

ORKUVIÐSKIPTI
MILLI RAFORKUFRAMLEIÐENDA
Í SVIÐJÓÐ, NOREGI OG DANMÖRKU

Skýrsla um kynnisför
í september 1970

eftir
Jakob Björnsson

ORKUVIÐSKIPTI
MILLI RAFORKUFRAMLEIÐENDA
Í SVÍÞJÓÐ, NOREGI OG DANMÖRKU

Skýrsla um kynnisför
í september 1970

eftir

Jakob Björnsson

E F N I S Y F I R L I T

1.	INNGANGUR	1
2.	SAMSTARF UM SKULDBUNDIN ORKUVIÐSKIPTI	4
2.1.	Svíþjóð	4
2.2.	Noregur	10
2.3.	Danmörk	12
3.	SAMSTARF UM ÓSKULDBUNDIN ORKUVIÐSKIPTI	14
3.1.	Svíþjóð	14
3.2.	Noregur	15
3.3.	Danmörk	19

FYLGISKJÖL :

1. Mátsamningur (normalkontrakt) norsku
Ríkisrafveitnanna við almenningsrafveitur
2. Nokkur atriði úr álitsgerð norska Orkuráðsins
frá júní 1969
3. Stofnsamningur Det Jysk-Fynske Elsamarbejde,
ELSAM, í Danmörku
4. Samþykktir "Samkjöringen" í Noregi

1. INNGANGUR

Í septembermánuði 1970 heimsótti höfundur skýrslu þessarar Svíþjóð, Noreg og Danmörku í því skyni að kynna sér hvernig samstarfi milli raforkuframleiðenda er háttað í þessum löndum.

Heimsóttir voru þessir aðilar :

Í Svíþjóð : Svenska Kraftverksföreningen ("VAST")
Statens Vattenfallsverk ("Vattenfall")

Í Noregi : Norges Vassdrags- og Elektrisitetsvesen ("NVE")
Östlandets Samkjöring ("Samkjöringen")

Í Danmörku : Det Jysk-Fynske Elsamarbejde ("ELSAM")

Um það bil einn dagur fór í heimsókn til hvers þessara aðila um sig.

Nú er samstarf raforkuframleiðenda í þessum löndum með svo margvíslegum hætti, að tími sá, er til umráða var, nægði aðeins til að kynnast megindráttum þess. Öllum minni háttar atriðum verður að sleppa. En ætla má, að einmitt meginatriðin skipti líka mestu máli í fyrstu; síðar má kynna sér nánar einstök smáatriði ef og þegar ástæða þykir til.

Samstarf raforkuframleiðenda er heppilegt að greina sundur í tvo meginflokka :

1. Samstarf um skuldbundin orkuviðskipti
2. Samstarf um óskuldbundin orkuviðskipti

Nöfn þessara meginflokka skýra sig sjálf að mestu. Í fyrri flokknum eru öll þau samskipti, er fela í sér skuldbindingu um orkuviðskipti um lengri eða skemmri tíma, eða á tilteknum tímum. Oftast eru þessi samskipti fyrirfram ákveðin í sérstökum samningum. Slíkir samningar geta verið til langs eða skamms tíma eftir atvikum, en megin Einkenni þeirra er, að stefna orkustraums-

ins (þ.e. hver er seljandi og hver kaupandi), magn hans og verð orkunnar er fástbundið að meira eða minna leyti í samningnum, og felur hann því í sér skuldbindingar, sem ekki verður vikizt undan nema í nánar tilgreindum undantekningartilvikum.

Megineinkenni síðari flokksins er, að hann fjallar um orkuviðskipti sem ekki eru ákveðin fyrirfram hvorki að magni, tíma, orkustefnu eða verði, heldur fer það eftir aðstæðum á raforkukerfunum hverju sinni, og þá einkum framboði á vatni í vatnsaflsstöðvum; stöðu miðlunargeyma og markaði fyrir óskuldbundna orku. (Óskuldbundin orka er hin eiginlega "afgangsorka". Hins vegar er svo lengi búið að nota það orð hér á landi í svo mörgum og margvíslegum merkingum, sem flestar hverjar eru í innbyrðis ósamræmi, að orðið er varla nothæft lengur).

Um óskuldbundin orkuviðskipti eru engu að síður gerðir samningar, þar sem nánar er kveðið á um, hvaða aðstæður á kerfunum skuli hafa í för með sér tiltekin orkuviðskipti; eftir hvaða sjónarmiðum þau skuli verðlögð; hversu uppgjöri skuli háttað o. s. frv.

Náskyld fyrri flokknum, þ.e. skuldbundnum orkuviðskiptum raforkuframleiðenda innbyrðis eru skuldbundin orkuviðskipti milli raforkuframleiðanda annars vegar og raforkunotanda hins vegar. Oft er lítil eða enginn munur á þessu tvennu að formi til, en aftur að magni orkuviðskipta til.

Hér á landi er orkusölusamningur Landsvirkjunar við ÍSAL svo til eina dæmið um skuldbundin orkuviðskipti. Hinar venjulegu heildsölugjaldskrár er ekki hægt að nefna því nafni; þær hafa hvorki að geyma ákvæði um skyldu seljanda til að selja né um skyldu kaupanda til að kaupa. Enn síður er magn viðskiptanna tiltekið. Að formi til eru slíkar gjaldskrár miklu losaralegri plögg en t. d. venjulegir húsaleigusamningar, og má það furðulegt heita um svo mikilvæg viðskipti. Annað mál er svo hitt, hvort telja megí að þessi losaraleiki hafi komið að sök hingað til.

