

3.1.1. Körningen av ett blandat kraftsystem (problemställningarna i krafthushållningsfrågor)

Överingenjör J E RYMAN, AB Skandinaviska Elverk

Ett försök till analys av problemställningarna vid körningen av ett kraftsystem göres, varvid förutsättes att man har ett kraftsystem bestående av flera av varandra oberoende ekonomiska delsystem. I ett eller flera kraftsystem förutsättes dels vattenkraft av olika slag, såsom magasinskraftverk, strömkraftverk och pumpkraftverk samt dels värmekraft av olika slag, såsom atomkraft, mottryckskraft, äldre och modern kondenskraft samt gasturbiner. Respektive system antages färdigplanerat och problemet är nu att driva systemet så ekonomiskt som möjligt. I första hand överväges förhållandena i de nordiska kraftsystemen, varvid samtidigt avses att principerna skall vara tillämpliga vid utbyte mellan de olika delsystemen-länderna.

Det kanske kan vara lämpligt att studera frågan från den situation den ingenjör står i som skall handhava krafthushållningen i praktiken i ett kraftsystem. Det första steget synes då bli att planera »den närmaste säsongen», vilket i sin tur innebär att man måste ta vissa hänsyn även till säsongen därpå. Sedan en sådan bedömning genomförts blir nästa steg att överväga krafthushållningen den närmaste tiden — säg »kommande vecka» — och när denna är klar »nästa dag och timme» samt slutligen lastfördelningen mellan de olika kraftanläggningarna under löpande timme.

Slutligen skall göras ett försök att dra slutsatser beträffande prismekanism och avtal för att man skall få god ekonomisk funktion i samkörningen. Dessa slutsatser — liksom bedömningen av samkörningsfrågan i övrigt — baserar sig på arbeten, som gemensamt utförts inom VAST:s samkörningskommitté.

Definition av ett blandat kraftsystem

Inledningsvis har angivits att vi förutsätter ett kraftsystem bestående av en lämplig avvägning mellan olika förekommande kraftkällor.

TEKNISKA VARIANTER

Olika förekommande vattenkraftverk kan ur teknisk synpunkt karakteriseras med fig. 52. Ett strömkraftverk utan korttidsmagasin eller i varje fall långtidsmagasin anses som ett specialfall av det generella kraftverket med

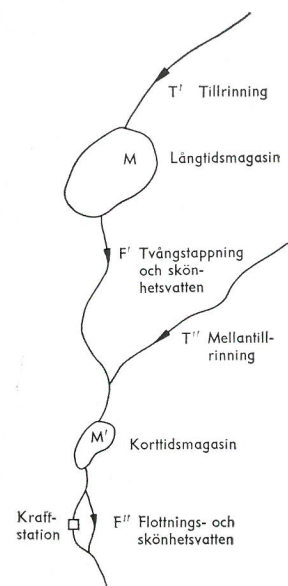


Fig. 52. Olika förekommande vattenkraftverk.

magasin av olika slag. Beroende på de tekniska och även i viss mån ekonomiska förutsättningarna kan vattenkraftverken förses med olika typer av turbiner — i första hand Kaplan-, Francis- och Pelton-turbiner.

Pumpkraftverk får i detta sammanhang täcka dels det normala pumpkraftverket — dvs. ett kraftverk enligt fig. 52, men där man nedströms kraftverket har ett stort magasin eller ett vattendrag med lågt reglerad vattenföring från vilket vatten ibland pumpas upp i de ovanförliggande korttids- och långtidsmagasin för kraftförädling — dels t. ex. den lagring i finska och norska magasin, som svenska kraftföretag avtalat. Kraften skall ju »pumpas» in i magasinerna för återleverans senare med viss »lagrings-ekvivalent», dvs. man har samma ekonomiska funktion som ett pumpkraftverk.

När det gäller värmekraften bör här nämnas atomkraftverken som — när de kommer — kan väntas erbjuda såväl tekniska varianter ifråga om storlek, ångtryck, ångtemperatur, kylmedel etc. som sådana varianter, som har primär ekonomisk betydelse, såsom anrikat-naturligt uran, bränsleladdning som skall förnyas vart tredje år eller kanske ett par, tre gånger om året.

De konventionella kondenskraftverken kan vi här lämpligen indela i tre olika kategorier, den första bestående av äldre kondenskraftverk med förhållandevis komplicerade tekniska kopplingsarrangemang, den andra av moderna stora blockstationsenheter med varje panna-turbingenerator-transformator av storleksordningen 150 MW eller större och där man via ett eller två mellanöverhettningsteg arrangerat för högsta möjliga driftverkningsgrad — 40 % eller något högre. Den tredje gruppen slutligen kan få

vara förhållandevis stora ångkraftaggregat men som även avses för topp-effektkörning eller haverireserv och där man icke brytt sig om att sätta in mellanöverhettning. Man har vägt mellan anläggningskostnad och drift-ekonomi. Verkningsgraden för dessa aggregat kan ligga vid 30—35 %.

Gasturbinerna slutligen karakteriserar vi ur teknisk synpunkt som aggregat av storleksordningen 5 à 40 MW lämpliga för automatisk start — och snabb sådan — men där verkningsgraden icke är särdeles hög — registret 15 à 30 %.

EKONOMISKA VARIANTER OCH KARAKTERISTIKOR

I detta sammanhang bortser vi helt och hållet från de fasta kostnaderna för kraftanläggningarna, vare sig dessa kan karakteriseras som kapitalkostnader, fasta personalkostnader, fasta bränslekostnader (i fallet atomkraft) eller fasta underhållskostnader. Alla dessa kostnader påverkar icke direkt principerna vid körningen av ett kraftsystem.

Vattenkraft

Vattenkraften kan i det här sammanhanget i det närmaste anses ha en rörlig kostnad som försummas. De rörliga kostnaderna består ju i första hand av driftkostnader för sjöregleringarna, flottning osv., och det kan till och med diskuteras om inte en stor del av dessa kostnader dessutom måste betraktas såsom fasta kostnader. För att förenkla det hela något anser vi alltså vattenkraftens rörliga kostnad lika med noll.

Detta gäller dock icke pumpkraftverken, utan för dessa blir den rörliga kostnaden lika med kostnaden för det *dyraste* i drift varande värmekraftverket i systemet under den tid pumpning pågår. Därtill kommer pumpkraftverkets verkningsgrad och man kan därför sätta pumpkraftverkets rörliga kostnad till a/η där a är omnämnda rörliga kostnad för det *dyraste* i drift varande värmekraftverket och där η är pumpverkningsgraden.

Den omnämnda »specialpumpen», t. ex. svensk lagring i Norge, har samma ekonomiska karakteristik med det tillägget att under vissa förhållanden är η lika med 0,50 och under vissa förhållanden 0,75. Om inlagringen — pumpningen — sker sommartid och återtagandet av kraften sker före viss tidpunkt på hösten får man tillbaka 75 % av den inpumpade kraften, men om man väntar och tar ut kraften under vintertid, då den antages ha högre värde, får man tillbaka endast 50 %. I övrigt har denna pumpkraft samma ekonomiska egenskap som s. k. normalpumpning, dvs. det inpumpade vattnet går till överrinning, om den naturliga tillrinningen till resp. magasin tillsammans med tappningsplanen resulterar i överrinning.

Atomkraft

Den rörliga kostnaden för atomkraft beror naturligtvis på vilka tekniska varianter man har valt. Tänker man sig en s. k. breeder, dvs. en anläggning där det skapas mera klyvbart bränsle, än man matar in i anläggningen, kan den rörliga kostnaden bli mycket låg. En något mera konventionell atomkraftanläggning med naturligt uran som bränsle och tungt vatten som moderator antages få en rörlig kostnad i dagens penningvärde av storleksordningen 0,5 à 1,5 svenskt öre/kWh. En anläggning med lätt anrikat uran och lätt vatten som moderator kanske får en rörlig kostnad av storleksordningen 1 à 1,5 öre/kWh och slutligen en anläggning med lätt anrikat uran och organisk moderator får ytterligare kanske några tiondels öre per kWh i rörlig kostnad.

När det gäller atomkraft är det särskilt viktigt att observera, att när det i internationell litteratur ofta talas om bränslekostnader är detta icke det samma som rörliga kostnader. I bränslekostnader inräknas ofta kostnader för bränsle, som man har vare sig stationen köres eller icke. Hårddrigades frågan kan man emellertid alltid säga att all bränslekostnad må vara rörlig, men praktiskt sett kan de angivna kostnadsintervallen sannolikt användas med tillräcklig noggrannhet.

Konventionell ångkraft

Verkningsgraden för moderna ångkraftverk kan som bekant variera åtskilligt. För 200 moderna ångkraftverk, som alla byggts under 1950-talet varierar de specifika värmeförbrukningstalen mellan 2 000 och 3 200 Mcal/MWh och medianvärdet för anläggningarna ligger vid 2 500 Mcal/MWh driftverkningsgrad med hänsyn tagen till den intermittens i driften, som resp. anläggning i verkligheten haft.¹

Den rörliga underhållskostnaden för ett kondenskraftverk varierar naturligtvis en del. I svenska utredningar, som gjordes förra året, begagnades 0,3 svenska öre/kWh, men denna siffra torde nog vara i högsta laget för moderna anläggningar. Det skulle vara intressant att få en dansk bedömning på denna fråga.

