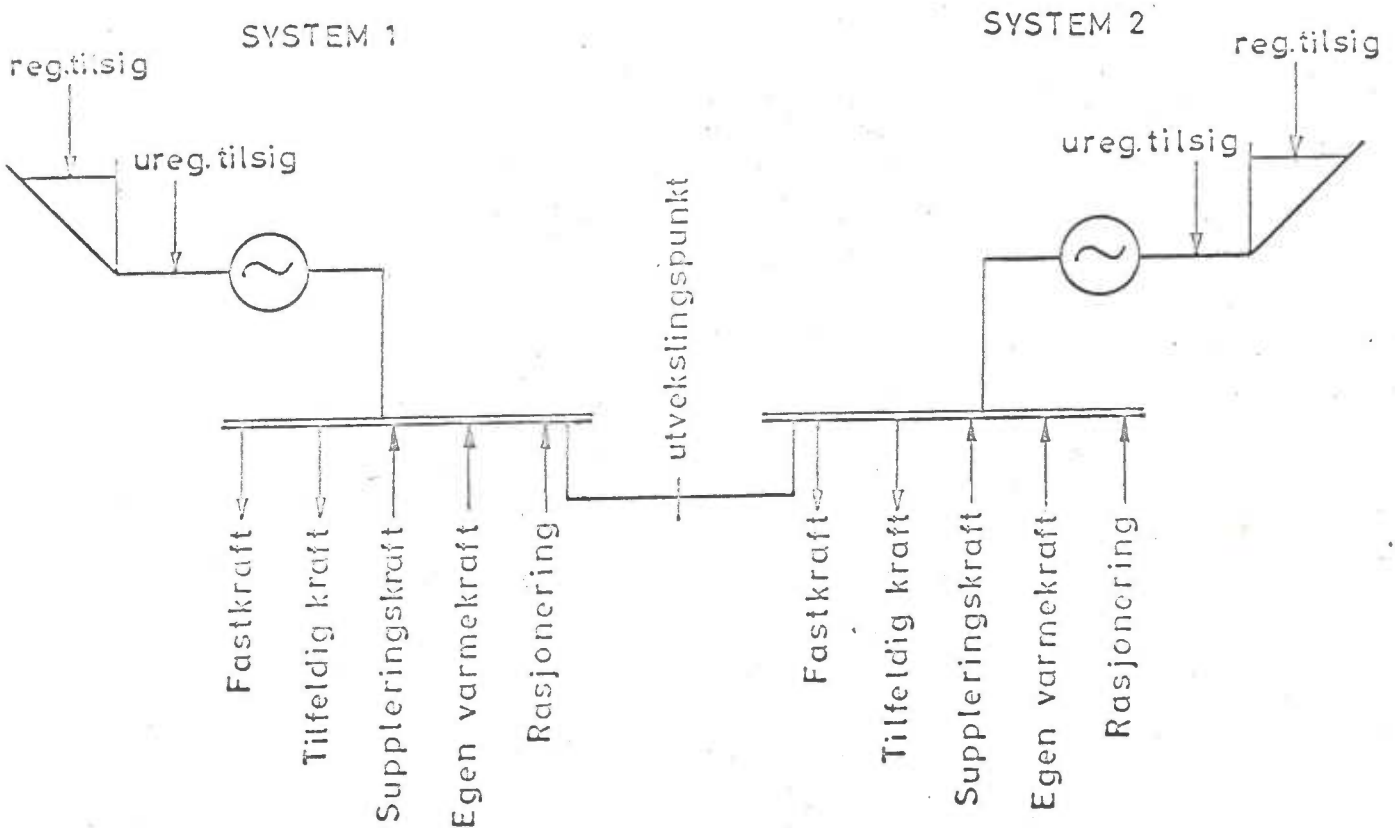


fig.5.8 To-magasinmodell.

Vi har hittil sett på et system med bare ett magasin. Vi skal nå se litt på hvordan prinsippet beskrevet i foregående avsnitt kan anvendes ved vannverdiregninger med en 2-magasinmodell.

Tegn. 5.8 viser to-magasinmodellen som i prinsippet er to en-magasinmodeller som er koplet sammen elektrisk med en overføring med begrenset kapasitet.

Her må vi beregne ett sett med vannverdi-kurver for hvert enkelt system. Disse vannverdiene vil ikke bare være en funksjon av magasininnholdet i eget system, men de vil også være en funksjon av magasininnholdet i det andre systemet.

$$K_1 = K_1 (M_1, M_2, t)$$

$$K_2 = K_2 (M_1, M_2, t)$$

K_1 : vannverdi i system 1, M_1 magasinbeholdning i system 1.

K_2 : vannverdi i system 2, M_2 magasinbeholdning i system 2.

t : tiden.

Vi kan først se litt nærmere på i hvilken form resultatet av beregningene foreligger og hvordan vi nytter resultatet til å planlegge driften.

Bilag I-J viser resultatene fra en prøvekjøring av samkjøringsområdene Östlandet og Trøndelag i en 2-magasinmodell. System 1 er Östlandet og system 2 er Trøndelag. Her er verdiene for det ene magasin opptegnet for lik beholdning, henholdsvis 20% høyere og 20% lavere i det andre. Salg av kjelekraft, kjøp og salg til andre områder enn de som er representert i modellen, bestemmes for hvert enkelt system på samme vis som i 1-magasinmodellen.

Vi skal så se litt på hvordan vi fastlegger størrelse og retning på utvekslingskraften ved et gitt tidspunkt dersom nødvendige vannverdikurver foreligger. For et gitt tidspunkt og gitt magasinbeholdning i de to systemene kan vi dermed finne de aktuelle vannverdiene K_1 og K_2 for henholdsvis system 1 og system 2. Retningen av utvekslingskraften er dermed fastlagt, idet vi vil overføre kraft fra systemet med laveste vannverdi til systemet med den høyeste vannverdi. Det står nå igjen å bestemme størrelsen på utvekslingskraften.

De vannverdiene som tidligere er beregnet, K_1 og K_2 , er referert til hvert sitt belastningssentrum. For å bestemme utvekslingen må vi referere de to vannverdiene til et felles referansepunkt, dvs. utvekslingspunktet.

Med utvekslingretning fra 1 til 2 vil de to vannverdiene referert til utvekslingspunktet bli

$$K_{1R} = K_1 \left(1 + \frac{2r_1}{U^2} P\right) (1 + \xi_1) \quad 1.$$

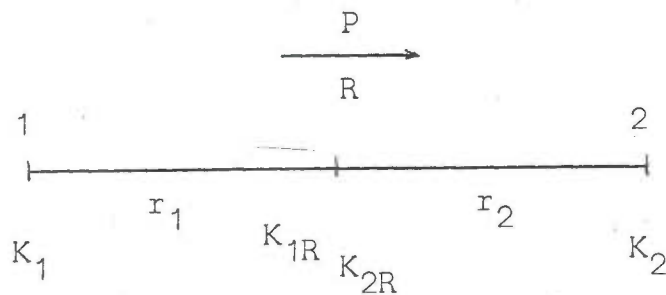
$$K_{2R} = K_2 \left(1 - \frac{2r_2}{U^2} P\right) (1 - \xi_2) \quad P < P_{\max} \quad 2.$$

$$K_{1R} = K_{2R} \quad 3.$$

r = motstand

U = spenning

P = overført effekt



Vi ser at tapene virker bremsende på overføringen. Videre vil det erfaringsmessig være en mer eller mindre begrunnet uvilje mot å utveksle dersom det ikke er åpenbart lønnsomt, denne uviljen er representert ved verdiene ξ_1 og ξ_2 .

Vi ser at disse bremsevirkningene kommer inn ved at den laveste vannverdi korrigeres opp og den høyeste korrigeres ned. Vi setter inn akkurat så mye utvekslingskraft at de to vannverdiene referert til utvekslingspunktet blir like (likn. 3).

Ut fra likningssettet bestemmer vi så overført effekt P . Dersom denne er større enn overføringsevnen for linjen, setter vi overført kraft lik overføringsevnen.

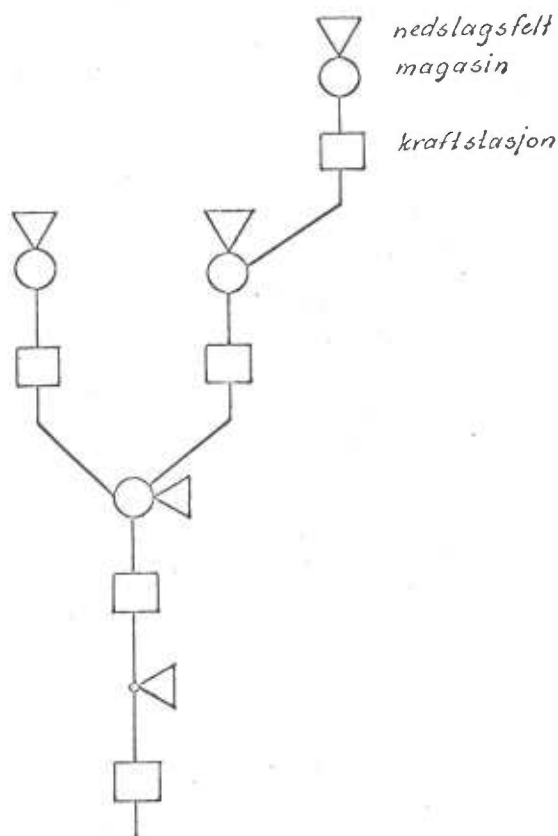
Beregningene av vannverdikurvene for 2-magasinsystemet foregår analogt med det som er beskrevet i forbindelse med 1-magasinmodellen. Vi starter med en gjetning av vannverdikurvene for de to systemene. For enhver valgt kombinasjon av magasininnhold og for hvert tilsigsår optimaliserer datamaskinen vannkraftproduksjon i hvert system og kraftutvekslingen mellom de to systemene. Den regner baklengs i tid og iterer inntil kurvesettene har stabilisert seg.