Algengt er að samningar um óskuldbundin orkuviðskipti séu milli margra aðila, en samningar um skuldbundin orkuviðskipti gjarnan tví- eða þríhliða samningar. Oft er það skilyrði sett fyrir aðild að samningi um óskuldbundin orkuviðskipti, að viðkomandi hafi áður gert ráðstafanir með rekstri eigin orkuvera og/eða skuld-

bundnum orkukaupum til að sjá fyrir þeirri orkuþörf sinna eigin notenda sem hann með samningum við þá hefur skuldbundið sig til að afhenda (þ.e. "forgangsorkuþörf" - eða réttara umsaminni orkusölu til - sinna eigin notenda). Tilgangurinn með þessu er sá, að koma í veg fyrir að nokkur aðilanna geti vanrækt eigin kerfi í trausti á hjálp frá nágrönnunum. Samningum um óskuldbundin orkuviðskipti er fyrst og fremst ætlað að færa aðila ávinning af samstarfi við aðra umfram það sem unnt er að semja um fyrirfram.

Engin dæmi eru hér á landi um samninga um óskuldbundin orkuviðskipti.

Hér á eftir verður nú lýst hvorum flokki um sig eftir því sem höfundur gat kynnt sér þau á samtals 6 dögum í löndunum þremur. Stuðst er og við það sem hann varð áskynja í för sinni til Noregs og Svíþjóðar 1966 sem styrkþegi Special Fund Sameinuðu þjóðanna. Um þá för var gerð sérstök skýrsla.

Áherzla verður þó lögð á fyrri flokkinn, samninga um skuldbundin orkuviðskipti, enda eru slíkir samningar á margan hátt forsenda hinna síðarnefndu, sbr. þau skilyrði aðildar að þeim sem að fram-
an eru nefnd.

Það er skoðun höfundar, að nauðsyn beri til að koma fastara formi á skuldbundin raforkuviðskipti hér á landi en verið hefur - bæði milli raforkuframleiðenda innbyrðis og milli þeirra og notenda, svo sem dreifiveitna. Virðist honum að fyrirmyndina megi í aðalatriðum sækja til Norðurlanda, einkum "áskriftafyrirkomulagið", sem þar tíðkast mikið og nánar skal lýst hér á eftir. Með því yrðu öll raforkuviðskipti miklu meira "á hreinu" en nú er. Ekki verður heldur séð, að unnt sé að gera samninga um óskuldbundin orkuviðskipti svo vel sé, meðan viðskiptin með forgangsorku eru eins laus í reipunum og nú.

Höfundur sýnist að erfiðara muni að sækja beinar fyrirmyndir til Norðurlanda að samningum um óskuldbundin orkuviðskipti, sökum þess, að okkar litlu kerfi bera ekki þá "yfirbyggingu" sem þarf til að framkvæma þess háttar samninga, eins og þar tíðkast, svo sem stjórnstöðvar, er fylgjast stöðugt með ástandi kerfanna og gera síendurtekna útreikninga; rækilegan mælibúnað o. s. frv.

Í sumum þessara stjórnstöðva er vakt allan sólarhringinn. Slíku höfum við oft á tíðum ekki efni á. Við munum því hér, í miklu ríkari mæli en á við um skuldbundnu viðskiptin, þurfa að hanna okkar eigið fyrirkomulag.

2. SAMSTARF UM SKULDBUNDIN ORKUVIÐSKIPTI

2.1. Svíþjóð

Í Svíþjóð virðist skuldbundin orkuviðskipti fara fram með þrenns konar hætti aðallega. Að sjálfsögðu koma fyrir afbrigði ef aðstæður eru sérstakar á einhvern hátt. Undir það má flokka þann viðskiptahátt, sem lýst er hér á eftir milli t. d. Vattenfall og eigenda varmaorkuvera.

Þessir þrenns konar viðskiptahættir eru :

2.1.1. Orkuviðskipti eftir langtímasamningi

Úttektarréttur kaupanda á afli er venjulega fastákveðinn, og greiðslan er óháð því, hvort það afl er raunverulega tekið út eða ekki.

Greiðslan er í formi kílowattstundaverðs. Er það stundum mismunandi eftir því, hvort úttekt fer fram að sumri eða vetri; degi eða nóttu (4 mismunandi verð). Verð þessi eru ákveðin í samningnum.

Í sumum samningum af þessu tagi er þó greitt fyrir það orkumagn, sem kaupandi raunverulega tekur út (eftir mæli); í öðrum skal kaupandi greiða alla þá orku, er hann átti rétt á innan þeirra takmarka, sem úttektarréttindi afls segja til um, án tillits til þess, hvort það orkumagn var raunverulega tekið út eða ekki.

Oft er úttektarheimild orku tiltekin sem meðaltal svo og svo margra ára, með ákvæðum um leyfileg frávik frá þessu meðaltali einstök ár.

Orkuúttektin er oft reiknuð fyrir viku í senn af álagsstjórnnum viðkomandi fyrirtækja. Fjárhagslegt uppgjör fer venjulega fram mánaðarlega eða ársfjórðungslega.

Að jafnaði mun verðið vera vísitölubundið á einn eða annan hátt í samningum þessum. Er þá ekki endilega miðað við framfærsluvísitölu.

Force majeure léttir afhendingarskyldu af seljanda meðan slíkt ástand varir.

Samningar af þessu tagi eru oft gerðir til 20 ára eða lengur.

2.1.2. Sameignarsamningur

Slíkur samningur kveður venjulega á um sameign tveggja eða fleiri aðila á orkuveri eða öðru orkumannvirki. Hann er venjulega bundinn við tiltekið mannvirki, en önnur mannvirki í eigu samningsaðila eru honum óviðkomandi. Oft er sameignin í formi hlutafélags um byggingu og rekstur viðkomandi mannvirkis.