Startkostnaden slutligen är även den ganska svårbedömd ifrån svenska förhållanden — man brukar räkna med att en start av ett normalt ångkraftverk i Sverige kostar lika mycket som en à två timmars drift.

Man kan då kanske skissera en rörlig kostnad för modern kondenskraft enligt $(0,25 \times b \times k_1 + 0,3)$ svenska öre/kWh där b = bränslepriset i kr/Gcal. k_1 är en korrektionsterm, i vilken osäkerheten i oljepriserna finns inbakad samt även en viss omräkningsfaktor, av-

¹ Karl Schröder: Grosse Dampfkraftwerke. 1959

seende bl. a. värmevärdet i oljan. Speciellt om man i en bedömning ett år framåt eller längre vill ta hänsyn till osäkerheten i oljepriserna i en ekonomisk avvägning mellan kraftresurserna synes den osäkerheten böra tagas med i bedömningen i det angivna uttrycket och icke först sedan all beräkning genomförts. Det blir svårt annars att överblicka hur osäkerheten egentligen inverkar.

När det gäller äldre ångkraftverk stiger dels faktorn 0,25 upp till 0,55 (15 à 16 % verkningsgrad) och dels blir det rörliga underhållet större. Faktorn 0,3 i angivet uttryck stiger då kanske till 0,4 à 0,5.

Mottrycks- och kondenskraftanläggningar

På senare tid har det blivit allt vanligare att kombinera renodlade mottrycksanläggningar med värmekondensor — t. ex. det moderna Hässelbyverket i Stockholm. Man kan uttrycka det så att anläggningen då dels består av en mottrycksanläggning (när det finns ett behov för uppvärmning eller processvärme) och dels en kondenskraftanläggning, karakteriserad av att det värme i kondensorn, som inte mot betalning kan placeras som värmebelastning, får kylas bort såsom renodlade förluster. Kostnadsuttrycket för ångkraft kan då angivas så, att specifika värmeförbrukningen för mottrycksdelen ligger i registret 0,1 à 0,2 (beroende på hur stort behov av mottrycksånga som föreligger) och för kondenskraftdelen blir specifika värmeförbrukningen av storleksordningen 0,35 à 0,4 Mcal/MWh.

Gasturbiner

Den rörliga kostnaden för gasturbiner skrives till

$$(0,35 \times b \times k_1 \times k_3 \times k_4 + 0,2) \text{ svenska öre/kWh}$$

k_1 är samma korrektionsterm som för ångkraftverk, k_3 är ett tillägg om dyrare olja användes och k_4 oerfarenhetskorrektion. Man har bedömt det så, att den rörliga underhållskostnaden för gasturbinerna ligger något lägre än för kondenskraftverk.

I detta sammanhang kanske det kan vara av intresse att nämna, att den s. k. »direktörsfaktorn k_5 » — av två skäl — inte kommer in i kostnadsuttrycken för kraftkällorna när det gäller körningen av ett befintligt kraftsystem. Faktorn användes endast när det gäller dimensioneringen av systemen.

Grundprinciperna vid körningen av ett kraftsystem

Grundprinciperna vid körningen av ett kraftsystem är naturligtvis att köra det så billigt som möjligt, men detta är icke alltid möjligt sett ur kraftföretagens synpunkt. Vi förutsätter här att frågan om leveranssäkerheten är av-

klarad och problemet blir då att uppgöra en tappningsplan för vattenkraftmagasinen, som så långt möjligt resulterar i att tillrinningarna utnyttjas utan att man får stora kraftöverskott, samtidigt som de olika värmekraftkällorna skiktas in i tappningen, så att den genomsnittliga utnyttjningstiden för varje enskild värmekraftkälla får ett mot kraftkällans rörliga kostnad svarande värde. Man skall alltså ordna det så att den värmekraftkälla, som har den lägsta rörliga kostnaden, skall drivas längre än den som har den högsta rörliga kostnaden, men de billigare värmekraftkällorna får inte sättas in i drift för tidigt, ty då kan det resultera i kraftöverskott onödigt ofta. Det är uppenbart att här har man ett avvägningsproblem med en mångfald variabler och det gäller att gissa och pröva olika tappningsregler tills man finner den billigaste totallösningen.

Ser man det på en kortare tidsperiod — nästa vecka — gäller det dels återigen att endast ha vissa av värmekraftkällorna i drift kanske, men dessutom att särskilt noga planera erforderlig magasinsavtappning från de rätta magasinerna och vidare att komma överens med samkörande kraftföretag eller länder om kraftutbyten och då är det angeläget att ha ett prissystem, som verkligen lockar fram de rätta affärerna.

På ännu kortare sikt slutligen — nästa timme — gäller det (förutom de tidigare omnämnda frågeställningarna) att fördela lasten mellan olika kraftverksmaskiner på ett sådant sätt, att man kör på samma gränsvärde på kraften i alla stationer och därtill så att det erforderliga automatiska reglerarbetet fördelas på samma gränskraftvärde. I det följande skall nu göras ett försök att sammanfatta en del synpunkter på körningen med angivnen målsättning.

Synpunkter på den ekonomiska körningen

KÖRNINGEN EN VISS »SÄSONG» EXEMPELVIS 1960/61 (MED TANKE ÄVEN PÅ FÖRVÄNTADE FÖRHÅLLANDEN DÄRPÅ FÖLJANDE SÄSONG)

Här antages nu att vi står i en körningscentral och skall planera krafthushållningen framöver och det kanske kan vara lämpligt att starta bedömningen efter slutet av en vårflod i ett sammansatt kraftsystem i princip definierat enligt det tidigare, dvs. det förekommer vattenkraft av olika slag, och för att anknyta det hela till nordiska förhållanden förutsättes att vattenkraftandelen i totalsystemet är någonstans mellan 50 och 130% räknat som normalårsproduktion i förhållande till den prognoserade belastningens normalvärde. Värmekraft av olika slag finns med i systemet liksom överföringar, innebärande överföringsförluster av ekonomiskt betydande storlek.

För att bedöma hushållningen måste vissa förutsättningar göras.

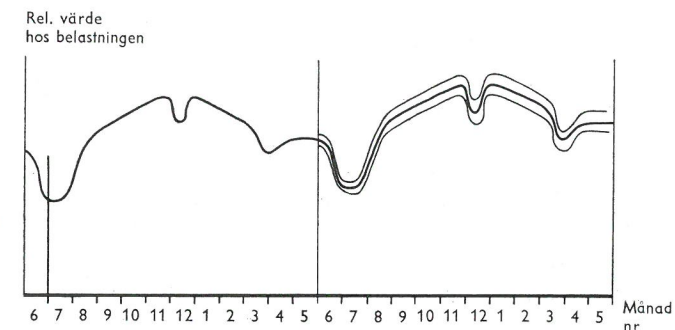


Fig. 53. Relativ belastningskurva för år 1 och 2 med 7,2 % belastningsökning normalt men med hänsyn tagen till att belastningsökningen år 2 kan bli större eller mindre (ett visst belastnings-sving).

Belastningsprognosen

Det förutsättes att man på sedvanligt sätt har en långsiktig belastningsprognos för åtminstone 10 år framöver, men det är nu nödvändigt att detaljanalysa prognosen i första hand för två år framöver. I fig. 53 visas en något så när detaljerad tvåårsprognos för ett sådant kraftsystem, där belastningsökningen antages vara t. ex. 7,2 % (fördubbling på 10 år). Förutom en normalprognos förutsättes t. ex. för vecka 50 och 51 att samtidigt som man kan tänka sig en högkonjunktursituation i de närmaste veckorna före jul, måste man vara beredd på att förhållandevis sträng kyla kan förekomma dessa veckor, och möjligheter till speciell produktionsökning med kort varsel måste därför föreligga. Som markerats på år 2 måste även hänsyn tagas till belastningssvinget, dvs. belastningsökningen blir påverkad av högkonjunktur-lågkonjunktur eller i ett mindre kraftsystem av en kanske försenad större belastningsinstallation i en industri, allt medförande avvikelser från den långsiktiga belastningsökningen, som körcentralen måste vara beredd på.

Vattenkraft

Bedömningen skall genomföras t. ex. den 1/7 och då konstateras att i tillgängliga sjömagasin finns lagrade vissa energiinnehåll, vi har en viss förhandenvarande tillrinningssituation och väderlekstyp och har tillgänglig en statistisk årsserie på tillrinningar till magasinerna och mellantillrinningar. I Sverige arbetar vi för närvarande med en statistisk tillrinningsserie, omfattande 1925—1955, men sannolikt kommer vi nu att övergå till årsserien 1930—1960. Här bör omnämnas att det synes lika viktigt att samkörande företag arbetar med samma vattenårsserie som den tidigare omnämnda leveranssäkerheten.