5.1.6. Flermagasinmodeller.

Metoder for fordeling av lasten mellom de enkelte vannkraftstasjonene.

Det er tidligere bare omtalt 1- og 2-magasinmodeller. Vesentlige trekk kan forsvinne i slike modeller. I mange tilfelle vil det derfor være nødvendig å studere systemene mere i detalj, bl.a. for å få kjennskap til i hvilken grad det er tillatelig å forenkle systemet. Det er derfor ønskelig å komme over på flermagasinmodeller som kan ta hensyn til de meget store forskjeller det kan være mellom de ulike typer kraftverk, høyt regulerte, lavt regulerte eller uregulerte, stor eller liten maskininstallasjon, vassdrag med flere magasin og stasjoner i serie med utpregete flaskehalsar. Skal vi strengt følge prinsippene som tidligere er beskrevet for 1- og 2-magasinmodellen, vil imidlertid regnetiden med dagens datamaskiner bli uantakelige. Vi er derfor nødt til å bygge på andre metoder samtidig med at vi er nødt til å gjøre visse forenklinger. Hvilke forenklinger som kan tillates, vil være systemavhengig.

I det følgende vil en metode til fordeling av tappingen hhv. fordelingen av lasten mellom de enkelte stasjoner bli nærmere beskrevet.



Vi avgrensner foreløpig problemet til å omfatte fordelingen i en gitt uke, der vi kjenner den aktuelle magasinbeholdningen i de enkelte magasin. Vi forutsetter videre at det foreligger en prognose for den samlede belastning fra uke til uke i 2 til 7 måneder frem i tid, avhengig av tidspunktet på året. (Vi vil senere komme tilbake til hvordan en integrert plan for driftsplanleggingen kan legges opp).

Fig. 5.9. Eks. på flermagasinmodell.

EFA

Driften i en bestemt uke bestemmes på grunnlag av følgende kriteriefunksjon:

$$K = \sum_{x=1}^n \varphi_x \eta_x \int_0^T N_x (P_x) dt \quad (5.1)$$

Lasten søkes fordelt slik at K minimaliseres.

P_x : avgitt elektrisk effekt fra stasjon nr. x.

N_x : uttatt "naturenergi", dvs. energi referert 100 % virkningsgrad og stasjonens aktuelle fallhøyde.

η_x : beste virkningsgrad for stasjon nr. x.

φ_x : representerer den relative verdi av vannet i magasin x.

n : antall stasjoner.

φ_x ansees for marginal med hensyn til kjøringen i inneværende uke. φ_x betraktes altså som konstant over tiden T (en uke) og kan settes utenfor integraltegnet.

Omkostningsfaktoren φ_x er bestemt på grunnlag av en vurdering av hvordan forholdene kan utvikle seg i tiden fremover når driften legges opp etter dette kriteriet. φ_x vil ikke bare være en funksjon av beholdningen i magasin nr. x, men også av hvordan fyllingen er i de øvrige magasinene.

Ved høye magasinfullinger er åpenbart risikoen for overløp fra de enkelte magasin bestemmende for lastfordelingen. Ved lave magasin-

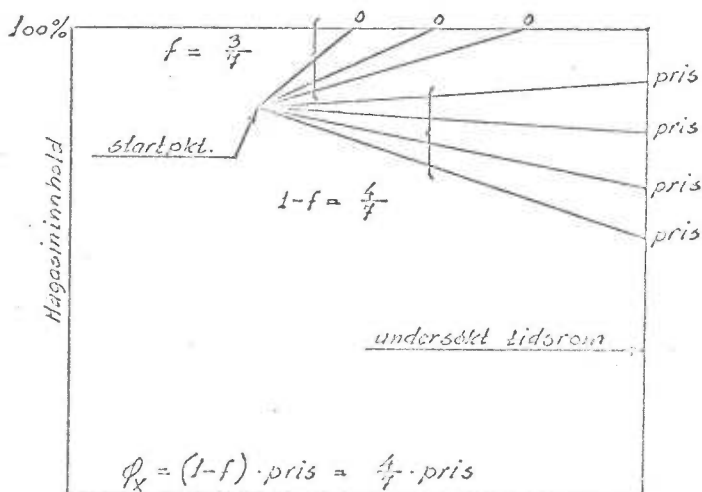


Fig.5.10. Beregning av relativ forventet verdi av vannet i magasin X når risikoen for overløp er bestemmende for fordeling av tapping. (I eks. er brukt 7 tilsigsår).

fullinger vil det være risikoen for effektsvikt på grunn av tömt magasin som vil være avgjørende.

Hvordan beregnes omkostningsfaktoren φ_x ?

La oss si at det er risikoen for overløp som er bestemmende. Fra den gitte kombinasjon av magasinbeholdninger simuleres driften et visst antall uker fremover i tiden avhengig av tidspunktet. (I løpet av sommeren er kanskje de nærmest 2-4 ukene mest kritiske. I løpet av vinteren bør en se frem til og forbi vårflommen).

EFA

Ser vi på et bestemt magasin, tillater vi oss nå å forenkle problemet slik at vi ser bare på følgende to utfall: 1. overlöp, 2. ikke overlöp i løpet av det undersøkte tidsrom.

I tilfelle 1 er den forventete verdi null. I tilfelle 2 forutsetter vi at verdien er forskjellig fra null og lik "pris" i alle magasin. Så lenge vi kan lagre vannet ut det tidsrom som undersøkes, er det i prinsippet likegyldig hvor vi lagrer det, idet vi hele tiden skyver problemet foran oss og stadig korrigerer. Vi kan derfor i dette tilfelle sette at prisen er lik i alle magasin.

Setter vi sannsynligheten for overlöp til f , vil da sannsynligheten for utfall 2 bli $1-f$. Forventet verdi av vannet ved starttidspunktet blir

$$\varphi_x = f_x \cdot 0 + (1-f) \cdot \text{pris} = (1-f) \cdot \text{pris}$$

Vi kan nå se litt på det tilfellet at det er risikoen for tomkjöring av de enkelte magasin som er bestemmende for lastfordelingen. Vi

simulerer også nå driften et visst antall uker fremover fra den gitte magasin-kombinasjon.

Vi undersøker nå sannsynligheten for følgende to utfall:

1. Stasjonen faller ikke ut i det kritiske tidsrom.
2. Stasjonen faller ut p.g.a. vannmangel.

Vi sier også her at i utfall er verdien i kr/GWh av vannet lik i alle magasin. I utfall 2 setter vi marginal-verdien av vannet lik k_x (pris).

Det forutsettes altså at omkostningene ved en effektsvikt i den gitte stasjonen er proporsjonal med integrale av effekten over tiden.

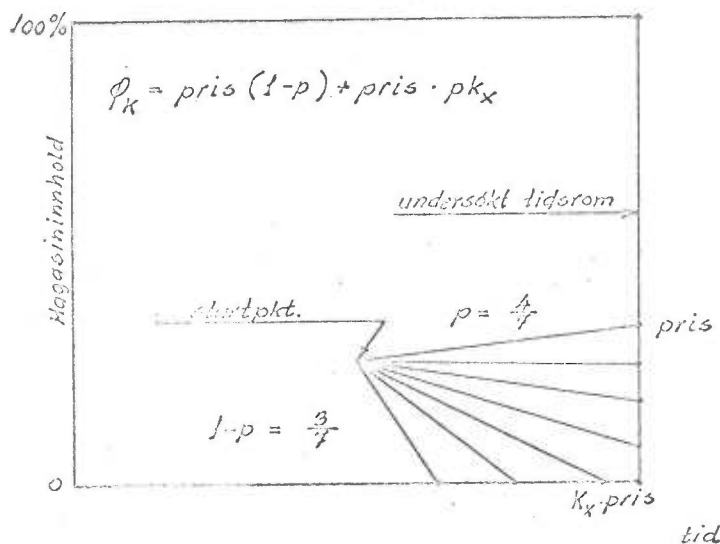


Fig. 5.11. Beregning av relativ forventet verdi av vannet i magasin X når risikoen for tomt magasin er bestemmende for fordeling av tapping.

Forventet verdi av vannet ved starttidspunktet blir

$$\varphi_x = (1-p) \text{pris} + p \cdot k_x \cdot \text{pris} = \text{pris} [1-p + p \cdot k_x] = \text{pris} [1 + p(k_x - 1)]$$

Sannsynligheten for overlöp (f) hhv. tomt magasin (p) i de enkelte magasinene må bestemmes ved iterasjon. Vi starter med en antakelse av $f_1 \dots f_n$ (hhv. $p_1 \dots p_n$), simulerer driften etter kriteriet (5.1), registrerer $f_1 \dots f_n$ (hhv. $p_1 \dots p_n$). Dersom de registrerte verdiene $f_1 \dots f_n$ (hhv. $p_1 \dots p_n$) avviker fra estimatet, korrigeres dette og prosessen gjentas inntil den registrerte sannsynlighet stemmer med estimatet.

Når de respektive sannsynligheter er fastlagt, har en samtidig fastlagt en relativ verdi ϕ_x av "naturenergien" fra de enkelte magasin. Når da samtidig sammenhengen mellom forbruk av naturenergi og avgitt effekt er kjent, finner en ved hjelp av (5.1) hvordan verdien av kraften referert lastsentret varierer med pådraget for de enkelte stasjoner.