Svona samningar eru einkum notaðir ef ráðast skal í byggingu orkuvers eða annars slíks mannvirkis, sem af hagkvæmniástæðum þykir henta að hafa stórt, en einum aðila er óþarflega stórt í þeim skilningi, að hann fullnýtir ekki afkastagetu þess um langan tíma, eða þá að það er honum fjárhagslega ofviða. Þannig munu flest eða öll þau kjarnorkuver, sem Svíar hafa nú í smíðum, vera í svona sameign; sömuleiðis sum stærstu eldsneytisorkuverin og margar vatnsaflsvirkjanir. Meiriháttar flutningslínur eru og oft lagðar í sameign.

Í samningnum eru ákvæði um eignahlutföll eigenda. Venja mun vera, að þeir sjái um að útvega stofnfé mannvirkisins í hlutfalli við eignaraðild. Í sömu hlutföllum eiga þeir rétt á afl og orku frá stöðinni, ef um orkuver er að ræða. Aðilar hafa algeran ráðstöfunarrétt á sínum hluta afls og orku, eins og um eigið orkuver væri að ræða. Engum er heimilt að taka til sín meira afl og orku en nemur eignarhluta hans, án sérstaks samþykkis hinna, og það jafnt fyrir því þótt þeir noti ekki sína hluta til fulls.

Rekstur hins sameiginlega mannvirkis annast sérstök stjórn - og ef nauðsyn ber til - sérstakur framkvæmdastjóri, er samningsaðilar tilnefna. Oft er þó einum aðila falin þessi verkefni með sérstökum samningi við sameignarfélagið, gegn greiðslu. Sé um breytilegan rekstrarkostnað að ræða, svo sem í varmaafsstöð,

greiða aðilar sameigninni hann eftir umsömdum reglum. Mun vera gert ráð fyrir, að þær greiðslur nemi samanlagt sem næst raunverulegum breytilegum kostnaði, þannig að sameignin sem slík komi slétt út.

2.1.3. Orkuskiptasamningar ("Saxning")

Með þessu er átt við samning um, að t.d. aðili A leigi B afnot af tilteknum fjölda megawatta í orkuveri, er A hyggst reisa, í svo og svo langan tíma með tilteknum kjörum, og að B þar á eftir leigi A afnot af jafnmörgum megawöttum í jafnlangan tíma í orkuveri, er B hyggst þá reisa, með sömu kjörum (við óbreytt verðlag).

Greiðsla fyrir afnotin er óháð því, hvort aðili notar afnotaréttindi sín samkvæmt samningnum til fulls eða ekki.

Ef um breytilegan rekstrarkostnað er að ræða (varmaorkuver) er hann greiddur af hvorum aðila um sig í beinu hlutfalli við orkuvinnslu hvors um sig.

Force majeure leysir undan afhendingarskyldu meðan það ástand varir.

Orkuskiptasamningar eru að jafnaði til skamms tíma. Leiguafnot hvors um sig standa venjulega 5 ár eða skemur.

Samningar af þessu tagi gegna svipuðu hlutverki og sameignarsamningarnir, nefnilega að gera það fært að ráðast í stærri og hagkvæmari mannvirki en hverjum einstökum aðila hentar fyrir sig einan. Sá er munurinn, að með orkuskiptasamningnum verður ekki um neina sameign að ræða, heldur hjálpa aðilar hverjir öðrum til skiptis að reisa mannvirkin.

Sem fyrr segir eru til ótal afbrigði af samningum um samstarf raforkuframleiðenda, og engin tók á að rekja þau öll. Aðeins skal hér getið tveggja tilvika frá Svíþjóð:

2.1.4. Samningar við eigendur varmaorkuvera

Mörg dæmi eru til um samninga milli stórra orkuframleiðenda,

svo sem Vattenfalls annars vegar og hins vegar sumra eigenda varmaorkuvera, sem jafnframt eigin vinnslu kaupa orku til viðbótar. Þessir eigendur varmaorkuveranna munu oft vera bæjarfélög með eigin dreifiveitur. Hliðstæður er að finna hér á landi um það atriði.

Köllum hinn stóra orkuframleiðanda seljanda, en eiganda varmaorkuversins kaupanda.

Í samningum þessum er svo ráð fyrir gert, að kaupandi tilkynni seljanda svonefnda áskrift sína (abonnemang) fyrir næsta ár með fyrirvara, sem nánar er kveðið á um. Áskriftin (í MW) er hið mesta afl (meðal afl 15, 30 eða 60 mínútna, eftir því sem tiltekið er í samningnum), sem kaupandi óskar að kaupa af seljanda á næsta ári. Áskriftin getur hið minnsta orðið jöfn væntanlegri heildaraflþörf (hæsta álagstoppi) kaupanda, að frádregnum afköstum varmaorkuversins. Af öryggisástæðum mun hún þó oftast höfð nokkru hærri.

Fyrir hvert kílowatt í umsaminni áskrift greiðir kaupandi ákveðið verð, hvort heldur hann notar áskriftina til fulls eða ekki.

Kaupandi má ekki taka út afl umfram áskrift nema með leyfi seljanda í hvert sinn. Verð fyrir slíka umframúttekt að ósk kaupanda, er ekki fastbundið.

Fyrir orku sem kaupandi tekur út innan ramma áskriftar, greiðist umsamið verð á hverja kWh, sem raunverulega er tekin út.

Í samningunum eru ákvæði um hver skuli teljast breytilegur kostnaður varmaorkuversins, ásamt nauðsynlegum fyrirvörum um áhrif verðbreytinga á þann kostnað.

Seljandi hefur síðan alla álagsstjórn á sinni hendi, þar á meðal ræður hann hvenær varmaorkuver kaupanda skuli rekið og á hvaða álagi.