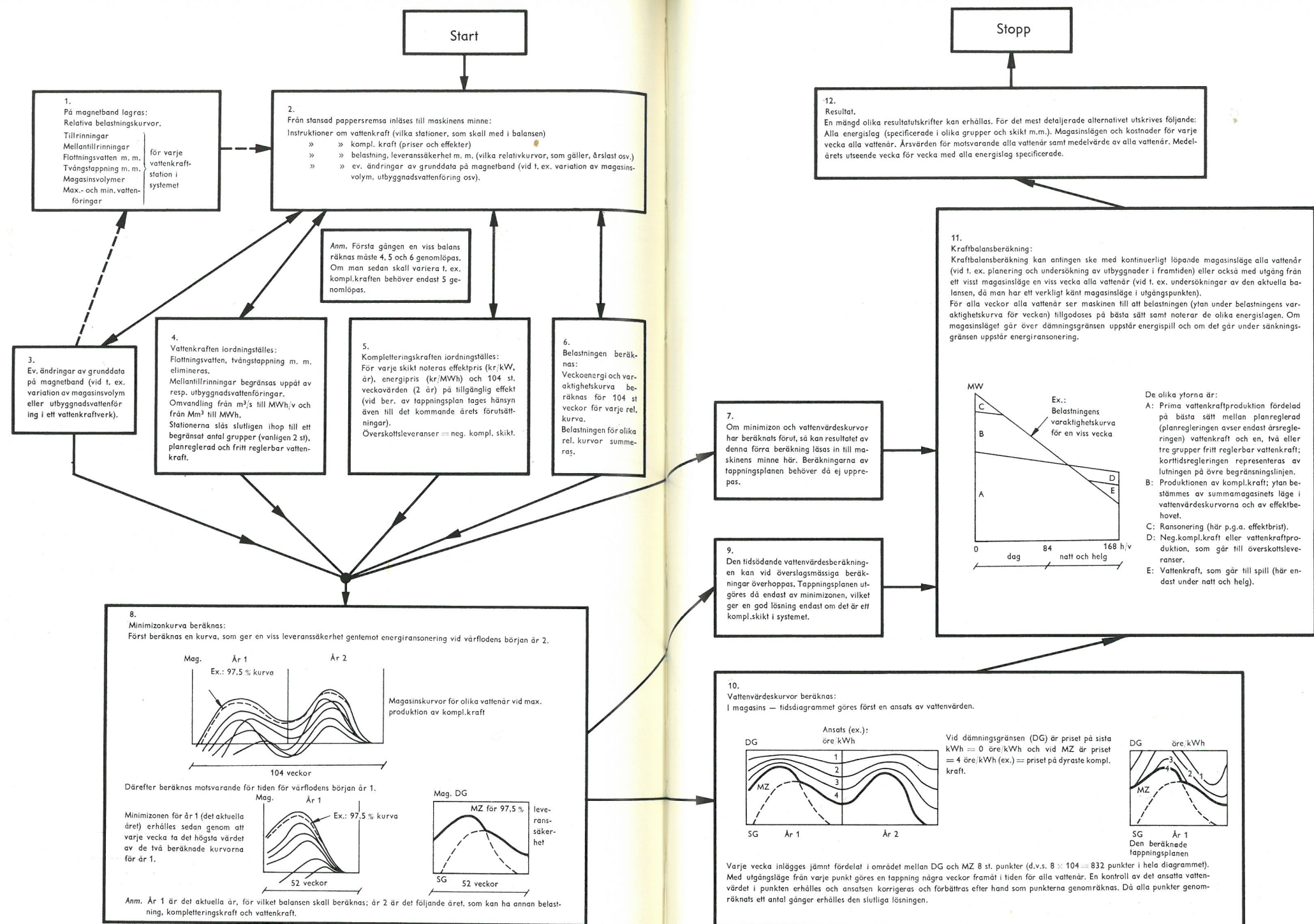


Fig. 54. Blockdiagram för kraftbalansberäkning på matematikmaskin.

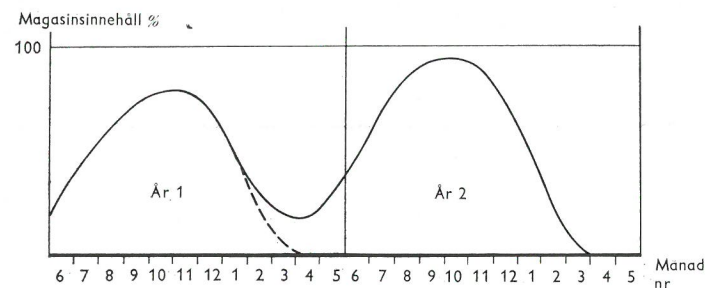


Fig. 55. Minimizon för år 1 och 2 vid oförändrad produktionsapparat men belastningsökning 7,2 %.

Värmekraft

För värmekraftkällorna har man att bedöma mängden inlagrat bränsle, bränsletillförsel för tvåårsperioden samt priset för *nyanskaffat bränsle*, och här bör särskilt poängteras att det är naturligtvis alldeles oväsentligt vad det redan inlagrade bränslet på sin tid har kostat. Inlagringspriset är en separat och avklarad affär, men man behöver veta vad det kostar att ersätta den bränslekvantitet, som man överväger att köra ut, med nytt bränsle.

Körningsplaneringen

Det första som måste bedömas är den s. k. minimizon, som beskrivits på s. 64, och i fig. 55 visas den beräknade minimizonen för »de närmaste två åren». Gränskurvan till minimizonen är alltså *den kurva, vid vilken all vår tillgängliga värmekraft skall tagas i drift* för att vi skall samarbeta med den definierade leveranssäkerheten.

I förbigående kan nämnas, att i ett samkörande system är det nödvändigt för god ekonomi att de matematiska och statistiska övervägandena vid uppgörandet av dessa minimizoner genomföras på i princip samma sätt hos samtliga i ett samkörningssystem ingående separata kraftsystem för att slutsatserna i det följande beträffande optimal ekonomi skall ha full giltighet.

Ett blockdiagram för en ganska omfattande kraftbalansberäkning på datamaskin för ett sammansatt system visas i fig. 54. I ruta 8 i denna fig. erhålles som resultat en minimizon för år 1, och låt oss för enkelhets skull antaga att denna minimizon ser ut som i fig. 55. Minimizonen för år 2 har tagits med därför att vi i det här fallet har valt ett kraftsystem, där man till år 2 prognoserat en belastningsökning, som överstiger det produktions-tillskott, som tänkes tillkomma under tiden. Man kan t. ex. antaga att vatten- och värmekraftanläggningarna är oförändrade, men belastningen antages öka de tidigare nämnda 7,2 %. Resultatet av den antagna beräkning-

en innebär i detta exempel att balansen klaras icke utan flerårseffektreglering, dvs. man klarar inte år 2 om det blir liten vårflod i slutet av den påbörjade säsongen (år 1) med vald leveranssäkerhet, såvida man inte har kvar en del vatten i magasinen.

Vid slutet av år 2 förutsattes emellertid att man har en mera optimal dimensionering av kraftsystemet, dvs. nytt tillskott av vatten- eller värmekraft förutsattes så att flerårseffektregleringen inte blir nödvändig.

Det vi nu har tillgängligt är endast minimizonen, dvs. gränskurvan då all ångkraft skall tagas i drift. Men nu måste även fälten ovanför och nedanför minimizonen kartläggas och hur vi skall handskas med kraftresurserna i olika kraftbalanssituationer. För att först studera fältet under minimizonen har några kraftföretag i Sverige valt att kartlägga detta område med leveranssäkerhetskurvorna 90 %, 80 %, 50 % osv. Om man vid ett visst tillfälle härvid råkar tangeras t. ex. 50 %-kurvan innebär detta att man just står i en situation, då det är 50 % sannolikhet för att ransoneringsingrepp kommer att bli nödvändigt, och man kan här ha olika bedömningar om tidpunkt och storlek för ransoneringsingreppet.²

I detta sammanhang synes det emellertid intressantare att i stället mera ingående analysera förhållandena ovanför minimizonen. Vi antar ju att vi har atomkraft med låg rörlig kostnad. Det måste nu vara ekonomiskt klokt att sätta in denna värmekraftkälla så tidigt att man kortar av den tid då de dyraste värmekraftkällorna behöver vara i drift, men man får å andra sidan inte sätta in atomkraften för tidigt, ty då riskeras att magasinsvattnet inte hinner tappas ned i tid och i varje fall inte vissa vattenår, och då resulterar atomkraften ju i realiteten i överskottskraft när vårfloden sätter in. Det är alltså uppenbart att här måste man göra någon sorts optimalberäkning, dvs. vi skall genomföra vad som kallas beräkningen av vattenvärdeskurvor för sjömagasinen. Dessa kurvor är helt enkelt tappningsställare för hushållningen och för att göra upp dem måste först för de olika värmekraftkällorna, pumpkraftverken, elpannor, överskott, avtal med andra kraftsystem etc. bedömas de rörliga kostnaderna som nämnts tidigare i framställningen.