Ved magasinbeholdninger i totalmagasinet som ligger over en viss grense, er det altså sannsynligheten for overlöp i de enkelte magasinene som bestemmer tappingsfordelingen. Ved magasinbeholdninger i totalmagasinet som ligger under denne grensen, er det sannsynligheten for effektsvikt på grunn av tömt magasin som er retningsgivende for fordelingen. (Se fig. 5.12). Hvor den nevnte

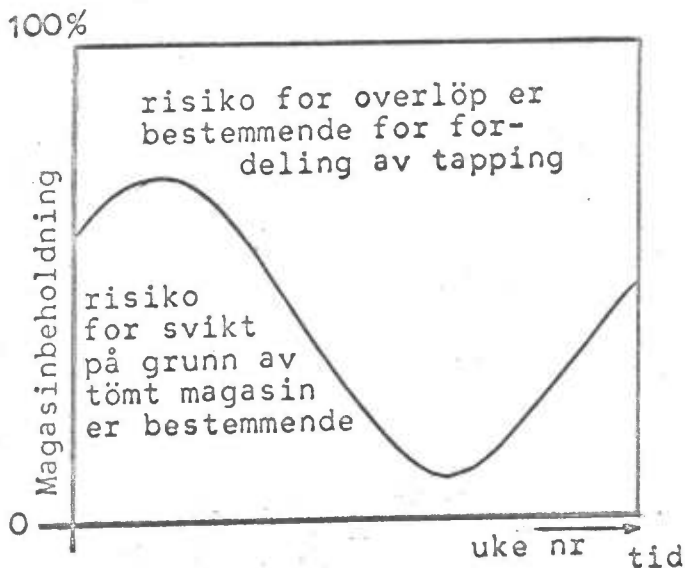


Fig. 5.12. Grenselinje for valg av kriterium for tappingsfordelingen.

grenselinjen ligger i totalmagasinet, bestemmes ved en egen beregning. Grensen bestemmes slik at en ved magasinbeholdninger på denne grensen har en på forhånd gitt sannsynlighet for svikt ved full eller gitt innsats av disponibel suppleringskraft ut perioden.

Når det gjelder utnyttelsen av uregulert tilsig, tar en hensyn til dette når en beregner sammenhengen mellom uttak av "naturenergi" fra magasin og avgitt elektrisk effekt. Bilag K viser et eksempel på hvordan denne sammenhengen kan settes opp



for en gitt uke for en rekke stasjoner som ligger i serie uten mellomliggende langtidsmagasin, men med lokale nedslagsfelt.

Bilag L viser en oversikt over den del av datamaskinprogrammet som behandler strategien ved fordeling av tapping og last på de enkelte stasjoner.

Blokkdiagrammet i bilag M viser den generelle logikk for fastleggelsen av driften i en gitt uke. Beregningen faller naturlig i to hovedfaser I og II. Fase I knytter seg til den strategiske vurdering, dvs. til beregning av omkostningsfaktoren φ_x . I prinsippet må en beregne φ_x for hver uke. I blokk Ia beregnes uttak av naturenergi som funksjon av avgitt elektrisk effekt fra ekvivalentstasjonen. Funksjonen beskriver midlere forhold over flere uker og gjør bruk av forventet verdi av uregulert tillöp. Hovedfase II gjelder detaljberegning av driften i inneværende uke.

Det er foran gitt en oversikt over prinsippene som anvendes ved lastfordeling etter denne metoden. En mere detaljert beskrivelse av metoden er gitt i ref. [5].

Som et forenklet mål for overlöpsrisikoen har også fölgende forholdstall vært anvendt [12]:

$$R = \frac{M_{\max} - M}{T} 100\%$$

M_{\max} : maksimalt magasininnhold

M : aktuelt magasininnhold

T : det akkumulerte magasintilsig som kan oppnås i en viss tid fremover med en viss sannsynlighet.

Dersom strategien for fordelingen av tappingen kan forutsettes kjent (f.eks. ved at det er foretatt beregninger etter den metoden som er nevnt foran), kan det settes opp en "önskeliste", en tabell som for hver uke og for hver verdi av totalt magasininnhold, fra 0 til fullt, angir hvordan dette totale magasinet burde vært fordelt på de enkelte magasinene. Denne önskelisten danner da grunnlaget for driftssimuleringen. Simulering etter denne metoden er nærmere beskrevet i [13] og [15].

5.1.7. Flermagasinmodeller.

Integrert plan for strategien overfor kraftmarkedet og fordeling av last mellom de enkelte vannkraftstasjonene.

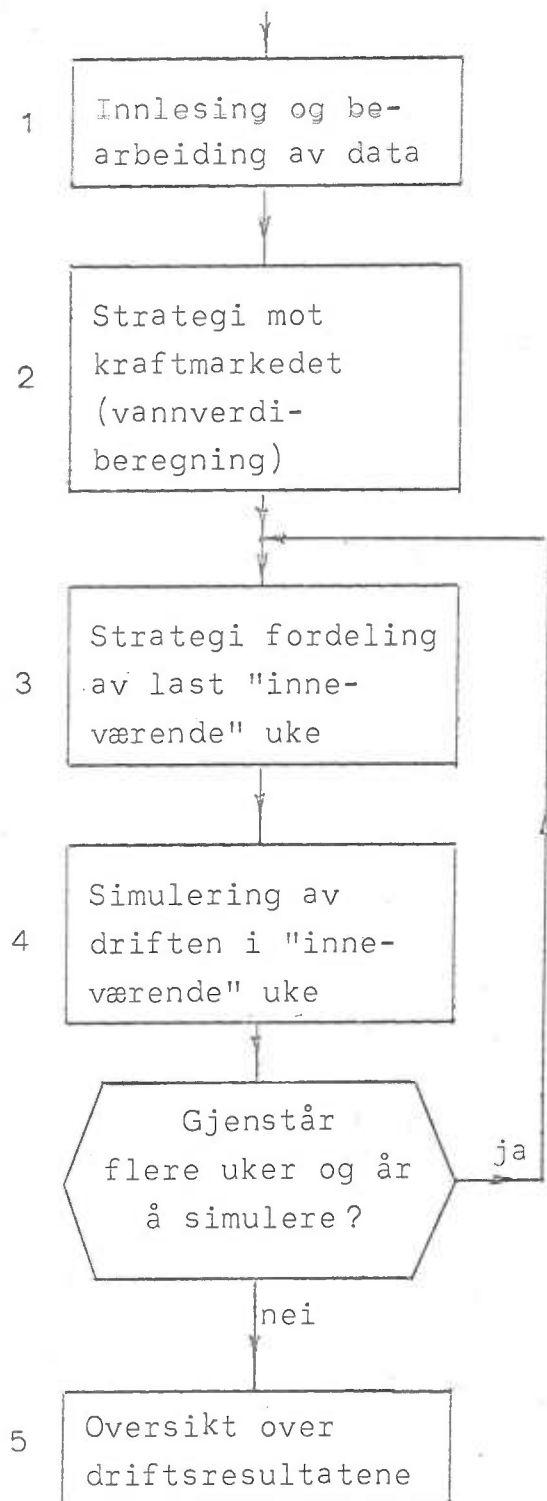


Fig. 5.13.

Ved beregninger der en ønsker en detaljert representasjon av produksjonssystemet, kan det være hensiktsmessig å dele opp datamaskinprogrammet som vist i fig. 5.13.

Del 1 tar seg av innlesingen av og bearbeiding av data slik at disse blir overført til en form som er hensiktsmessig for den videre behandling.

Del 2 tar seg av den langsiktige strategien med hensyn til utnyttelsen av elverkets samlede ressurser mot kraftmarkedet. Av hensyn til regnetiden er det som regel nødvendig å beskrive produksjonssystemet ved hjelp av en relativt enkel flermagasinmodell. Kraftmarkedet er imidlertid detaljert beskrevet. Resultatet av beregningene foreligger som en vannverdi-magasin-tid-matrise for det tidsrom under søkelsen omfatter, dvs. 1-2 år. Denne vannverdi-magasin-tid-matrisen settes opp for totalmagasinet. Ved korreksjon av vannverdien for totalmagasinet for et gitt tidspunkt og magasinbeholdning foregår dette i prinsippet som beskrevet i avsn. 5.1.2, når det gjelder bestemmelser av sum vannkraftproduksjon. Flermagasinmodellen kommer inn i bildet når en skal fastlegge hvilken reduksjon i den samlede

magasinenergi denne produksjonen medfører. For å kunne gjøre dette må vi i denne fase av beregningene forutsette at til en gitt samlet energibeholdning svarer en gitt kombinasjon av magasinbeholdninger i de enkelte magasin.

Del 3 tar seg av den langsiktige vurderingen med sikte på riktig fordeling av tappingen mellom de enkelte magasinene i "inneværende uke". Denne del av beregningene bygger på en relativt detaljert modell av produksjonssystemet. På grunnlag av beregningene i del 2 settes det opp en prognose for vannkraftsystemets samlede belastning fra uke til uke i 2 til 7 mnd. frem i tid avhengig av tidspunktet på året. Beregningene i denne delen gir som resultat for hvert enkelt magasin sannsynligheten for overlöp hhv. sannsynligheten for å få tomt magasin i tidsrommet fra "inneværende uke" og 2 til 7 mnd. frem i tid.

Del 4 sørger for den endelige fastleggelse av driften i "inneværende uke". På grunnlag av strategien som er utarbeidet i delene 2 og 3, simuleres driften med de nødvendige taktiske korreksjoner. Simuleringen i denne del av programmet bygger på en utpreget detaljert modell av produksjonssystemet. De driftsresultater fra "inneværende uke" som lagres, kan være bl.a. magasinbeholdninger for hvert enkelt magasin ved ukens slutt, produksjonen i kraftstasjonene, kjøp av suppleringskraft, salg av tilfeldig kraft, marginalpris i lastsentret etc.