Velji nú seljandi að reka varmaorkuverið með svo litlu álagi, að aflúttak kaupanda fari fram úr áskrift, þá skal kaupandi skv. samningnum greiða þær kWh, sem í umframúttakinu felast, á verði, sem nemur 85% af breytilegum kostnaði varmaorkuversins, eins og hann er ákveðinn í samningnum.

Ákveði seljandi hins vegar að leggja það mikið á varmaorkuverið, að aflúttak kaupanda nái ekki áskrift (ef slíkt er mögulegt), greiðir seljandi kaupanda þær kWh sem hann (kaupandi) átti rétt á skv. áskriftinni, en fær ekki skv. ákvörðun seljanda, með verði sem er 115% af breytilegum kostnaði varmaorkuversins. (Í stað 85 og 115 geta auðvitað komið aðrar prósentutölur.)

Kaupandi greiðir allan breytilegan kostnað varmaorkuversins.

Með þessu er tryggt, að val seljanda, sem einmitt hefur valdið til að velja í sínum höndum, hlýtur ávallt að vera kaupanda í hag, borið saman við að nýta áskriftina nákvæmlega. Í fyrra tilvikinu (umframúttekt að ákvörðun seljanda) fær kaupandinn orkuna sem er umfram áskrift á 85% þess kostnaðar, sem það hefði kostað hann að vinna hana í varmaorkuveri sínu. Í hinu síðara (undirúttekt að ákvörðun seljanda) fær kaupandinn netto í sinn hlut 15% af breytilegum kostnaði varmaorkuversins fyrir þær kWh innan áskriftarinnar, sem hann átti rétt á skv. samningnum, en fær ekki að ákvörðun seljanda.

Grundvallarhugsun samningsins virðist vera þessi :

1. Kaupandi ákveður sjálfur úttekt sína, en þegar hún er einu sinni ákveðin, er hann bundinn af henni meðan hún er í gildi.
2. Seljandi hefur einhliða alla álagsstjórn á hendi.
3. Svo er um hnútana búið, að öll frávik frá áskrift sem seljandi ákveður séu kaupanda í hag, borið saman við engin frávik. Að sjálfsögðu eru þau jafnframt seljanda í hag; að öðrum kosti víkur hann alls ekki frá áskriftinni.

Fyrra tilvikið, að selja umfram áskrift, velur seljandi ef hann hefur umframvatn á kerfi sínu; hið síðara, að selja undir áskrift, velur hann ef vatn skortir.

Með þessu fyrirkomulagi vinnst það tvennt, að (1) allar ákvarðanir um rekstur eru teknar af einum aðila og (2) að hver ákvörðun verður báðum samningsaðilum í hag.

2.1.5. Samningar um flutning orku eftir stofnlínukerfinu (Stamlinieavtalet)

Nýlega gekk í gildi í Svíþjóð nýr samningur um orkuflutning eftir stofnlínukerfinu, en til stofnlínukerfisins sænska teljast fyrst og fremst línur milli landshluta með 220 kV spennu og hærri.

Stofnlínukerfið er í eigu margra aðila. Af þeim er Vattenfall stærst. Samkvæmt samningnum er stofnlínukerfið rekið sem ein heild, óháð eignarhlutföllum, og er Vattenfall með samningnum falinn þessi rekstur.

Stofnlínusamningurinn er það bundinn aðstæðum í Svíþjóð sérstaklega, og þá einkum landfræðilegri legu orkulinda og markaðar, að ekki þykir ástæða til að rekja hann hér í einstökum atriðum. Þó er líklegt að hafa mætti margháttuð not af honum við gerð samninga hér á landi, er aðallega eða eingöngu fjalla um orkuflutning.

Í stofnlínusamningnum er einnig byggt á hugtakinu áskrift, sem hver samningsaðili verður að tilkynna fyrirfram; verður að verulegu leyti að greiða án tillits til þess, hvort hann notar hana eða ekki, og er bundinn við, nema til komi hverju sinni sérstakt leyfi stjórnanda stofnlínukerfisins (Vattanfall). Hér er um flutningsáskrift að ræða, og er hún reiknuð í MWkm, sem margfeldi úttekinna megawatta og loftlínufjarlægðar milli innmötunar- og úttektarstaðar.

Frá tekjum þeim, sem inn koma fyrir áskriftargjöld, er dreginn rekstrarkostnaður (mannhald; yfirstjórn o. s. frv.). Afgangnum er síðan skipt milli eigenda stofnlínukerfisins eftir nánar umsömdum reglum. Hver um sig annast síðan viðhald síns kerfishluta. Í samningnum eru nánari ákvæði um skyldu eigenda til slíks viðhalds, þannig að tryggt sé sem best rekstraröryggi stofnlínukerfisins í heild.

2.2. N o r e g u r

Heildarmyndin af raforkuviðskiptum milli orkuframleiðenda virðist vera svipuð í Noregi og Svíþjóð. Þeir sem höf. ræddi við vissu þó ekki um neitt dæmi um "saxning" í Noregi, en vildu ekki for- taka að slíkur viðskiptaháttur fyrirfyndist þar.

Höfundur sér ástæðu til að láta fylgja skýrslu þessari sem fylgi- skjal 1 núgildandi samningsform milli norsku Ríkisrafveitnanna (Statskraftverkene) annars vegar og rafveitna til almenningsþarfa hins vegar. (Fyrir stóriðjufyrirtæki gilda sérsamningar).