Här kanske för säkerhets skull bör nämnas, att även om resonemangen hittills mycket gäller tappningar av sjömagasin så är ett renodlat ångkraftsystem, som man har i Danmark, att betrakta som ett specialfall och i tillämpliga delar torde det bli samma överväganden man får göra i ett sådant system.

I fig. 56 visas i det valda systemet de effekter av olika värmekraftslag, som står till förfogande som funktion av resp. netto värmeförbrukningstal uttryckta i kcal/kWh, dvs. vid genomsnittliga driftförhållanden energiinne-

² Svenska Vattenkraftföreningens publikation 476 s. 340—350

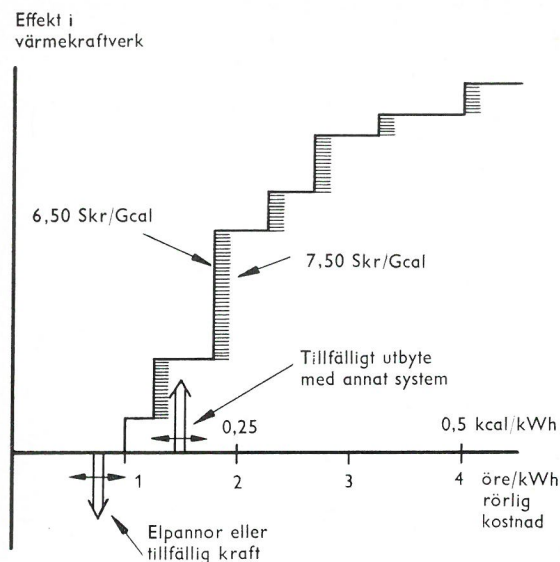


Fig. 56. Tillgänglig värmekraft.

hållet i bränslet i förhållande till den från stationen resulterande utgående elektriska energin. Vi har här förutsatt t. ex. 10 % av systemets värmekraft som atomkraft, omräknat för enkelhets skull i ekvivalent verkningsgrad, och sedan tänkt återstoden av värmekraftapparaten dimensionerad på ett förhållandevis normalt sätt.

Nu måste vi välja nyanskaffningspriset på bränslet för i första hand det närmaste året och i figuren har visats hur situationen ter sig om vi har ett oljepris det närmaste året av 6,50 svenska kronor per Gcal och för år 2 förutsätter vi 7,50 kr/Gcal.

För att noggrannare illustrera vår frågeställning i Norden framöver kan man tänka sig ett delsystem, bestående av sammanlagda ångkraftverken på Själland och i Sverige enligt figuren och att det i samkörningsgrenen Norge och norra Finland inte finns någon betydande värmekraft. Men i Norge förutsättes i stället de flesta vattenår överskottskraft, som man vill sälja till det övriga systemet och denna kraft kommer uppenbarligen som ett ekonomiskt alternativ i många situationer till värmekraften. I fig. 56 har denna norska överskottskraft markerats med pilar, vars storlek det övriga systemet inte har exakt kännedom om och naturligtvis inte heller priset. Hur skall nu det övriga systemet ta hänsyn till denna eventualitet i sin tappningsplan?

Den första approximationen synes vara den att man helt enkelt inte tar med den eventualiteten i bedömningen för övriga systemet. Man förutsätter då att normmännen följer kraftsituationen i det övriga systemet och helt enkelt känner sig för med priset tills det blir leverans och då förutsättes att priset ligger strax under den rörliga kostnaden för den värmekraftkälla,

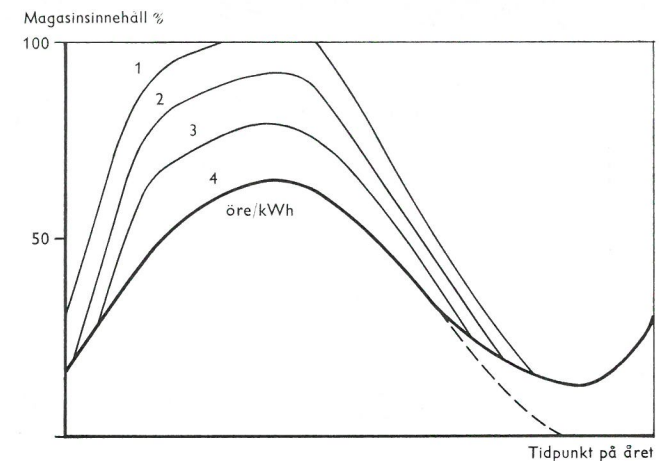


Fig. 57. Vattenvärdeskurvor för år 1.

som tages ur drift respektive skall tagas i drift, när den norska överskottskraften skjutes in i det övriga systemet. Överskottskraften fungerar således — när den kommer — ekonomiskt som alternativt bränsle till de ångkraftverk, som kan stoppas som en följd av denna vattenkraft. I andra situationer kan kraften användas för alternativa leveranser till elpannor eller för bortmotad magasinavtappning i Sverige eller Finland.

Om man i första approximationen alltså bortser från pilarna i figuren så kan man med en omfattande passningsräkning i matematikmaskinen räkna ut vid vilket magasinläge det lönar sig att sätta in respektive värmekraftkälla i drift för att vi skall få den matematiskt-statistiska mest optimala hushållningen.³ Dessa kurvor finns även omnämnda i flera amerikanska publikationer och brukar där kallas »Economic Guide Curves». Se fig. 57, vilken är beräknad för en rörlig kostnad hos atomkraftverken av 1,0 öre/kWh samt ett oljepris av 6,50 svenska kronor per Gcal.

Beräkningsprincipen har sådan betydelse för det fortsatta resonemanget att det synes nödvändigt att här sammanfattningsvis beröra densamma. Man utgår ifrån minimizonkurvan och det gäller att bedöma vattenvärdet i sjömagasinen och kraftverket i kraftsystemet idag, dvs. den 1/7 (fig. 58).

På försök en viss tidpunkt exempelvis 1/10 nästa år (var man börjar beror på minimizonens utseende för år 2) väljer man i fältet mellan minimizonkurvan och fullt magasin ett antal punkter, för vilka man vill beräkna ungefärliga värden på översta vattendroppen i magasinen (vattenvärdet). För fältet till höger om 1/10 år 2 i fig. 58 har man gissade vattenvärden baserade på erfarenheter. Från var och en av utgångspunkterna

³ Svenska Vattenkraftföreningens publikation 476 s. 352.

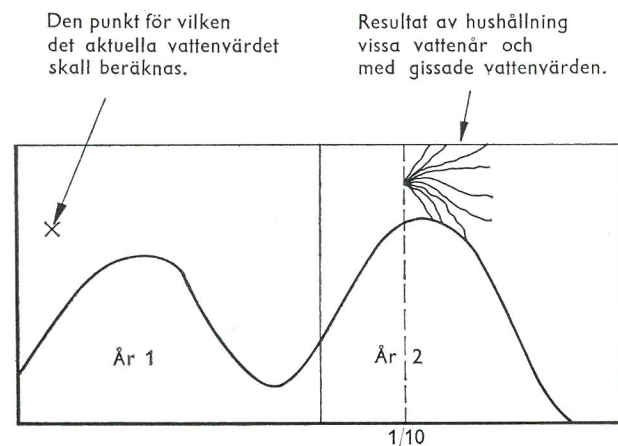


Fig. 58. Principen vid beräkning av vattenvärden.

begagnar man nu i tur och ordning de 30 olika tillrinningarna som kan förekomma. Fördelningen av den erforderliga produktionen mellan magasinskraft och värmekraftverken med rörliga kostnader enligt fig. 56 sker nu efter de gissade värdena på sista kWh i magasinet och så driver man tappningen och värmekraftkörningen ett antal veckor framåt. Härvid har, som figuren visar, en del magasinssavsänkingskurvor gått ned i minimizonen, en del har gått upp till fullt magasin och en del har hamnat någonstans på de gissade vattenvärdena emellan dessa gränser. Vattenvärdet i utgångspunkten den 1/10 beräknas då preliminärt till medelvärdet av alla de 30 värdena. På samma sätt genomför man med alla de andra valda punkterna den 1/10 och till slut har man alltså vattenvärdena vid denna tidpunkt bestämda med en bättre sannolikhet i varje fall än den rena gissningen.

Därefter flyttar man sig ett steg bakåt i tiden, dvs. en vecka till vänster i fig. 58 och gör om samma procedur från den tidpunkten, men där vattenvärdet påföljande vecka ju är något bättre än den första gissningen. (För övriga veckor bortom 1/10 har man kvar gissningen.) På angivet sätt får man då fram ett värde för varje utgångstidpunkt, som är något bättre än gissningen och även något bättre än den förstnämnda veckan 1/10. Så håller man på och går ytterligare ett steg tillbaka i tiden och hela tiden får man allt bättre approximationer och tillbakavandringen fortgår ända till tidpunkten 1/7 det aktuella året och när man kommit så långt tillbaka i diagrammet är vattenvärdena bestämda med alldeles tillfredsställande approximation.