Del 5. Etter at driftssimuleringen er gjennomført for et tilstrekkelig antall uker frem i tid for alle tilsigsårene, foretas det en bearbeidelse av driftsresultatene i de ulike år, og en oversikt skrives ut.

Ved beregningene i del 2 (vannverdiberegningene) kan det til sine tider være ønskelig med en utpreget detaljert beskrivelse av produksjonssystemet. Denne del av beregningene er såpass tidkrevende at kravet til detaljer her nöye må avveies mot omkostningene. Kravet til nöyaktig representasjon av produksjonssystemet må også stå i forhold til den nöyaktighet en oppnår ved markedsvurderingene. Dette gjelder altså driftsstrategien. I del 4 av programmet undersøkes konsekvensene av den strategi som er valgt. I denne delen av programmet bör både produksjonssystemet og kraftmarkedet være detaljert beskrevet. Dette kan skje uten at regnetiden blir uantakelig. Ved hjelp av den detaljerte del 4 vil en kunne korrigerer strategien som er lagt opp i del 2 og 3.

En oversikt over beregningsgangen ved et flermagasinprogram for langtidspanlegging av driften er også vist i bilag S.

5.1.8. Omkostningene ved svikt i leveringen av fastkraft som parameter ved beregningene.

De metodene som er beskrevet i de foregående avsnittene, forutsetter at det foreligger en marginalvurdering av ulike grader av leveringssvikt. I dette avsnittet vil det bli nærmere diskutert hvordan en kan komme fram til en slik marginalvurdering. Ved levering av elkraft må en også her, som ved andre produkter se pris og kvalitet i sammenheng. Det kan her hevdes en rekke prinsipielt ulike syn. En kan f.eks. fastlegge den ene av de to faktorene og optimalisere den andre, eller en kan se begge to under ett ved at en foretar en verdivurdering av kvaliteten (rettere en prisvurdering av leveringssvikt). I forbindelse med en diskusjon kan det være hensiktsmessig å dele de ulike betraktninger i 3 prinsipielt ulike grupper:

a. Gitt pris - gitt økonomisk ramme.

På grunnlag av en analyse av elverkets økonomiske situasjon, krav til videre utbygging, restriksjoner m.h.t. variasjon i fastkraftprisen etc., er en kommet fram til det belöp elverket kan satse på kjøp av kompletteringskraft (ev. den inntekt elverket må ha ved salg av tilfeldig kraft) for å kunne holde den gitte økonomiske ramme.

Oppgaven blir i dette tilfelle å legge opp strategien slik at en innenfor den økonomiske ramme maksimaliserer kvaliteten.

b. Gitt kvalitet på fastkraftleveringen.

Vi forutsetter her at det foreligger en norm for vurdering av leveringens kvalitet. Ved den problemstillingen som er aktuell i vårt tilfelle, har f.eks. omfang og hyppighet av svikt i leveringen av fastkraft vært anvendt som et mål for kvaliteten. Oppgaven blir her å legge opp en strategi som minimaliserer utgiftene med å opprettholde en levering til den gitte kvalitet. Når kravet

til kvalitet er gitt, må en da akseptere de utgiftene (fastkraftpris) det medfører å tilfredsstille dette kravet.

c. Direkte vurdering av omkostninger og ulemper ved svikt i fastkraftleveringen.

Her kan og bør det igjen diskuteres på hvilket grunnlag denne vurderingen skal foretas. Er det nasjonaløkonomiske hensyn som er avgjørende? Eller skal en legge vekt på hvordan hver enkelt abonnent vurderer ulempene ved en svikt? (kr. avsnitt 2.4). Eller er det elverkets øyeblikkelige og framtidige tap ved en svikt som skal være avgjørende? De forskjellige betraktningmåter vil her kunne gi vidt forskjellige resultat. Denne type betraktninger tar (punkt c) sikte på å finne den optimale kombinasjon av pris og kvalitet.

Komiteen er av den oppfatning at når det gjelder vurdering av ulemper og omkostninger ved leveringssvikt, kommer det inn så pass mange til dels subjektive vurderinger som vanskelig lar seg uttrykke tallmessig, at det neppe er realistisk å basere seg utelukkende på ett av de tre forannevnte alternativ.

For et praktisk opplegg vil komiteen anbefale følgende retningslinjer.

På grunnlag av vurderinger av den type som er nevnt under pkt. c kommer en fram til ett sett startverdier for omkostningene ved ulike grader av rasjonering. Det gjennomføres en vannverdiberegning med etterfølgende simulering. Det foretas nå en vurdering av simuleringsresultatene. Det undersøkes spesielt om

1. kvaliteten av leveringen (hyppighet og størrelse av leveringsinnskrenkninger) og
2. de forventete utgifter ved kjøp av suppleringskraft minus de forventete inntekter ved salg av tilfeldig kraft.

ligger innenfor de grenser som anses for å være akseptable. Dersom

EFA

dette ikke er tilfelle, må en foreta en korreksjon av den opprinnelige vurderingen av omkostningene ved en leveringssvikt (eller "pris på rasjonert kraft"). Vi forutsetter at vi en gang for alle har tatt stilling til hvordan "omkostningene" ved de ulike trinn rasjonering ligger i forhold til hverandre. En justering oppover av "pris på rasjonert kraft" medfører innen visse grenser at simuleringsresultatene vil vise en økning av utgiftene til kjøp av kompletteringskraft, en reduksjon av inntektene ved salg av tilfeldig kraft samt en reduksjon av omfang og hyppighet av rasjonering. En reduksjon av "prisen på rasjonert kraft" vil gi det omvendte resultat. "Prisen på rasjonert kraft" endres systematisk inntil en får en avveining mellom utgifter og leveringssikkerhet som anses for å være tilfredsstillende.

Den nedre grense for første trinn rasjonering kan ikke ligge lavere enn de faktiske regnskapsmessige utgiftene elverket har ved en rasjonering. Framgangsmåten ved beregningen er vist i et blokkskjema, bilag H.

I dette og foregående avsnitt har vi stilltiende forutsatt at startomkostningene ved iverksettelse av en rasjonering enten er neglisjerbare eller at de kan representeres som et rimelig påslag på de energiavhengige omkostningene ved rasjonering. Ved kortvarige rasjoneringsresultater vil startomkostningene kunne utgjøre en betydelig del av de totale kostnadene. Ved gjennomgang av simuleringsresultatene må vi derfor kontrollere at påslaget på de energiavhengige rasjoneringsomkostningene er noenlunde riktig.

Avveiningene som er diskutert i dette avsnittet, må foretas på delvis intuitivt grunnlag. Uansett hvor raffinerte våre beregningsmetoder er, kommer vi ikke utenom å måtte foreta enkelte mer eller mindre skjønnsmessige vurderinger. Å eliminere alle intuitive beslutninger vil neppe være en realistisk målsetting. Vårt mål må være å redusere antallet av slike beslutninger. Men uansett på hvilket grunnlag våre beslutninger er fattet, må vi, før vi bestemmer oss, undersøke konsekvensene av beslutningen. Dette kan vi i vårt tilfelle mest hensiktsmessig gjøre ved å foreta en simulering av driften med ulike forutsetninger.

5.1.9. Praktisk bruk av de angitte metodene.

Tidligere i denne rapporten er det gitt en oversikt over problemløsningen ved første gangs behandling. En oversikt er også vist i form av blokkdiagrammet i bilag H. Ved rutinemessige beregninger (se bilag N) som foreslås gjennomført hver uke eller hver 14. dag, foretas en kontroll av fastkraftprognosen og markedsvurderingen. Dersom denne kontrollen fører til endringer i forutsetningene, gjennomføres en ny vannverdiberegning. På grunnlag av enten en tidligere vannverdiberegning hvorfra resultatene er lagret, eller en eventuell ny vannverdiberegning, gjennomføres en driftssimulering ut fra de aktuelle magasinbeholdningene, slik at en får en oversikt over hvordan situasjonen kan utvikle seg videre i sesongen under ulike tilsigsforhold.

Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk har tatt i bruk en fast rutine mht. markedsvurderinger og vannverdiberegninger for bruk i den daglige driften. Med visse modifikasjoner anvendes det beslutningskriterium som komiteen anbefaler (avsnitt 3.3): "Målet for planleggingen er å legge opp en driftsstrategi som minimaliserer forventningsverdien av de driftsavhengige utgiftene."

I dette tilfellet (NTE) setter de driftsavhengige utgiftene seg sammen av:

utgiftene til kjøp av suppleringskraft gjennom Nordenfjeldske Kraftsamband (N.K.)
minus inntektene ved salg av tilfeldig kraft gjennom N.K.
minus inntektene ved salg av kjelkraft innen eget område
pluss "omkostningene ved rasjonering".

Mulighetene for utveksling av kraft gjennom N.K. vil være avhengig av hvordan tilsigsforholdene utvikler seg for övrig i Norge og Sverige. Denne del av markedsvurderingen settes opp i nært samarbeide med N.K. Hver 14. dag gjennomløpes rutinen som er vist i bilag N. Markedsvurderingen korrigeres da dersom en har fått nye informasjoner. Retningslinjene for hvordan denne delen av markedsvurderingen skal settes opp, vil, som tidligere nevnt, være noe avhengig av hvilken målsetting elverket legger til grunn for sine disposisjoner. (Dersom en strengt skal følge det beslutningskriteriet som tidligere er nevnt, burde en sette opp en markedsvurdering for hver enkelt uke i ett til to år frem i tiden for alle

EFA

tilsigalternativ). En bør videre søke å finne et optimum når det gjelder krav til detaljer i markedsvurderingen. I dette tilfelle (NTE) har en valgt å legge til grunn de mulighetene for kjøp videre fremover i tiden som regnes for noenlunde sikre. Mht. salg gjennom N.K. søker en til enhver tid å bedømme den sannsynlige prisutviklingen. Bilag P inneholder en kopi av en av de markedsvurderingene som er satt opp. "Prisen på rasjonert kraft" betraktes her som en hjelpestørrelse. Den er fastlagt etter de retningslinjene som er anbefalt i avsnitt 5.1.8.