Að vísu þurfa slíkar almenningsveitur ekki að vera orkufram- leiðendur, og falla þá utan ramma þessarar skýrslu, en geta hins vegar verið það - og eru í mörgum tilvikum. Sömuleiðis þykir ástæða til að láta fylgja (sem fylgiskjal 2) útdrátt úr " Utredning vedrørende Norges energiforsyning", sem Statens energiråd sendi frá sér í júní 1969. Þar er á athyglisverðan hátt fjallað um samsetningu raforkuvinnslukerfisins (vatnsorkuver; eldsneytis- orkuver; kjarnorkuver); um hlutverk verðsins í raforkuiðnaðin- um, einkum um grundvöll verðmyndunarinnar í þeim iðnaði. Hér eru á ferðinni sumpart ný sjónarmið, sem nú orðið munu mjög móta viðhorf norsku raforkumálastjórnarinnar.

2.2.1. Sameignarsamningar

Í Noregi mun algengt að tveir eða fleiri raforkuframleiðendur slái sér saman um nývirkjanir, sem eru of stórar fyrir hvern um sig. Samningar þessir eru mjög áþekkir sams konar samning- um í Svíþjóð, sem áður er minnst á. Að jafnaði er myndað sam- eignarfélag með stjórn og stundum sérstökum framkvæmdastjóra og starfsliði. Þetta félag rekur þá mannvirkið, þótt dæmi muni einnig um, að einhverjum sameigandanum sé falinn reksturinn, með sérsamningi.

Í sameignarsamningi eru ákvæði um eignahlutföll sameigenda. Þeir standa undir stofnfjárframlagi og lánaábyrgð í hlutfalli við eign sína og eiga rétt á sínum hluta afls og orkuvinnslu sem um eigið orkuver væri að ræða. Enginn hefur heimild til að taka út afl eða orku umfram sinn hluta, nema með samþykki hinna hverju sinni.

2. 2. 2. Orkusölusamningar til 5 ára eða svo

Allmörg dæmi munu vera um slíka samninga milli orkuframleiðenda. Í þeim dæmum, sem höf. hefur séð, er ekki talað um áskrift. Í þess stað er ákvæði um að seljandi skuldbindi sig til að selja og kaupandi skuldbindi sig til að kaupa tiltekið magn afls og orku; oft með nánari ákvæðum um það, á hvern hátt orkuúttektin skuli skiptast á sumar og vetur. Ákvæði eru um, að kaupandi megi ekki taka meira en hið umsamda magn, nema með sérstöku leyfi seljanda hverju sinni.

Force majeure - þar með talinn vatnsskortur - leysir seljanda undan afhendingarskyldu meðan hún (þ.e. force majeure) varir.

2. 2. 3. Orkusölusamningar milli norsku Ríkisrafveitnanna og almenningsrafveitna

Form þessara samninga er að finna á fylgiskjali 1, og vísast til þess hér.

Það, sem einkum einkennir þessa samninga, er að afhendingarskilyrði og verð er eins hvar sem er á landinu. Verðið er ákveðið af NVE (Norges Vassdrags- og Elektrisitetsvesen) með samþykki Iðnaðarráðuneytisins, eftir umboði Stórþingsins. Stórþingið getur einhliða breytt verðinu á samningstímabilinu, með 6 mánaða fyrirvara. Seljandinn - ríkisrafveiturnar - geta einhliða breytt verðinu 10% upp eða niður, að fengnu samþykki Iðnaðarráðuneytisins.

Auk "ársorku"-samninga af þessu tagi, þar sem gert er ráð fyrir orkuúttaki allt árið, er unnt að gera svonefnda "vetrarorku"-samninga, þar sem orkan er eingöngu tekin út vetrarmánuðina. Ýmsar rafveitur með eigin orkuvinnslu, sem eru sjálfum sér nóg- ar utan mesta álagstímans að vetrinum, gera slíka samninga.

Samningar þessir gera ráð fyrir ákveðinni áskrift, bæði í afli og orku. Kaupanda er óheimilt að fara fram úr áskriftinni án leyfis hverju sinni. Geri hann það engu að síður og hlíti ekki aðfinnslum þar að lútandi, getur seljandi rofið strauminn.

Samkvæmt þeim samningi, sem fylgiskjal 1 sýnir, skuldbindur kaupandi sig til að greiða alla afláskriftina, án tillits til notkunar.

Ef um ársorkusamning er að ræða, greiðist orkugjald hins vegar einungis fyrir þá orku, sem út er tekin. Í vetrarorkusamningum greiðist öll orkuáskriftin án tillits til raunverulegrar úttektar.

Frá og með 30. júní 1968 fela allir nýir samningar af þessu tagi í sér fulla greiðsluskyldu á allri orkuáskriftinni, einnig í "ársorkusamningum". Frá sama tíma er öllum eldri samningum sagt upp, og renna þeir út 30. júní 1973. Eftir það verður hvarvetna um að ræða fulla greiðsluskyldu á orkuáskriftinni.

Þessi breyting er í samræmi við sjónarmið Orkuráðsins um að verð í langtímasamningum byggji á langtíma - umframkostnaði raforku (umframkostnaður = grensekostnad = marginal cost). Hugsanleg frávik frá áskrift yrðu þá meðhöndluð sem óskuldbundin orkuviðskipti og verðlögð skv. því (sjá síðar).

Force majeure leysir seljanda undan afhendingarskyldu meðan ástand það varir. Vatnsskortur telst til force majeure í þessu sambandi, en seljandi (ríkisrafveiturnar) skuldbindur sig til að halda samningsbundinni orkusölu innan þeirra marka, að vatnsskortur verði ekki oftast en í 10% af árum, til jafnaðar.

Samningar þessir eru oftast til 5-10 ára í senn.

2.3. D a n m ö r k

Í Danmörku eru aðstæður á sviði raforkuvinnslu gjörólíkar því, sem er í Svíþjóð og Noregi. Öll raforkan er unnin í varmaorkuverum. Að vísu kaupa Danir vatnsaflsraforku frá Svíþjóð og selja þangað eldsneytisraforku, eftir sérstökum samningum. En þeir samningar eru svo sérstaks eðlis, að þeir hafa tæplega gildi sem viðmiðun eða fyrirmynd hér á landi. Verður því ekki frekar um þá rætt.