I ett sammansatt kraftsystem är nu gränsvattenvärdet i den aktuella tidpunkten med det förhandenvarande magasinssinnehållet givet — under en viktig förutsättning, nämligen att man verkligen har nerver att i tillämpningen *fullfölja en hushållning, som motsvarar den för vilken vattenvärdena är beräknade*. Om det blir ett mycket stort haveri i systemet, om olje-

priserna avgörande förändras, kraftutbyten av en mycket stor omfattning med ett annat land eller kraftsystem oväntat blir aktuella osv. då måste man göra en ny beräkning, men har man en snabb datamaskin går denna beräkning att genomföra på ungefär 1/2 timme eller kortare tid.

Dessa kurvor ger själva körschemat, men det uppstår naturligtvis två frågor och den ena är om gränsvattenvärdet är detsamma som gränskraftvärdet och den andra frågan är hur den förhandenvarande tillrinningssituationen påverkar bedömningen för den kommande säsongen.

Den första frågan överväges först. Vattenvärdeskurvorna representerar det förväntade värdet på det översta magasinssinnehållet i magasinerna och uppenbart är då att detta icke i alla situationer kan vara detsamma som kraftvärdet i systemet. Enklast kanske detta framgår i de två ytterlighetsfallen — det ena när man ligger i minimizonen och tillrinningen råkar vara sådan, att det inte bara blir magasinssyffnad utan t. o. m. överskott, om all värmekraft hålles i full drift, och det andra är att kraftvärdet icke är noll vid gränsen för fulla magasin alltid, ty mellantillrinningen kan vara så låg att den av magasinssvattnet producerade kraften kan avsättas till elpannor respektive försäljas till andra kraftsystem till ett visst pris.

Här kan man alltså slå fast att i vissa situationer ger icke magasinssvattenvärdeskurvorna samtidigt ett mått på det aktuella kraftvärdet. I alla situationer är kraftvärdet emellertid lika med kostnaden för den alternativa kraftkälla, som kan tagas i respektive ur drift eller lika med priset på den kraft, som kan försäljas till andra kraftsystem.

Den andra frågan som uppställdes var hur den aktuella tillrinningssituationen påverkar vattenvärdes- och kraftvärdesbedömningen. För att något anknyta denna frågeställning till en faktisk situation kan man tänka sig den situation i vilken vi stod i Sverige hösten 1959. Vi kan antaga en minimizon enligt fig. 54 och att vi t. ex. 15 oktober är inne i minimizonen. All värmekraft är i drift och en viss ransoneringsrisk föreligger. Frågan är om vattenvärdeskurvorna gäller utan vidare.

Från den aktuella tidpunkten och fram i varje fall till nästa vårflod har beräkningen genomförts med tillrinningar, där vilken som helst av de 30 vattenårstillrinningarna eller egentligen där den matematiska kurva, som man gjort upp på basis av dessa 30 vattenår, använts såsom tillrinningar. Den aktuella tillrinningen antages emellertid synnerligen otillfredsställande och man frågar sig alltså nu hur man skall förfara.

Beträffande körningen av värmekraftverken är det enkelt — vi ligger i minimizonen och därför skall alla värmekraftverk drivas för fullt dag och natt, om korttidsregleringsresurserna är tillräckliga i systemet. Frågan är närmast om ransoneringsrisken är större än den som tänkes angiven på tidigare beräknat sätt för fältet under minimizonkurvan. Det avgörande

man står inför är ju om man skall välja en tidig liten ransonering eller vänta och se. Väljes en liten och tidig ransonering antages ingreppet mot näringsliv och samhälle relativt obetydligt, men samtidigt är det alldeles klart att risken att ingreppet blir onödigt är mycket stor. Beräkningsmetoden innebär ju i och för sig att man endast skall råka i ransonering kanske ett år på 30 enligt den filosofi, som för närvarande är aktuell i Sverige. Har man lagt leveranssäkerheten på 90 % så blir det storleksordningen ett år på tio man går i ransonering.

I de här frågorna kan man göra många olika bedömningar, men de flesta framlagda synes icke kunna accepteras av statistiker och matematiker, och de som dessa i sin tur framlagt synes icke kunna accepteras av beslutande instanser — så det är god jämvikt!

Ett sätt att ta hänsyn till den aktuella tillrinnings- och väderlekssituationen för hela kraftsystemet synes vara, att med utgångspunkt från väderleksprognoser förutsättes den närmaste 2 à 4-veckorsperioden ha en tillrinning, som prognoseras direkt och lämpligen då utgående från det aktuella dagsvärdet och successivt under denna period antages tillrinningarna mer och mer osäkra och så att efter dessa 2 à 4 veckor kommer man helt enkelt igen med den statistiska 30-årsserien. Helt oacceptabla synes bedömningar — som tyvärr är förekommande — av typen »det är nu så torrt och så litet magasininnehåll att vi måste lägga tappningen som om vintern blir den kallaste och längsta som förekommit under årsserien och detta innebär att ransoneringsrisken är så och så stor».

En annan bedömning, som förefaller genomförbar och acceptabel, är att räkna med vatteninnehållet i oreglerade sjöar i magasinbedömningen, mäta grundvattenstånd etc. När vinterperioden väl är inne i de nordiska länderna synes man dessutom kunna göra en god prognos för vintertillrinningarna med utgångspunkt från snösituationen då kylan kom. Om snön låg djup vid detta tillfälle isolerar snön så mycket att den s. k. undertillrinningen kan fortsätta, och man har anledning räkna med i en sådan situation att tillrinningen i varje fall inte blir bland de sämre en sådan vinter. Man borde i ett sådant fall i beräkningen kunna taga bort såg de fem sämsta tillrinningsåren och räkna med de övriga 25 tillrinningarna som om vilken som helst av dessa kunde inträffa.

De nu angivna förhållandena är åtminstone i Sverige icke ännu tillfredsställande genomarbetade. Vi är på väg men långt ifrån framme vid en bedömning man kan enas om som varande en god prognosmetod.

Det kan nu vara av intresse att söka sammanfatta resultaten av vattenvärdesberäkningarna. Dessa resulterar i kurvor, som ger direkt indikation på när resp. värmekraftkälla skall tagas i drift — naturligtvis då i tur och ordning allt efter den rörliga kostnaden för respektive kraftkälla. Vatten-

värdeskurvorna ger vidare direkt anvisning om fördelningen mellan värmekraftkällorna och magasininstappning. Ur magasinen skall tappas precis så mycket som erfordras sedan respektive värmekraftkälla är tagen i drift (och sedan naturligtvis först den oreglerade vattenkraftproduktionen fått göra sitt). Med vissa undantag ger vattenvärdeskurvorna även ett direkt mått på det aktuella kraftvärdet i kraftsystemet ifråga (kraftvärdet för den sista kWh för såväl värmekraften som vattenkraften). Det kanske kan vara av intresse att särskilt påpeka, att det naturligtvis inte är någon skillnad på värdet av kraften, vare sig den producerats som oreglerad vattenkraft, magasinskraft, atomkraft eller sista i drift tagen ångkraft etc.

Affärer mellan kraftsystem, exempelvis mellan ett kraftföretag och ett annat kraftföretag, mellan en älv och en annan älv, mellan ett land och ett annat land bör alltså äga rum till det pris på sista kWh i magasinen som gäller vid den aktuella tidpunkten — med tidigare angivna speciella undantag då magasininstappning icke alls är aktuell. Det förutsättes en liten prisdifferens vid försäljning och köp mellan kraftsystem, men den måste vara mycket liten för att förnuftiga affärer skall komma till stånd. Om man säljer kraft kan man alltså ta något högre pris än det som anges enligt vattenvärdeskurvorna och man kan då naturligtvis inte säga att den försålda kraften består av atomkraft, ångkraft eller vattenkraft — det är kraft helt enkelt. Vidare måste man för att uppnå god ekonomi i samkörningen mellan två företag eller två kraftsystem ha mycket nära samma pris på utbyteskraften, vare sig man köper eller säljer. Har man för stor differens t. ex. större än 0,1 öre/kWh, så är det uppenbar risk för att man i någotdera eller båda systemen avstår från att i rätta ögonblicket ställa av eller dra på ett visst ångkraftverk osv.

Om man har dessa vattenvärdeskurvor klara bör med andra ord kraftutbytena även i ett komplext kraftsystem ske efter samma principer som sker inom ELSAM — såvitt vi har förstått deras samkörningsprinciper rätt.

KÖRNINGEN NÄSTA VECKA

Det som nu diskuteras är körningsplaneringen i stort för hela den kommande kraftsäsongen och nästa steg i körningsplaneringen blir att bedöma balansen för en kortare period, säg nästa vecka. Även om numera kraftbalansberäkningarna för hela säsongen i sig har inbakade även tappningsfördelning för en enskild vecka och till och med den enskilda timmen, så är det nödvändigt med en specialbedömning för den kortare perioden.