I Statskraftverkernes regi gjennomføres det vannverdiberegninger for Öst-Norges Samkjöringsområde. Bilag O viser resultatene fra en etterregning for perioden 17.4.1965 til 15.4.1967. Dette bilaget viser prisene ved kraftutvekslinger med Sverige, beregnete vannverdier og magasinfylling i perioden. Grunnlaget for disse beregningene er gitt i [14].

Felles for konvensjonell planlegging og planlegging etter den metoden som anbefales av komiteen, er at påliteligheten av resultatet er avhengig av nøyaktigheten av de enkelte parametrene som inngår i forutsetningen. Ved endringer i de enkelte parametrene innenfor de aktuelle grensene for feilområdene gir variasjoner i markedsvurderingen og fastkraftprognosen de desidert største utslag i resultatet. Det er særlig viktig at markedsvurderingen korrigeres opp etter hvert som situasjonen på kraftmarkedet endres.

Det lar seg ikke gjøre å begrunne innføringen av nye metoder i driftsplanleggingen ved å vise til konkrete økonomiske resultater fra praktisk drift over en lengre periode. Ved en eventuell etterregning av en gjennomløpt periode der driften var planlagt konvensjonelt, måtte en i så fall ha nedskrevet hvilke informasjoner driftsledelsen til enhver tid satt inne med. Et forsök på en slik sammenlikning ville neppe ha noen hensikt. Det en kan gjøre er i enkelte isolerte situasjoner å foreta en sammenlikning av beslutninger foretatt etter de to metodene som sammenliknes. Det må da være en betingelse at en arbeider med nøyaktig de samme forutsetningene i begge tilfelle mht. markedsvurderinger etc. Slike sammenlikninger er bare foretatt i begrenset utstrekning.

De erfaringer en har fra elverk som har tatt i bruk de nye metodene, tyder på at det er liten grunn til å vente en radikal endring av driftsopplegget.



5.2. Korttidsplanlegging.

Et praktisk eksempel.

I dette avsnittet vil det bli gitt en oversikt over et regneopplegg som under bestemte forutsetninger legger opp taktisk riktig drift av Tokkestasjonene. Metoden er generell og vil i prinsippet kunne tilpasses vilkårlige system eller deler av slike.

Det forutsettes at sum belastning på de verk som betraktes, kan prognoseres på følgende måte:

For de nærmeste 24 - 30 timer er sum produksjon i MW prognosert fra time til time.

For et passende antall døgn eller uker fremover er sum energi-produksjon prognosert.

En slik prognose kan stilles opp for hånd eller ved bruk av datamaskin der en tar utgangspunkt i den kraftomsetning som forventes på basis av beregnet vannverdiutvikling for totalsystemet. I denne fremstilling vil vi ikke gå nærmere inn på prognosespørsmålet.

Med gitte prognoser består optimaliseringsoppgaven i å fastlegge driften for hvert verk et antall timer T ($= 24$) fremover, slik at det systematisk tilstrebes en økonomisk utnyttelse av de samlede ressurser i området.

For hvert av de viktigste magasin defineres en omkostningsfunksjon. Omkostningen er satt proporsjonal uttaket av naturenergi og proporsjonal en korreksjonsfaktor som daglig blir å nyberegne for hvert magasin. Omkostningsfaktorene som antas konstante over et døgn, vil avhenge av størrelser som: midlere maks. virkningsgrad for stasjonene, risiko for flom, risiko for tomkjøring og aktuell fallhøyde. Faktorene danner bindeleddet mellom de strategiske og taktiske overlegninger. Driften legges opp slik at de totale kostnader over døgnet minimaliseres.

Et flertall restriksjoner av ulike slag vil alltid gjøre seg gjeldende, og den beste løsning må bestemmes innenfor rammen av disse. Eksempler:

Effektbalansen må alltid være oppfylt, idet sum produksjon må svare til spesifisert total belastning.

EFI

Ofte vil spesielle hydrauliske betingelser komme inn i bildet. F.eks. for magasin som er meget små i forhold til stasjonenes vannføring ved fullt pådrag, vil det være urealistisk å la langsiktige vurderinger medvirke til å bestemme tapningen. Fra time til time kan slike buffere likevel gi mulighet for lagring, og vi ønsker å utnytte denne frihetsgrad på det taktiske plan. Optimal utnyttelse oppnås ved å åpne adgang til størst mulig selvregulering av magasinet. Dette leder frem til en integralbetingelse der en formulerer krav om vannbalanse over et visst tidsrom, f.eks. et døgn. Hvis magasineringsevnen er null, går restriksjonene over i det langt strengere krav som innebærer balanse i hvert øyeblikk.

Begrenset driftsområde. For hver kombinasjon av aggregat må en ta hensyn til at såvel minste som største tillatte produksjon er gitt. Minstepådraget kan være bestemt ut fra påkjenningsforhold i turbinen, krav til flötningsvann, konsesjonsvannføring etc. Til tider vil ett eller flere aggregat være ute av drift p.g.a. revisjonsarbeider.

Innenfor driftsområdet for enhver kombinasjon av aggregat er uttaket av natureffekt gitt av avgitt effekt med tillegg for tapene i vannvei, turbin og generator/transformator, eventuelt også linjer hvis slike er med i bildet.

I mange tilfelle vil det være realistisk også å ta hensyn til omkostningene ved start og stopp av aggregat.

Disse utgiftene betyr en vesentlig komplikasjon i beregningene, fordi den optimale driftsform i en gitt time blir avhengig av driften såvel før som etter denne timen.

Ved den praktiske løsning av produksjonsfordelingsproblemet, slik det er skissert foran, gjør vi bruk av de matematiske verktøy som betegnes variasjonsregning og dynamisk programmering.

EFA

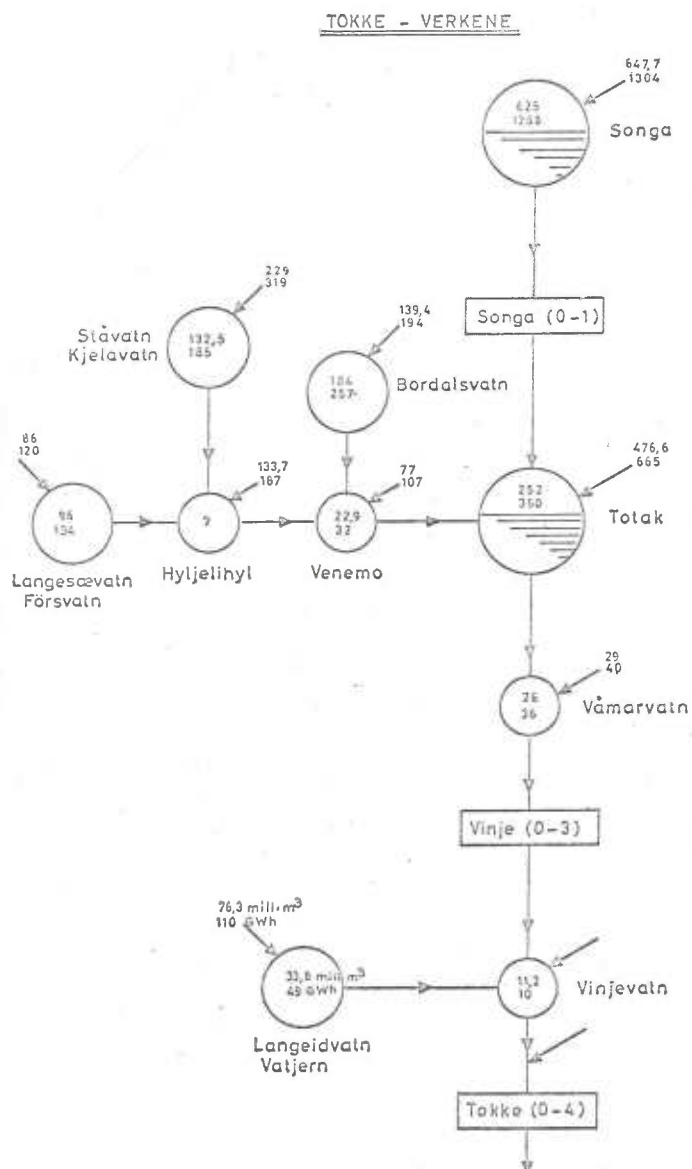


Fig. 5.1.

Vi skal kort ta for oss tilpassingen av metoden på Tokkeproblemet. Fig. 5.1 viser de viktigste element i systemet. De tre verkene Tokke (4 x 100 MW), Vinje (3 x 100 MW) og Songa (1 x 120 MW) skal til enhver tid dekke prognosert sum belastning.

Omkostningsfunksjonen er knyttet til uttaket for Totak og Songa magasin. Vinjevann er meget lite i forhold til installasjonene i Tokke og Vinje kraftverk, og tjener som kortsiktig buffermagasin. Kravet om balanse rundt Vinjevann er knyttet til en periode på 24 timer. Innenfor denne perioden utnyttes bufferen på en slik måte at totale kostnader minimaliseres. Framslippingen av vann fra øvrige magasin styres etter

visse manuelle regler som ikke skal berøres nærmere.