2.3.1. ELSAM

Umfangsmesta samstarf raforkuframleiðenda í Danmörku mun vera sameignarfélag 6 raforkufyrirtækja á Jótlandi og Fjóni, Det Jysk-Fynske Elsamarbejde, ELSAM. Hér er fyrst og fremst um að ræða sameign á orkuflutningslínum fyrir 150 kV spennu og

hærri á Jótlandi og Fjóni, er tengja orkusvæði aðila saman. Línur, jafnvel með sömu spennu, sem ætlaðar eru til orkuflutnings innan svæðis hvers aðila um sig eða til samtengingar orkuvera í eigu sama aðila, eru aftur á móti algerlega í eigu þess aðila. Öll orkuver eru einnig í eigu viðkomandi aðila hvers um sig.

Samstarfið tekur til (1) varaafslparfar; (2) gagnkvæmrar aðstoðar við byggingu orkuvera; (3) hagkvæmustu álagsdreifingar á hið samtengda kerfi sem heild og (4) viðskipta við aðila utan ELSAM-svæðisins, svo sem Þýzkaland og Svíþjóð (gegnum Konti-Skan).

ELSAM stýrir sérstök stjórn með fulltrúum allra aðila. Komið hefur verið upp sérstakri álagsstjórnstöð fyrir svæðið í heild við Skærbæk hjá Frederecia. Þar eru jafnframt skrifstofur samtakanna. Stjórnstöðin er mönnuð allan sólarhringinn. Hún hefur eigin rafreikni til álagsdreifingar; þó ekki "on-line".

Hver aðila er skyldur til að sjá fyrir nægilegu afli til að anna þörfum á eigin orkusvæði, að dómi stjórnar ELSAM. Hann getur þó fengið tímabundinn frest til þess, gegn því að greiða ELSAM ákveðna upphæð á ári fyrir hvert MW, sem vantar á að skyldu þessari sé fullnægt. ELSAM sér þá fyrir umframafliþörfinni.

Með þessu vinnst, að aðilar geta stækkað orkuver sín til skiptis, og þá keypt stærri og hagkvæmari vélasamstæður en henta myndi aukningaþörf hvers þeirra um sig. Þetta er, ásamt betri varaaflsaðstæðum, meginávinningur samstarfsins.

Varaafliþörfin hefur hér miklu meira að segja en í Svíþjóð eða Noregi, þar eð danska kerfið er "aflhannað" (effektdimensioneret), gagnstætt norsku og sænsku kerfunum, sem eru "orkuhönnuð", þ. e. stærð stöðva miðast við að ráða við orkuþörfina í 9 árum af hverjum 10 eða svo, þrátt fyrir breytilegt vatnsrennsli. Uppsett afl í vatnsaflsstöðvunum sænsku og norsku verður með því móti ríflegt. Það, ásamt mjög háum tiltækileika (availability; tilgænglighät) vatnsaflsvéla - yfir 98%, borið saman við 85-90% hjá varmaafllsamstæðum - tryggir að jafnaði, að nægilegt afl er fyrir hendi á norsku og sænsku kerfunum, ef á annað borð er hægt að sjá fyrir orkuþörfinni. Þessi viðhorf gagnvart varaaflinu eru nú óðum að breytast í Svíþjóð og færast nær hinum dönsku,

eftir því sem hlutdeild vatnsaflsins minnkar að tiltölu.

Að hagkvæmustu álagsdreifingu verður vikið síðar, þegar rætt verður um óskuldbundin orkuviðskipti.

Grundvallarsamningur ELSAM er birtur með skýrslu þessari sem fylgiskjal 3. Í grundvallarsamningnum er gert ráð fyrir því, að aðilar geri nánari sérsamninga á grundvelli hans um tiltekin sérstök atriði; þar á meðal um dreifingu heildarálagsins á stöðvar, og hvernig ábata af slíkri hagkvæmustu heildarskiptingu skuli skipt (lastfordelingsaftaler).

3. SAMSTARF UM ÓSKULDBUNDIN ORKUVIÐSKIPTI

3.1. Svíþjóð

Segja má, að óskuldbundin orkuviðskipti í Svíþjóð fari í æ vaxandi mæli fram eftir svonefndu skammtíma-umframkostnaðarverði (korttids - grensekostnad - short-term marginal cost). Verð þetta er síbreytilegt eftir aðstæðum á kerfunum; fyrst og fremst framboði á vatni (aðrennsli); stöðu miðlunargeyma; álagi og kostnaði á hjálparvinnslu með varmaorku.

Skammtíma-umframkostnaðarverðið er jafnt og umframverðmæti vatnsins í miðlunargeymunum, að viðbættum umfram-flutningskostnaði orkunnar til þess staðar, er um ræðir hverju sinni.

Til skamms tíma var ekki farið sérlega nákvæmlega eftir þessum reglum, en greinilegt er, að þróunin gengur í þá átt að fylgja þeim út í æsar. Slíkt kostar að reikna þennan umframkostnað sí og æ, þar eð hann er síbreytilegur. Til þess þarf að jafnaði álagsstjórnstöðvar þúnar eigin rafreiknum eða a. m. k. með símasamband við rafreikni. Þær þurfa og að vera mannaðar allan sólarhringinn.

Margir orkuframleiðendur í Svíþjóð hafa slíkar stjórnstöðvar og þann búnað, er til þarf. Að sjálfsögðu gegna stjórnstöðvarnar mörgum öðrum hlutverkum einnig, fyrst og fremst því, að vaka stöðugt yfir kerfunum.