Den första frågeställningen som härvid kanske bör omnämnas är tappningsfördelningen mellan olika magasin i samma kraftsystem — kanske i samma vattendrag. I Sverige brukar vi benämna denna problemställning

som tappningen ur magasin i serie och i parallell. I kraftsystemet har man sjömagasin med väsentligt olika regleringsgrad och som regel även magasin med helt olika hydrologiska förhållanden i övrigt. Man kan som exempel nämna ett kraftföretag med sjömagasin i södra och mellersta Sverige med förhållandevis mildt vinterklimat samtidigt som företaget har sjömagasin i skogsområdena i mellersta Norrland och slutligen även typiska fjällmagasin. Det är uppenbart att vid samma fyllnadsgrad vid en viss tidpunkt i dessa olika magasin har man icke alls samma gränsvattenvärde i alla magasinerna.

Uppgiften blir nu att nästa vecka — om man utgår från den förutsättningen att något vatten måste tappas ur sjömagasinen — göra en fördelning mellan de olika sjöarna och härvid gäller det att ta hänsyn dels till de stationseffekter för respektive magasin, genom vilka vattnet skall drivas och dels ta hänsyn till tillrinningssannolikheterna för respektive magasin. Sistnämnda fråga finns behandlad i åtminstone approximativ utsträckning,⁴ men på detta område kommer det säkerligen nya arbeten. Huvudprincipen är att man mer eller mindre approximativt uträknar individuella gränsvattenvärden i de enskilda magasinerna och sedan fördelas tappningen så att man har samma vattenvärde i alla magasin. Denna fördelning ingår normalt, åtminstone approximativt i en eller annan form, även i planeringen för hela säsongen, men speciellt i nästa vecka-planeringen torde fördelningen specialbedömas.

I vissa situationer — i allmänhet upp till någon månad före vårfloden — uppstår i många vattendrag s. k. avbördningssvårigheter, dvs. sjöarna är så långt avsänkta att det tar för lång tid att ytterligare avsänka dem, och man får ägna stor uppmärksamhet åt den här frågan så att vattnet så långt möjligt verkligen hinner tappas ur. Hänsyn härtill bör emellertid tagas med i den tidigare beräkningen av minimizonen.

Ytterligare frågor av speciell betydelse när det gäller körningen »nästa vecka» är att man då har speciellt intresse att göra en noggrann belastningsprognos, och denna göres i allmänhet upp timme för timme med hänsyn till speciella förhållanden som kyla, regn, mörker, julhandel, hög eller låg industriell momentan aktivitet osv. — allt frågor som bedöms separat för varje enskild vecka och som det ligger mycket pengar i att noggrant analysera. Här kan man nu konstatera, att ju mindre ett kraftsystem är desto lättare har man att korrekt bedöma alla dessa speciella frågeställningar. Detta ger förbättrad ekonomi i körningen, om man kan nå förnuftiga utbytespriser mellan systemen.

En frågeställning, som i detta sammanhang kanske särskilt bör beröras, är om man nästa vecka skall lägga in sekunda kraft av olika slag, t. ex.

⁴ Svenska Vattenkraftföreningens publikation 476, s. 360—380

pumpkraft i egna kraftsystemet, lagringskraft från Sverige till Norge, vilket ur svensk synpunkt såsom avtalen med Norge synes bli utformade inte är något annat än pumpning till magasin med egen tillrinning. Denna pumpning sker som nämnts t. ex. med en verkningsgrad av 75 % om inpumpad kraft sommarhalvår tages tillbaka sommarhalvår och med 50 % om inpumpad kraft tages tillbaka på vinterhalvår. Här gäller det då att följa med magasinets fyllnad och bedöma om övertillrinningsrisken är så stor att det lönar sig att ta tillbaka den inpumpade kraften tidigt vid högre verkningsgrad eller om det är klokare att vänta tills kraftvärdena stigit men taga den lägre verkningsgraden. Alldeles ekvivalent blir bedömningen om det rör sig om ett verkligt pumpkraftverk. (Den här frågan har naturligtvis betydelse inte bara för den inpumpning man tänker sig nästa vecka utan man får ibland samtidigt göra om långtidsbedömningen.)

Som alternativ till angivet kraftutbyte mellan två länder blir det fråga om leveranser till elpannor, försäljning från Sverige till Norge, från Norge till Sverige, Sverige—Danmark samt lagringsutbyte Sverige—Finland osv. Bestämmer man sig för att sälja en energikvantitet nästa vecka så skall huvudprincipen helt enkelt vara att man skall sälja, om det erhållna priset ligger förmånligare än vattenvärdeskurvorna för det egna kraftsystemet anger.

Sammanfattningsvis för körningen nästa vecka kan man säga att den i stort helt enkelt skall ske efter de anvisningar vattenvärdeskurvorna anger. Dessa anger ju vilka värmekraftkällor som skall vara i drift och om magasinets vatten skall utnyttjas. Bedömningen skall göras med speciella analyser om förhandenvarande belastning, tillrinning och kraftutbytesmöjligheter med andra system. Det är närmast en fråga om hur noggrant själva vattenvärdeskurvorna är uppgjorda, men det synes klart att om man har tillgång till en snabb datamaskin är det mycket lönande att göra specialbedömning för den enskilda veckan med detaljerad prognos för belastningen och tillrinningen m. m. Speciellt i detta fallet när det gäller en vecka framåt bör man naturligtvis räkna med en faktisk tillrinningsprognos med utgångspunkt från den förhandenvarande tillrinningen m. m.

KÖRNINGEN NÄSTA DAG OCH TIMME

Vid de i föregående avsnitt i framställningen diskuterade bedömningarna kanske man nöjer sig med att förutsätta att den i kraftstationen producerade energin erhålles vid en viss genomsnittlig driftverkningsgrad. Vid den ännu mera kortsiktiga körningsplaneringen måste man emellertid även bestämma i detalj hur korttidsmagasinen skall hanteras, hur olika aggregat i vatten- och värmekraftverk skall köras med hänsyn till verkningsgradskurvor, överföringar, magasinssavsänkningar, avbördningssvårigheter m. m.

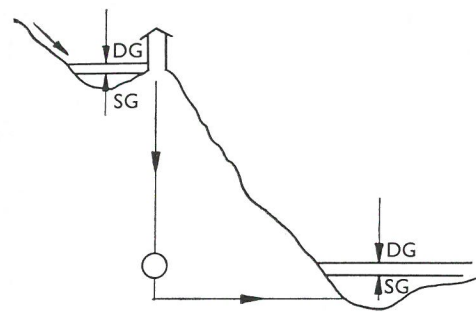


Fig. 59. Vattenkraftstation, DG = dämning-gräns, SG = sänkningsgräns.

I fig. 59 visas schematiskt en vattenkraftstation, som har en viss medeltillrinning till sitt korttidsmagasin. Vattenytan får enligt vattendomar m. m. endast variera mellan vissa gränser. Från detta övre magasin går vattnet i tunnlar och tilloppstuber till turbinen, där rörelseenergin omvandlas till elektrisk energi i generatoren. Från turbinen går vattnet ut i ett sugrör och eventuellt genom en avloppstunnel ut i ett nedanförliggande magasin, för vilket sistnämnda man ofta har restriktioner analoga med det övre magasinet. Produktionen är behäftad med förluster, såsom fallförluster i tillopp och avlopp, turbinförluster, generatorförluster och överföringsförluster.

Man kan uttrycka dessa produktionsförhållanden så, att en viss naturenergi erfordras för att täcka stationens elektriska avlevererade energi samt förlusterna, dvs.

$$N = P + F$$

där N = erforderlig natureffekt

P = stationens elektriska uteffekt

F = summa förluster

I det här sammanhanget är man speciellt intresserad av att studera gränsförlusterna, dvs. hur mycket natureffekt man måste offra om man gör en liten ökning i den elektriska uteffekten. Antag att man i körningsplaneringen ligger på bästa effektpådrag i alla stationer, men effektbalansen kräver ytterligare pådrag någonstans och frågeställningen blir då i vilken station är det billigast att göra en liten ökning. Matematiskt uttrycks detta så att man deriverar det nyss angivna uttrycket, dvs. man bildar:

$$\frac{\delta N}{\delta P} = 1 + \frac{\delta F}{\delta P} \text{ vilket benämnes } \alpha$$

α -värdena uttrycker alltså den lilla vattenkvantitet, som erfordras för en liten ökning i den elektriska uteffekten, och det ekonomiska värdet på denna lilla vattenkvantitet erhålles naturligtvis, om dessa α -värden multipliceras med det vattenvärde i sjömagasinen vi räknat fram enligt vattenvärdes-

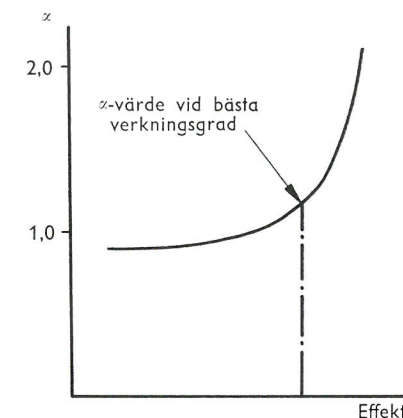


Fig. 60. α -kurva för vattenkraftverk (inkl. förluster i turbin-generator, vattenvägar och eventuellt även överföring).