Fig. 5.2 viser et eksempel på resultatutskrift. For hver time gis ut antall aggregat i drift i hver stasjon og pådraget på disse. Dessuten prognosert sum belastning og beregnet vannstand i Vinjevann. Prognosen er beheftet med usikkerhet, og om ønsket vil utskriften inneholde resultatene for belastningsutviklinger som avviker \pm et spesifisert antall prosent fra prognosen.

EFA

Time nr.	TOKKE		VINJE		SONGA		Totalt Prod(MW)	Vannst. Vinjev. M
	Ant. aggr.	Prod(MW)	Ant. aggr.	Prod(MW)	Ant. aggr.	Prod(MW)		
0	3	251.5	2	150.0	1	100.0	501.5	464.4
1	3	250.0	2	150.0	1	91.5	491.5	464.4
2	3	240.0	2	145.5	1	90.0	475.5	464.4
3	3	240.0	2	145.5	1	90.0	475.5	464.4
4	3	241.5	2	150.0	1	90.0	481.5	464.4
5	3	241.5	2	150.0	1	90.0	481.5	464.4
6	3	260.0	2	150.5	1	100.0	510.5	464.4
7	3	270.0	2	160.0	1	101.5	531.5	464.4
8	3	280.0	2	162.5	1	110.0	552.5	464.5
9	3	293.0	2	170.0	1	120.0	583.0	464.5
10	3	286.0	2	170.0	1	110.0	566.0	464.5
11	3	291.0	2	170.0	1	120.0	581.0	464.5
12	3	290.0	2	170.0	1	120.0	580.0	464.5
13	3	290.0	2	170.0	1	113.5	573.5	464.5
14	3	280.0	2	169.5	1	110.0	559.5	464.5
15	3	280.0	2	165.5	1	110.0	555.5	464.5
16	3	290.0	2	170.0	1	113.5	573.5	464.5
17	3	280.0	2	163.5	1	110.0	553.5	464.5
18	3	270.0	2	160.0	1	108.5	538.5	464.5
19	4	330.0	2	155.5	1	100.0	585.5	464.5
20	4	344.8	2	160.0	1	110.0	614.8	464.5
21	4	350.0	2	161.4	1	110.0	621.4	464.5
22	4	337.4	2	160.0	1	100.0	597.4	464.5
23	4	350.0	2	162.0	1	110.0	622.0	464.5
24	4	320.0	2	150.0	1	91.0	561.0	464.4

Sammendrag for døgnet.

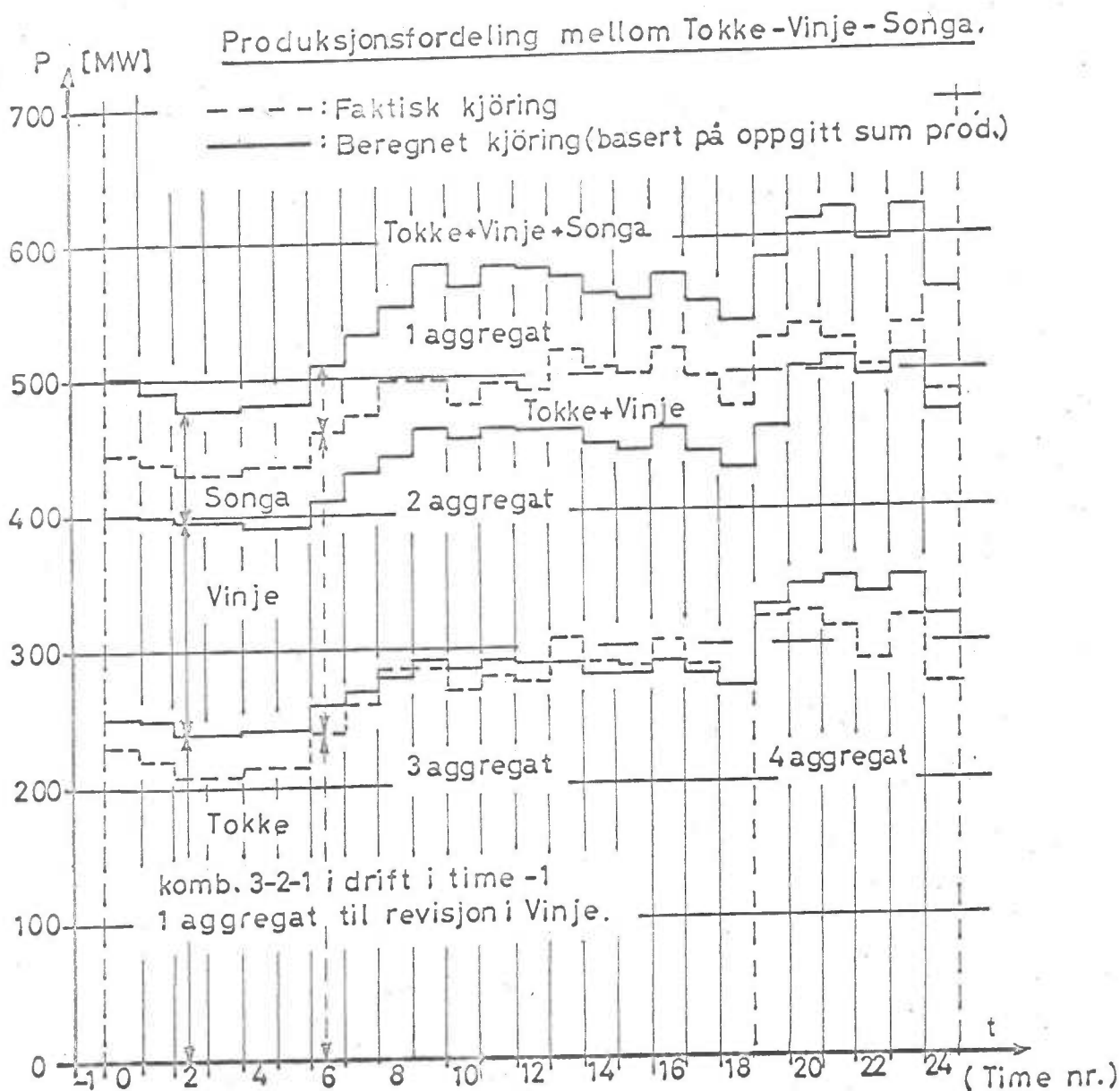
Flomrisk Totak: 0.0000 Flomrisk Songa: 0.0000

P r o d u k s j o n			T a p p i n g		Sum prod.
Tokke(GWh)	Vinje(GWh)	Songa(GWh)	Totak(mill.m ³)	Songa(mill.m ³)	(GWh)
6.92	3.84	2.53	6.99	3.65	13.29

	SONGA	TOTAK	VENEMO	BORDALSV.	KJELAV.	STÅV.	FÖRSV.	LANGESÆV.	HYL.
Gammelt magasin	351.00	181.51	17.44	126.81	17.72	0.80	4.85	52.80	
Nye magasiner	311.56	175.07	1.27	112.99	19.75	0.00	0.00	50.58	
Tappinger/døgn	3.06	6.62	2.90	1.04	0.00	0.11	0.54	0.18	0.62

Fig. 5.2. Eksempel på resultatutskrift.

EFA



Resultatet av en sammenlignende analyse er vist grafisk i fig. 5.3. Sum produksjon er hentet fra historiske data. Med heltrukken strek er vist den kjøring som datamaskinen har beregnet. Faktisk kjøring er gjengitt med stiplet strek.

Et større antall etterregninger av denne type antyder at gevinsten pr. døgn typisk kan ligge i området 2000 - 4000 kr. når det regnes med en energipris på 3 öre/kWh.

Beregningsopplegget vil etter hvert søkes innpasset som hjelpemiddel for den daglige drift. Spesielle vansker må i denne sammenheng overvinnes, fordi Tokkeverkene i dag har hovedansvaret for effektbalansen mot Sverige.

Metoden og opplegget er nærmere beskrevet i ref. [7].

6. Komiteens foreløpige sluttbemerkinger.

Komiteens første oppgave var ifølge mandatet å fastlegge kriteriet for optimal drift. Komiteen vil ikke ta stilling til det omfattende kraftpolitiske spørsmål å angi en målsetting for elforsyningen. Dette er en oppgave for de resp. myndigheter. Komiteen har oppfattet det som sin oppgave å gi denne målsettingen en formulering som er tilstrekkelig presis til at problemene kan få en systematisk behandling samtidig med at en kan dra full nytte av moderne hjelpemidler.

Komiteen har i første rekke behandlet retningslinjene for langtidsplanlegging av driften, dvs. de driftsstrategiske disposisjoner mht. utnyttelsen av magasinene, ved kjøp av suppleringskraft, produksjon av egen varmekraft og salg av tilfeldig kraft.

Beslutnings- Den metoden som komiteen anbefaler anvendt ved drifts-
kriterium planleggingen, bygger på det beslutningskriteriet som sier at driftsstrategien skal legges opp slik at de samlede forventete driftsavhengige utgiftene blir minimalisert.

Med de samlede driftsavhengige utgiftene forstås:
de driftsavhengige utgiftene ved egen produksjon av varmekraft
pluss de driftsavhengige utgiftene ved kjøp av suppleringskraft
minus inntektene ved salg av tilfeldig kraft
pluss omkostningene ved svikt i levering av fastkraft.

Det er altså forutsetningen at hensynet til ulemper og omkostningene ved en svikt i leveringen av fastkraft blir representert i de driftsavhengige utgiftene. Betydningen av dette beslutningskriteriet vil variere etter hvordan en velger å oppfatte "ulemper og omkostninger ved svikt i levering av fastkraft", eller med andre ord hvordan hensynet til forsyningens kvalitet skal representeres ved beregningene. Dette er nærmere behandlet i avsnitt 5.1.8.