Nú er umframkostnaður tveggja framleiðenda sjaldnast eins á tilteknum tíma - enda er það einmitt þessi mismunur, sem er drifjöðrin bak við óskuldbundin orkuviðskipti. Venjan er, að viðskiptin, þ. e. kaup og sala, fari fram á verði, sem er meðaltalið af umframkostnaði kaupanda og seljanda. Með því móti fær hvor um sig í sinn hlut helminginn af ávinningnum með viðskiptunum.

Dæmi eru til, að umframkostnaðarverð hvers um sig af þátttakendunum í svona samrekstri sé stöðugt reiknað út í sameiginlegri álagsstjórnstöð og kerfi hvers einstaks lestað í samræmi við þá niðurstöðu, án þess að beint fjárhagslegt uppgjör fari fram á viðskiptunum (eins og annars er gert). Er þá litið svo á, að þegar til lengdar lætur muni hver þátttakandi með þessu móti verða veitandi og þiggjandi í samstarfinu í jafnríkum mæli og þannig verða aðnjótandi helmings ávinnings, án þess að slíkt sé beinlínis gert upp. Þessi háttur mun þó vera að hverfa smátt og smátt. Forsendur hans eru líka, að þátttakendurnir í samstarfinu séu mjög svipaðir í flestu tilliti.

Inn í skammtíma-umframkostnað kemur í ríkum mæli kostnaður við vinnslu hjálparorku í varmastöðvum. Óskuldbundin viðskipti á þessum grundvelli henta því vel, þar sem framleiðsla orkunnar er að mestu með vatnsafl, en varmaafli notað til hjálpar. Ef vinnslan er algerlega með vatnsafl, lætur nærri að umframkostnaðurinn sé ýmist 0 - meðan framleiðslugetan er ekki fullnýtt - eða óendanlegur - þegar hún er fullnýtt.

Í hréinum varmaaflskerfum verður skammtíma-umframkostnaðurinn í megindráttum jafn eldsneytiskostnaðinum, að teknu tilliti til breytilegrar nýtni eftir álagi.

Að viðskipti með óskuldbundna orku fari í Svíþjóð í vaxandi mæli fram á grundvelli umframkostnaðar hverju sinni, stendur án efa í sambandi við vaxandi hlutdeild varmaaflsins þar í landi.

3.2 N o r e g u r

Fram til þessa hafa viðskipti með óskuldbundna orku í Noregi yfirleitt ekki verið byggð á skammtíma-umframkostnaðarverði. Orsökina er vafalaust sú, að þessi umframkostnaður hefur til þessa

verið fremur illa skilgreinanlegt hugtak í Noregi, þar eð varma-
afl fyrirfinnst þar ekki að heita má. (Sbr. það sem að framan
segir um umframkostnað við slík skilyrði.)

Greinilegt er samt, að á þessu verður breyting fljótlega. Það
mun og mega telja það stefnu norsku raforkumálastjórnarinnar, að
slík viðskipti fari fram á grundvelli umframkostnaðar, enda hefur
núverandi aðalforstjóri hennar, prófessor Vidkunn Hveding, verið
meðal brautryðjenda í þróun þeirra reikningsaðferða, sem reikn-
ingar á skammtíma-umframkostnaði byggjast á. Hann var for-
maður norska Orkuráðsins lengst af meðan það vann að álitserð
þeirri, sem fylgiskjal 2 er hluti af, og er talið, að hans sjónarmið
hafi mjög mótað viðhorf ráðsins í þessu efni. Má fullvíst telja,
að ekki líði mjög mörg ár, þar til svona orkuviðskipti í Noregi
fara fram eftir umframkostnaði.

Sem stendur fer mest af viðskiptum með óskuldbundna orku í
Noregi fram innan ramma svonefndra samrekstrarfélaga - sam-
kjöringsselskaper. Þau eru nú 5 í Noregi, í mismunandi lands-
hlutum. Uppi eru ráðagerðir um að sameina þau í eitt - Sam-
kjöringen Norge - er nái yfir allt landið.

Stærst þessara samrekstrarfélaga, og jafnframt hið elzta þeirra
og kunnasta, er Östlandets Samkjöring, sem tekur yfir Austurland-
ið í Noregi. Félag þetta er í daglegu tali nefnt "Samkjöringen".
Félagsskapurinn er í formi félags með takmarkaðri ábyrgð.
Til fróðleiks eru samþykktir "Samkjöringen" fjölritaðar með
skýrslu þessari (sem fylgiskjal 4).

Samkjöringen er í eðli sínu eins konar markaðstorg, kauphöll eða
hvað menn vilja kalla það, fyrir viðskipti með óskuldbundna orku.
Félagið bæði kaupir og selur orku. Tilgangurinn er að hjálpa
meðlimum þess að nýta orkulindir sínar sem best. Þeim tilgangi
reynir félagið að ná með því að hámarka tekjur meðlimanna af
sölu óskuldbundinnar orku.

Öll orkusala Samkjöringen til meðlima sinna er með föstu verði
á kWh. Verð þetta er ákveðið af stjórn félagsins fyrir eitt ár í
senn. Verðið felur í sér grunnverð plús ákveðna, fasta prósentu
fyrir flutningstöpum plús 6% gjald til félagssjóðs.