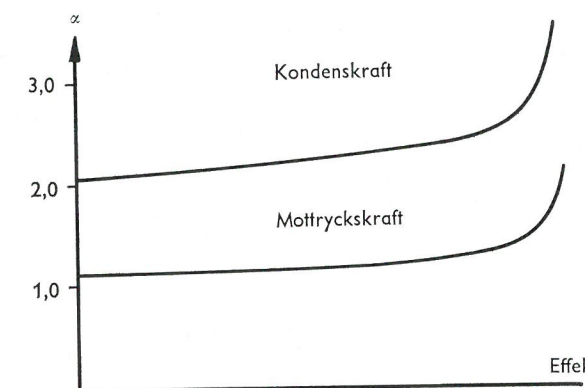


Fig. 61. α -kurvor för kondenskraftverk och mottryckskraftverk.

kurvorna. Man får fram ett värde på sista kWh, som man direkt kan använda för körningsbedömningen och

$$k = \alpha \times \kappa$$

där k = värde på sista kWh och κ = vattenvärdet

Om det gäller vattenvärdet i ett korttidsmagasin eller ett långtidsmagasin, där magasinssavsänkningen resulterar i minskad fallhöjd eller där man måste se till att magasinssvattnet räcker till lördag middag kommer det till en korrektionsterm i det angivna uttrycket, men i det här sammanhanget bortser vi från denna.⁵

I fig. 60 visas en typisk α -kurva för en vattenkraftstation och man ser att ju längre till höger man går i diagrammet desto snabbare rör man sig upp i prisnivå. Det ligger i själva verket mycket stora pengar i att noggrant hålla redan på var någonstans i de här kurvorna man ligger.

För värmekraftverk kan motsvarande kurvor beräknas och som exempel visas i fig. 61 α -kurvorna för ångkraftverk.

⁵ Svenska Vattenkraftföreningens publikation 400, s. 11—15

Principen för körningen nästa timme blir nu att försöka fördela produktionen mellan vattenkraft, värmekraft och köp, så att angivna α -kurvor, multiplicerade med resp. vattenvärde, bränslepris respektive inköpspris på kraft ger den lägsta totalkostnaden. I det generella systemet med begränsade korttidsmagasin måste man emellertid som nämnts även ta hänsyn till en annan mycket viktig faktor och den kan beskrivas från följande utgångspunkt. Drifningenjören står kl. 10 på onsdag och konstaterar att korttidsmagasinen är avsänkta så och så mycket, och han har en viss belastningsprognos fram till måndag morgon kl. 7. Han har vattenvärden och gränsverkningsgradskurvor klara enligt det föregående, men han måste nu planera hushållningen så att korttidsmagasinen är lagom avsänkta till lördag middag och att de återigen blir lagom fyllda (i allmänhet helt fyllda) till måndag morgon kl. 7, då den nya driftveckan börjar. I en del stationer, där man har låg fallhöjd och litet korttidsmagasin, är det dessutom så att avsänkningen av korttidsmagasinet får ekonomiskt betydelsefull inverkan på fallhöjden och därmed på verkningsgradskurvor osv.

Det väsentliga här är att notera att det icke är fråga om några petitesseer. Överväganden inom flera företag har gett till resultat att en noggrann planering efter antydda riktlinjer kan ge upp till några procent förbättring av produktionen. I ett system av 50 miljarder kWh per år och ett kraftvärde av åtminstone 4 svenska öre/kWh kan det alltså vara fråga om 25 milj. svenska kronor per år enbart i den här nästa timme-körningen och mera torde stå att vinna med en förfinad körning över hela säsongen, om man således bättre kan prognosera tillrinningar och i rätta ögonblick sätta in de rätta värmekraftverken osv.

MOMENTAN LASTFÖRDELNING OCH FREKVENSLERGLERING UR EKONOMISK SYNPUNKT

Lastfördelningen mellan olika aggregat under löpande timme styres via regulatorer av olika slag och dessa skall i princip arbeta på gränsverkningsgradskurvorna, med hänsyn tagen till det som redan angivits beträffande korttidsmagasinens avsänkning etc. I Sverige har man sett det så, att den bästa regleringen erhålles om ett stort antal turbiner med elektriska turbinregulatorer får ligga fria på reglering. Turbinerna bör i första hand vara Kaplan-turbiner, som har god och hög verkningsgrad inom ett större område än Francis-turbinerna. För att inte maskinerna skall stå och reglera emot varandra måste det finnas någon gemensam styrimpuls, och man har väl anledning räkna med att den framtida fördelningen av reglerarbetet kommer att innebära en reglering på såväl frekvensavvikelse som tidsavvikelse. Kommer det till stånd en samkörning med hela kontinenten för Fin-

land, Sverige, Norge och via Danmark, blir det naturligtvis en reglering även på utbytet i samkörningsförbindelsen.

Sammanfattningsvis har man emellertid räknat med att varje enskilt företag antingen skall delta i utregleringen av de momentana belastningsvariationerna med en viss effektinsats för en viss frekvensavvikelse (reglerstyrka) eller betala en avgift för att andra företag utför sådan lastreglering.

Slutsatser av övervägandena beträffande körningen

PRISMEKANISM

Ett försök har nu gjorts att gå igenom det som ekonomiskt karakteriserar de olika befintliga kraftkällorna och sjömagasinen och att skissera hur driftcentralen i ett kraftföretag skall överväga produktionsfördelningen mellan sina resurser. Det väsentliga är å ena sidan att alla kostnader av fast karaktär, som alltså icke förändras vare sig man kör en anläggning eller icke, betraktas som ovidkommande, och å andra sidan att man skall avväga bränslekostnaden i värmekraftverken mot vattentillgången i vattenkraftverken, så att det blir rätt avvägning mellan vatten och värmekraft och mellan de olika värmekraftverken. Vattenkraftverkens bränslekostnad = vattenvärdet (korrigerad med hänsyn till korttidsregleringen). Osäkerheten är här tillgången på bränsle (nederbörd). Ett värmekraftverks bränsle har en känd kostnad, men där vet man inget exakt om detta bränsle kommer att resultera i kraftöverskott så småningom eller om ett billigare respektive dyrare värmekraftverk borde köras.

Alla dessa problemställningar kan lösas och redovisas i första hand i form av de angivna vattenvärdeskurvorna, som i sig dels innehåller riktlinjer för körningen av vatten- och värmekraftverk samt dels även riktlinjer för prissättningen vid kraftutbyten med andra företag eller kraftsystem.

Med framställningen har vidare avsetts visa, att i en situation då man kanske kör flera eller alla förekommande kraftsorter kan man icke särskilja den ena kraftsorten från den andra. Om man således har ett kraftutbyte med ett annat företag finns det i varje ögonblick endast ett utbytespris och det är priset på sista kWh. Säljer man ett större kraftskikt så får man naturligtvis räkna ut ett blandpris för hela den energikvantitet man tänker sälja.

AVTAL OCH VILLKOR FÖR GOD EKONOMISK FUNKTION I SAMKÖRNINGEN MELLAN OLIKA EKONOMISKA ENHETER

Som villkor för god ekonomisk funktion i samkörningen mellan olika ekonomiska enheter kan sammanfattningsvis anges att företagen för det första bör arbeta med samma leveranssäkerhet och vattenårsserie. Prismekanis-

men bör tillåtas fungera enligt angivna principer, vilka dock — det bör understrykas — i sig inrymmer total frihet för varje enskilt system att lägga vilka speciella bedömningar man vill på prissättningen.

I kraftutbyten mellan företag bör alla avgifter och kostnader, som till sin faktiska karaktär är av typen fasta kostnader, verkligen uttagas såsom fasta avgifter. Om exempelvis typiska effektagifter inbakas i rörliga kostnader löper man stor risk att eljest förnuftiga affärer inte kommer till stånd. Tag exempelvis ett ångkraftverk, som har ett kraftleveransavtal till ett vattenkraftföretag, som dock även har egen ångkraft. Antag att det förstnämnda företaget har en viss energikostnad, men när kraftutbytet kommer till stånd tages ett tillägg på t. ex. 1 öre/kWh. Detta tillägg kan uppenbarligen vara så stort att mottagaren föredrar att taga i drift sitt eget ångkraftverk, som kanske har en energikostnad som ligger något men bara något högre än säljarens. Parterna kan göra en bättre affär.

När det således gäller kraftutbytet mellan företag med produktionskällor, som har olika ekonomiska kostnadskaraktistikor, synes det angeläget att forma avtal så långt möjligt efter dessa kostnadskaraktistikor. Ytterligare ett par exempel bör härvid omnämnas.