EFA

Komiteen mener at de nyansene i oppfatningen som eksisterer med hensyn til elforsyningens målsetting, ikke er større enn at metodene, som bygger på beslutningskriteriet som er nevnt foran, kan tilpasses problemstillingen hos de enkelte elverk og samkjörings-selskap ved variasjoner i inngangsparametrene.

Langtids- Resultatet av beregningene etter den metoden som planlegging komiteen anbefaler, foreligger som en "vannverdi". av drift. Ved å sammenligne vannverdien med de aktuelle kraft- Praktisk prisene får en et svar på hvilke disposisjoner som er resultat av i samsvar med den fastlagte målsettingen. beregningene.

Organisasjon. Det kreves ingen endringer hverken i organisasjon eller prismekanisme for å kunne ta i bruk den nevnte metoden som støtte for driftsledelsens beslutninger. Dette gjelder både for samkjörings-selskapenes og elverkernes driftsplanlegging.

Prisfast- Vannverdien gir et uttrykk for de driftsavhengige settelse kostnadene. Dersom de enkelte elverkernes vannverdier ved hjelp av alene skal danne grunnlaget for avregningen av den vannverdi- tilfeldig kraftutvekslingen, bör en ved avtaler være beregninger. sikret at også de faste kostnadene blir rimelig fordelt Fordeling av mellom de enkelte elverkene (inkl. Statskraftverkene). Dette kan f.eks. gjøres ved at det stilles krav om faste og at de enkelte elverkene, ved hjelp av egen utbygging driftsav- og faste kontrakter, skal kunne oppfylle sine fast- hengige kraftforpliktelser med et visst krav til sikkerhet kostnader mellom de för de tillates å delta i tilfeldig kraftutveksling enkelte med prisfastsettelse utelukkende på grunnlag av de elverkene. driftsavhengige kostnadene.

Langsiktige I samarbeidet innen samkjörings-selskapene har en betraktninger hittil sökt å fremme en rimelig fordeling av produk- mht. forbed- sjonsapparatets faste kostnader ved at nivået for ring av pris- samkjörings-selskapenes nominelle priser er lagt mekanismen. omtrent på samme nivå som gjennomsnittsprisen ved statens fastkraftkontrakter.

Ved at en av forskjellig årsaker har valgt å ta hensyn til de faste kostnadene ved et påslag i de driftsav- hengige kostnadene ved tilfeldig kraftutveksling,

EFA

overføringsavgifter, etc., har en fått en prismekanismen som kan være til hinder for økonomisk fornuftige disposisjoner mht. utveksling av tilfeldig kraft. Komiteen håper at det opplegget som anbefales innført, vil kunne legge forholdene til rette for i større utstrekning å skille mellom faste og driftsavhengige utgifter ved avtaler om tilfeldig kraftutveksling.

- Sammenligning. Det kan ikke legges frem konkrete resultater som viser i hvilken grad drift etter den nye metoden vil gi et resultat som tilfredsstillende elverkets målsetting
- Konvensjonell drift- nye metoder. bedre enn drift etter konvensjonelle retningslinjer brukt av en driftsledelse med lang erfaring. En slik sammenligning er imidlertid mindre aktuell, idet den driftserfaringen som er opparbeidet, fortsatt vil bli benyttet også etter innføring av nye metoder. Den nye metoden vil etter komiteens oppfatning gi driftsledelsen en bedre oversikt over driftssituasjonen og klare retningslinjer for tilfeldig kraftutveksling. Med de store beløpene som er med i spillet, vil en relativt liten forbedring av driftsstrategien i løpet av meget kort tid betale den innsats det er tale om.
- Korttidsplanlegging av drift. Komiteen har også medvirket under utvikling av metoder for anvendelse ved korttidsplanlegging av driften (planlegging av driften fra time til time i de nærmeste døgn). I rapportens avsnitt 5.2 er det beskrevet hvordan det opplegget som her foreligger, er anvendt ved et konkret prosjekt.
- Samordning drift- utbygging. Den integrerte problemstillingen omfatter minimalisering av de totale kostnadene (sum av faste og driftsavhengige kostnader). Komiteen har hittil i første rekke behandlet de driftsavhengige kostnadene. Tradisjonelt betraktes driftsplanlegging og utbyggingsplanlegging i en viss utstrekning som to uavhengige arbeidsområder. Drifts- og utbyggingsplanleggingen bør sees i sammenheng, slik at retningslinjene i de to tilfelle blir utarbeidet etter den grunnleggende målsettingen.

APPENDIX 1. Eksempler på ulike beslutningskriterier.

1. Innledning
2. Minimax-prinsippet
3. Maximax-prinsippet
4. Hurwicz's α -kriterium
5. Bayes kriterium
6. Savages minimum regret kriterium



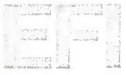
1. INNLEDNING.

Når det gjelder driften av vannkraftverk, vil konsekvensene av driftsledelsens beslutninger være avhengig av hvordan tilsiget utvikler seg i tiden videre fremover. Vi kan derfor betrakte problemet med å legge opp en strategi for driften av vannkraftverk som et spill mot naturen.

I det følgende vil det kort bli redegjort for en del beslutningskriterier som er behandlet i litteraturen for anvendelse i spill mot naturen. [10]. (Minimax, maximax, Hurwicz's α , Bayes og Savages minimum regret kriterium). De ulike beslutningskriteriene vil bli illustrert ved hjelp av et forenklet eksempel fra kraftforsyningen.

Et elverk som er avhengig av krafttilførsel utenfra, og som har en egen kraftstasjon uten mulighet for sesongregulering, skal fastlegge størrelsen på sitt abonnement fra engrosleverandøren for det kommende året. Fastkraftteterspørselen innen elverkets forsyningsområde for det aktuelle året er prognosert til 180 GWh. Produksjonen i verkets kraftstasjon varierer mellom 79 GWh/år og 130 GWh/år, avhengig av tilsigsforholdene. Engrosleverandørens tariff er bygget opp med en fastavgift på 75 000 kr/MWår. For uttak under abonnementsgrensen betales på vintertid 18 kr/MWh og på sommertid 9 kr/MWh. Eventuelt behov utover abonnementsgrensen må kjøpes som tilfeldig kraft. For tilfeldig kraft betales 50 kr/MWh for de første 50 GWh, for ytterligere kraft betales 100 kr/MWh.

Vi forutsetter for enkelhets skyld at engrosleverandøren vil kunne opprettholde leveringen uavhengig av tilsigsforholdene. Det forutsettes videre at det i alle år vil kunne kjøpes tilfeldig kraft til de prisene som er nevnt. Vi forutsetter også at ulempene og omkostningene ved en eventuell rasjonering vurderes så pass høyt i forhold til de aktuelle prisene på tilfeldig kraft at rasjonering ikke blir aktuelt. Vi forutsetter videre at valget av abonnement for det kommende året ikke innvirker på valgmulighetene i årene videre fremover. (I dagens situasjon innen kraftforsyningen vil denne siste forutsetning ofte ikke være til stede).



I eksemplet er beregningene basert på 10 tilsigsår (1955 - 1964). I den følgende tabell 1 (utgiftsmatrise) er det stilt opp de handlingsalternativene (dvs. abonnementsstørrelser) elverket kan velge mellom og hvilke økonomiske konsekvenser (dvs. utgifter til kjøp av kraft i Mkr) disse fører til, avhengig av hvilket tilsigsår som kommer igjen det kommende året. Vi regner da at den foreliggende 10-årsstatistikk er representativ for hva vi kan vente oss i det kommende året.

I det spillet som er valgt som eksempel, blir altså elverkets trekk valg av abonnement. Motspilleren, dvs. naturen, trekker tilsigsår.

Av tabell 1 ser vi at dersom tilsiget i det kommende året blir som i 1955, vil elverket få en samlet utgift til kjøp av kraft (kontraktskraft pluss tilfeldig kraft) på 3,47 Mkr dersom det velger et abonnement på 8 MW. Dersom elverket velger et abonnement på 8 MW, ser vi videre at de maksimale utgifter som vil kunne opptre, blir 4,42 Mkr; de forventete utgifter dersom alle tilsigsår tillegges lik sannsynlighet, blir 3,25 Mkr (aritmetisk middelvei av alle utfall); de minimale utgifter som vil kunne opptre, blir 1,72 Mkr; middelveien av de maksimale og minimale utgifter blir 3,07 Mkr; alt under forutsetning av et abonnement på 8 MW.

Det vil fremgå av de følgende avsnittene at de ulike beslutningskriteriene vil kunne peke ut forskjellige abonnement som det "riktige" valg.

Tabell 1. Utgiftsmatrise. (Samlete utgifter i Mkr til kjøp av kraft som funksjon av tilsigsår og abonnementsstørrelse).

HANDLINGALTERNATIV (abonnement i MW).

ÅR	AB [MW]	8	10	12	14	15	16	17	18	Egen prod. GWh	Totalt kjøp GWh
		55	3.47	3.20	2.90	2.66	<u>2.39</u>	2.47	2.55	2.62	95
56	3.67	3.40	3.13	2.86	<u>2.46</u>	2.54	2.62	2.69	91	89	
57	2.22	<u>1.65</u>	1.80	1.95	2.02	2.10	2.18	2.25	120	60	
58	3.17	2.90	2.63	<u>2.24</u>	2.30	2.38	2.47	2.54	101	79	
59	4.42	4.00	3.73	3.46	3.32	3.19	<u>2.80</u>	2.87	79	101	
60	4.07	3.80	3.53	3.26	3.12	2.99	<u>2.74</u>	2.81	83	97	
61	2.32	2.05	<u>1.83</u>	1.98	2.05	2.13	2.21	2.28	118	62	
62	1.72	<u>1.50</u>	1.65	1.80	1.87	1.95	2.03	2.10	130	50	
63	3.97	3.70	3.43	3.16	3.02	<u>2.63</u>	2.71	2.78	85	95	
64	3.42	3.15	2.88	<u>2.31</u>	2.38	2.46	2.54	2.61	96	84	
MAKS. UTG.	4.42	4.00	3.73	3.46	3.32	3.19	<u>2.80</u>	2.87			
FORV. UTG.	3.25	2.94	2.75	2.57	2.49	<u>2.48</u>	2.49	2.56			
MIN. UTG.	1.72	<u>1.50</u>	1.65	1.80	1.87	1.95	2.03	2.10			
σ_j ($\alpha = 0,5$)	3.07	2.75	2.70	2.63	2.60	2.57	<u>2.42</u>	2.48			

Tilsigsår (motspillerens trekk).



2. MINIMAX-PRINSIPPET.

Dette prinsippet er utviklet for bruk ved såkalte 2-personers nullsum spill. Valgproblemene er her karakterisert ved:

- a) det er bare to handlende deltakere,
- b) hver deltaker har et endelig antall distinkte og gjensidig utelukkende handlingsalternativ,
- c) begge deltakere må treffe sitt valg blant sine respektive alternativ uten å vite hvilket handlingsalternativ den annen vil velge,
- d) enhver kombinasjon av et handlingsalternativ hos den ene deltaker med et handlingsalternativ hos den annen deltaker, bestemmer entydig og i målbar mengde hva konsekvensen (utfallet) av kombinasjonen blir for begge deltakere,
- e) begge deltakere har kjennskap til hele settet av mulige utfall,
- f) ethvert utfall kan oppfattes som en gevinst for en av deltakerne og et nøyaktig like stort tap for den annen deltaker (null-sum).

Teorien (utviklet av von Neumann og Morgenstern) for minimax-prinsippet viser at når begge parter søker å oppnå størst mulig gevinst for seg, må de, siden den enes gevinst er den annens tap, innrette seg slik at de sørger for lavest mulig maksimal gevinst for motparten (derav navnet minimax).

Teorien for 2-personers null-sum spill har også fått anvendelse på situasjoner der det er bare en aktiv bevisst deltaker. I vårt tilfelle representeres motparten av naturen. På grunnlag av statistikk antar vi at vi kjenner motspillerens mulige trekk. Vi vet dog ikke hvilket trekk han vil velge. Utledningen av minimax-prinsippet forutsetter at motspilleren bevisst er ute etter gevinst på den annen parts bekostning. Minimax-prinsippet er derfor ikke selvskrevet i vårt tilfelle.

I spill mot naturen, i motsetning til spill mot en bevisst motspiller, må anvendelse av minimax-prinsippet sees som uttrykk for en forsiktig, pessimistisk holdning. Prinsippet innebærer at en innretter seg på at naturen alltid vil vise seg fra sin mest ugunstige side, og at en selv velger sitt handlingsprogram slik, at en under disse forhold kommer best mulig ut av det.

I vårt tilfelle med valg av abonnement betyr dette at vi vil velge et abonnement på 17 MW idet dette vil gi de laveste utgifter dersom det ugunstigste tilsigsår (1959) skulle komme igjen.

3. MAXIMAX-PRINSIPPET.

Maximax-prinsippet består i å velge det handlingsalternativ hvis største gevinst er størst. At en velger handlingsalternativ bare etter hvorvidt det gir mulighet for største gevinst innebærer tillit til at naturen vil "velge" en tilstand som gjøre at denne største gevinst blir høstet.

Dersom dette prinsippet skal anvendes på eksemplet vårt, vil det si at vi velger det abonnement som gir mulighet for å oppnå de minste utgifter. Det vil si vi velger et abonnement på 10 MW.

4. HURWICZ'S α -KRITERIUM.

For hvert av våre egne handlingsalternativ (spaltene i utgiftsmatrisen) betraktes både gunstigste og ugunstigste utfall, som vi for spalte j vil betegne hhv. β_{jm} og β_{js} .

Velg nå avhengig av eget skjønn de vektor α og $(1-\alpha)$ som en vil tillegge gunstigste og ugunstigste utfall, $0 < \alpha < 1$. Beregn deretter for hvert handlingsalternativ:

$$\sigma_j = \alpha \beta_{jm} + (1 - \alpha) \beta_{js}$$

Velg så det handlingsalternativ som gir minst verdi av σ_j .

Dersom en velger $\alpha = 0$, svarer dette til at en følger minimax-prinsippet, velges $\alpha = 1$, svarer dette til at en følger maximax.

I vårt eksempel har vi tilfeldig valgt $\alpha = 0,5$, dvs. vi legger lik vekt på gunstigste og ugunstigste utfall. Dette gir da et abonnement på 17 MW.

Felles for de tre valgkriterier minimax, maximax og Hurwicz's α er at de utelukkende er basert på en betraktning av ekstreme utfall, hhv. ugunstigste, gunstigste eller begge to.



5. BAYES-KRITERIET.

De tilstander (tilsig) som naturen kan velge, betraktes alle som like sannsynlige. Med n mulige utfall blir sannsynligheten for hver av dem $1/n$. For et valgt handlingsalternativ blir forventet utfall (forventet utgift):

$$E_j = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \beta_{ji}$$

j : indeks for handlingsalternativ (abonnement),

i : indeks for naturtilstand (tilsigsår).

Etter dette kriteriet velges det handlingsalternativ som gir det gunstigste forventete utfall. I vårt eksempel velger vi det abonnement (16 MW) som gir de laveste forventete utgifter.

For dette kriteriet gjelder at selv om de bygger på alle utfall, tar de ikke eksplisitt hensyn til eventuelle muligheter for ekstra store tap eller gevinster ved valg av handlingsalternativ, men er ensidig innrettet på forventningsverdien.

Ved en variant av Bayes-kriteriet tillegges en hver naturtilstand (tilsigsår) en sannsynlighet f_i . Forventet utfall ved et valgt handlingsalternativ blir da

$$E_j = \sum_{i=1}^n f_i \beta_{ji}$$

En velger også her det handlingsalternativ som gir det gunstigste forventet utfall (laveste forventete utgifter).

6. SAVAGES MINIMUM REGRET KRITERIUM.

Minimum regert-kriteriet tilsier at en velger sitt handlingsalternativ slik at det største forspilte belöp en kan bli utsatt for (avhengig av naturens valg) blir minst mulig.

Dette kriteriet kan illustreres ved at vi ser på eksemplet med valg av abonnement. Dersom vi skulle få tilsig som i 1955, har driftslederen ingen grunn til å angre dersom han har valgt 15 MW. Men han har forspilt 1,08 Mkr, dersom han har valgt 8 MW, han har forspilt 0,81 Mkr, dersom han har valgt 10 MW, osv. (hele tiden under forutsetning av at vi får tilsig som i 1955).

Tilsvarende dersom vi får tilsig som i 1959, har driftslederen vært heldig dersom han har tegnet kontrakt på 17 MW. Men han ville ha forspilt 1,62 Mkr dersom han tegnet kontrakt på 8 MW, han ville ha forspilt 1,20 Mkr dersom han valgte 10 MW, osv. (hele tiden under forutsetning av at vi får tilsig som i 1959).

For hver kombinasjon av abonnement og tilsigsår beregner vi det belöp som forspilles dersom en velger et abonnement som er forskjellig fra det som er det gunstigste ved det aktuelle tilsigsår.

Vi kan nå danne en ny matrise, regret-matrisen, som inneholder de forspilte belöp, slik som vi har beregnet dem ovenfor.

Den nye matrisen får vi ved at vi fra hvert element trekker den laveste verdi som forekommer i vedkommende linje. Det vil derfor i regret-matrisen være minst en null i hver linje, svarende til det handlingsalternativ (abonnement) som for linjens naturtilstand (tilsigsår) gir det gunstigste resultat, dvs. ingen ting å angre på eller null regret.

Foreksemplet med valg av abonnement blir regret-matrisen som vist på neste side.

Dette kriteriet peker ut 16 MW som gunstigste abonnement idet en her, uansett hvilket av de 10 tilsigsår som kommer igjen, ikke risikerer å forspille mere enn 0,45 Mkr. For alle övrige valg av abonnement risikerer en å forspille större belöp.

REGRETMATRISSE.

AB ÅR		HANDLINGSALTERNATIV (ABONNEMENT I MW)									
		8	10	12	14	15	16	17	18		
55		1.08	0.81	0.51	0.27	0	0.08	0.16	0.23		
56		1.21	0.94	0.67	0.40	0	0.08	0.16	0.23		
57		0.57	0	0.15	0.30	0.37	0.45	0.53	0.60		
58		0.93	0.66	0.39	0	0.06	0.14	0.23	0.30		
59		1.62	1.20	0.90	0.66	0.52	0.39	0	0.07		
60		1.33	1.06	0.79	0.52	0.38	0.25	0	0.07		
61		0.48	0.22	0	0.15	0.22	0.30	0.38	0.45		
62		0.22	0	0.15	0.30	0.37	0.45	0.53	0.60		
63		1.34	1.07	0.80	0.53	0.39	0	0.08	0.15		
64		1.11	0.84	0.57	0	0.07	0.15	0.20	0.30		
STÖRSTE FOR- SPILTE BELÖP		1.62	1.20	0.90	0.66	0.52	0.45	0.53	0.60		

TILSIGSÅR (motspillerens trekk).