I en del vattendrag med flera företag kan man tänka sig att ett visst företag av olika skäl har valt att komplettera sin vattenkraft med ångkraft på ett annat sätt än övriga företag. Om det då gäller en ytterligare sjöreglering i vattendraget kan nämnda företag ha anledning att icke gå med i hela ifrågavarande sjöreglering, och denna avvikelse förutsättes utreglerad genom avtal parterna emellan. Det kan härvid förekomma att vissa företag därigenom vissa tidpunkter på året driver vatten, som skall produceras i det utomstående företags produktionsanläggning mot kraftbyte. Att reglera ett angivet utbyte med en rörlig kostnad av t. ex. 0,5 öre/kWh synes icke vara så tillfredsställande som att reglera mellanhavandet med fast årskostnad.

Ett annat exempel, som kanske kan vara värt att nämna, är taxornas utformning då ett kraftföretag säljer kraft till ett annat kraftföretag — och det förutsättes att båda har vattenkraft. Det fungerar knappast bra om ett sådant avtal har samma taxa som användes för en mera renodlad industriabonnent. Avtalet synes böra vara konstruerat antingen med leverans av vattenkraft till viss fast årskostnad eller till leverans av värmekraft till viss fast och rörlig kostnad, där dessa två termer ansluter sig till värmekraft-taxan för en bestämd anläggning.

Till slut bör även noteras en synpunkt, som kanske framgår som ett genomgående tema i hela framställningen, nämligen att det synes klokt att tänka sig i ett samkörande stort kraftsystem många delsystem, inom vilka man har den ovärderliga lokalkännedom beträffande belastning, hydrologis-

ka förhållanden, som är karakteristiska för ett visst område etc. Har man sedan samma leveranssäkerhet och samma pris för samtidig inmatning och uttag i utbytespunkterna så har man skapat möjligheterna för en krafthushållning, som möjliggör en bättre hushållning än om man försökte samla in data till en enda central, som skall försöka bedöma alla de otaliga faktorer, som kan ifrågakomma.

De tekniskt-ekonomiska förutsättningarna synes därför föreligga för optimal krafthushållning för hela Norden samtidigt som för varje land och för varje kraftföretag eller område i respektive land man utnyttjar de lokala erfarenheterna och olika bedömares speciella kunskaper och omdöme till fullo i stimulerande konkurrens och samarbete.

DISKUSSIONSINLÄGG

Byrådirektör J LINDQVIST, Kungl. Vattenfallsstyrelsen

På s. 64 och på s. 136 har i samband med krafthushållningsproblemen den s. k. minimizonskurvan förts på tal. Eftersom en sådan kurva är synnerligen viktig för kraftekonomin, kanske speciellt vid samkörning, anser jag det angeläget att i detta sammanhang beröra ett något annorlunda betraktelsesätt, som vi utnyttjat inom Vattenfall.

Minimizonskurvan markerar det magasinläge, som man vid varje tidpunkt måste ha, om man skall klara sig fram till vårfloden utan ransoner-
ring av den egna prima förbrukningen, förutsatt att den egna tillrinningen blir synnerligen dålig och förutsatt att man producerar all sin tillgängliga värmekraft och inte säljer tillfällig kraft. Väsentlig är nu den konvention av närmast juridisk art, som därefter införes: »Så snart vi hamnar på minimizonskurvan igångsättes det sista av våra värmekraftresurser, oavsett att det är mycket stora chanser för att tillrinningen blir bättre i fortsättningen, dvs. bättre än vad minimizonen kalkylerar med.»

Denna konvention innebär givetvis en värdering av bortransonerad kraft i öre/kWh. Om man utgår från detta värde på bortransonerad kraft (vilket värde är det primära) kan man bestämma den minimizon av alla möjliga, som ger de minsta kostnaderna. Formeln

Optimal, momentan leveranssäkerhet vid min. zon \approx

$$\approx \left[1 - \frac{\text{Värmekraftskiktens rörl. kostnad}}{\text{Värdet av bortransonerad kraft}} \right] \quad (1)$$

som angivits av lic. Larsson, ger under vissa betingelser på ett enkelt sätt den optimala, momentana leveranssäkerheten vid minimizonen, vilket är detsamma som den optimala varaktigheten på den torrårstillrinning man

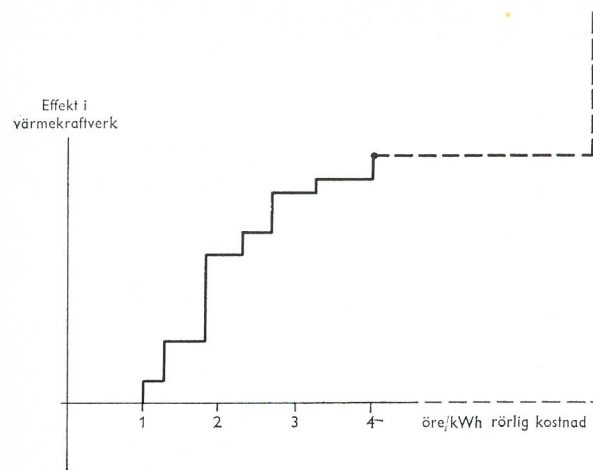


Fig. 62. Kostnadskurva för värmekraft (heldragen linje) och bortransonerad kraft (streckad linje).

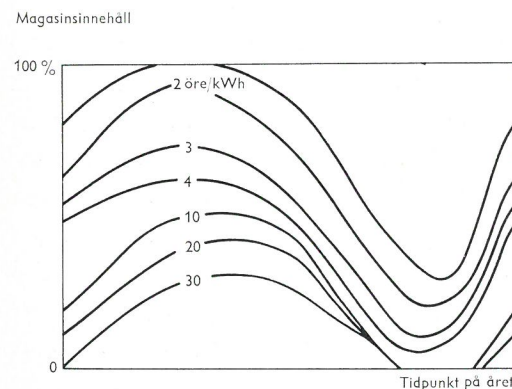


Fig. 63. Ekvipriskurvor vid direkt värdering av bortransonerad kraft (utan minimizon).

skall räkna med, om man nu nödvändigtvis vill ha en minimizonkurva. Hit-
tar man på en restriktion, bör den ju vara så billig som möjligt.

Vi har också att

$$Vattenkraftprod. + Värmekraftprod. = Obeskuren prima konsumtion - Bortransonerad kraft \quad (2)$$

Om vi till ekvationens vänstra membrum flyttar över termen *Bortransonerad kraft*, så får den termen plustecken som de två andra på den sidan, vilket innebär att man från matematisk eller kraftbalansteknisk synpunkt kan betrakta bortransonerad kraft såsom en kraftkälla likvärdig med t. ex. värmekraft.

Vi har sett att man aldrig kommer ifrån en värdering av bortransonerad kraft. Varför nu inte i stället direkt införa detta värde i kraftbalansberäkningarna? Vi såg i formel 2, att värmekraft och bortransonerad kraft är

fullt likvärdiga (utom beträffande priset). Det är nu bara att bygga på kostnadskurvan för värmekraft med steg för bortransonerad kraft såsom visas i fig. 62. Den dyraste värmekraft vi disponerar över har i detta exempel en rörlig kostnad på 4 öre/kWh. Sedan kommer ransoneringskostnaden.

Man kan nu slopa minimizonen och direkt på basis av stegkurvan i fig. 62 beräkna ekvipriskurvor för det lagrade vattnet med hjälp av datamaskin (fig. 63). Man lägger märke till hur värdet på det lagrade vattnet vid katastroftillfällen tillåtes stiga över de 4 öre/kWh, som var dyraste priset på den värmekraft vi disponerade över. Av det tidigare torde framgå, att man aldrig kan förlora pengar på denna metod att föra in ransoneringsvärdet direkt i beräkningarna.

Vilka konsekvenser för det med sig att räkna med minimizon eller »spärrregel för värmekraft», som den kallades för ett tiotal år sedan, då beräkningarna utfördes manuellt? Jag inskränker mig här till att nämna en enda, som har speciellt intresse då det gäller samkörning.

Mycket ofta kommer det att inträffa, att ett eller annat företag hamnar i minimizonen. Företaget eller företagen ifråga upphör då genast med all försäljning av tillfällig kraft, trots att det kanske finns andra företag, som har det betydligt sämre ställt och gärna ville köpa. Men inte nog med det. Företaget kan inte heller köpa in dyrare kraft än det producerade just då det trädde in i minimizonen (i vårt exempel tidigare högst 4 öre/kWh). Där vid minimizonen slutar företaget nämligen med prisnoteringen och »drar ned rullgardinen» ända till det bittra slutet, trots att det kanske finns massvis med 5-öreskraft att köpa på börsen. Dessa nackdelar bortfaller helt, om man använder den direkta ransoneringsprismetoden.

Det är klart, att man med hjälp av nya konventioner och restriktioner kan komma åt en del av nackdelarna med minimizonen, men varför då inte i stället låta priset styra det hela, det pris, som man ju i alla fall accepterat på ett eller annat sätt.