Hver meðlimur tilkynnir Samjöring hve mikla orku hann óski að selja félaginu (eða kaupa af því) á tilteknu tímabili, t. d. viku í senn. Að formi til "kaupir" félagið alla þá orku, sem meðlimir bjóða því til kaups á tímabilinu, og það jafnt fyrir því, þótt sumt af þessari orku sé aldrei framleitt. Ef svo er kemur hún fram sem framhjárennslisorka hjá Samkjöringen sem heild, eða þá að hún er geymd (sem vatn) í uppistöðulóni einhverra meðlimanna. Samkjöringen rekur eigin álagsstjórnstöð, sem ákveður álagið á eintakar stöðvar og töppun úr eða fyllingu í einstakar miðlunar- uppistöður. Meðlimum er skylt að hlýða fyrirmælum álagsstjórnstöðvarinnar, en hún má hins vegar ekki sjálf framkvæma neinar aðgerðir á kerfinu sjálfu eða hlutum þess, svo sem að slá rofa út eða inn; breyta stillingu gangráðs eða spennustillis o. s. frv. Slíkt verður eigandinn að gera sjálfur hverju sinni.

Til viðbótar sölu til meðlima sinna á fastákveðnu verði (fyrir eitt ár í senn) selur Samkjöringen einnig öðrum utan félagsins orku á verði sem ræðst af markaðsaðstæðum hverju sinni.

Einu utanfélagskaupendurnir í landinu sjálfu eru iðnfyrirtæki, sem kaupa slíka raforku á rafkynta gufukatla til framleiðslu á iðnaðargufu. Annar möguleiki er sala til norsku Ríkisrafveitnanna til endursölu úr landi (til Svíþjóðar), en Ríkisrafveiturnar hafa einkarétt á verzlun við önnur lönd með raforku.

Að jafnaði er verð það, er fæst fyrir slíka orku til utanfélagsaðila, mun lægra en hið fastákveðna verð til meðlima þess (sem, eins og fyrr segir, er ákveðið af stjórninni til eins árs í senn).

Frá heildartekjum af orkusölu, bæði til meðlima og annara, yfir vikuna er nú dregið orkuflutningsgjald og framlag í félagssjóð. Afgangnum er dreift meðal þeirra meðlima, er falbuðu orku í sömu viku, í hlutfalli við framboð hvers og eins.

Með þessu móti verður verð það, er seljendur fá fyrir orkusölu til félagsins algerlega háð hlutfallinu milli framboðs og eftirspurnar. Sé þetta hlutfall til muna yfir l verður verðið sem seljendur fá langt undir hinu fastákveðna söluverði félagsins til meðlima.

Samkjöringen getur geymt orku í miðlunarlónum meðlima sinna. Í uppgjörinu er söluverð slíkrar orku talið 0 á því tímabili þegar hún er sett í geymslu. Eigandi uppistöðunnar fær geymslugjald, eða leigu, frá félaginu. Leigan er greidd í fríðu, þ.e. í orku, en ekki peningum, á þann hátt, að Samkjöringen má aðeins taka út síðar 75% þess orkumagns, sem sett var í geymslu; hin 25% falla í hlut eiganda uppistöðunnar, sem geymslugjald, og hann getur ráðstafað þeirri orku sem um eigin orku væri að ræða. Leigan er óháð því, hve lengi orkan er geymd.

Sem fyrr segir rekur Samkjöringen eigin álagsstjórnstöð, sem er mönnuð að staðaldri. Hlutverk stjórnstöðvarinnar er tvíþætt : (1) að ákveða álag á stöðvar og töppun úr eða fyllingu á miðlunar-arlón og (2) að hafa yfirumsjón með rekstri kerfisins varðandi spennu á einstökum stöðum o.þvl. Undir þessa yfirumsjón fellur og að safna og vinna úr gögnum um bilanir á kerfishlutum eins og orkuverum; flutningslínunum; spennistöðvum o.s.frv.

Hver meðlimur Samkjöringen gerir sitt eigið rekstrarplan t.d. fyrir næstu viku, og leggur fyrir álagsstjórnina. Að öllum jafnaði samþykkir álagsstjórnin þessi plön í megindráttum, en hún getur breytt þeim ef hún telur það nauðsynlegt. Þetta er framkvæmt þannig, að álagsstjórnandi Samkjöringen ræðir málið í síma við stöðvarstjóra eða álagsstjóra viðkomandi meðlims, og reynir á þann hátt að fá gerðar breytingar. Venjulega gengur það snurðulaust fyrir sig. Til beinna fyrirskipana er ekki gripið nema ef allt annað bregst.

Rekstrarmáti sá, sem nú var lýst, tryggir ekki endilega hagkvæmasta rekstrarmáta á kerfi meðlimanna í heild - það gerir aftur á móti sá rekstur eftir umframkostnaði, sem að framan var minnst á. Álagsstjórn Samkjöringen leitast við að halda líkindunum fyrir framhjárennsli sem næst hinum sömu hjá öllum miðlunaruppistöðum á kerfinu. Þetta er reynt að gera með því að leggja ávallt á miðlunaruppistöðurnar eftir fallandi miðlunarstigi. Miðlunarstig er skilgreint sem hlutfallið milli miðlunarstærðar og meðalársinnrennslis í uppistöðuna. Álagsstjórnstöð Samkjöringen hefur enn ekki tekið rafreikna í þjónustu sína við álagsstjórnina.

Þetta var sem sagt rekstrarháttur "Östlandets Samkjöring". Önnur samrekstrarfyrirtæki í Noregi munu hafa notað starfshætti "Samkjöringen" sem fyrirmynd að verulegu leyti.

Með tilkomu "Samkjöringen Norge", samrekstrarfélags Noregs í heild, og með tilkomu varmaafsstöðva til hjálparvinnslu eru horfur á, að Norðmenn fari fljótlega að dæmi Svía og taki upp viðskipti með óskuldbundna orku á grundvelli skammtíma-umframkostnaðar.

3.3. D a n m ö r k

Í Danmörku fer orkuvinnslan fram með varmaafli, og þar er því skammtíma-umframkostnaður jafn viðbótar-eldsneytisnotkun (incremental fuel rate) margfaldað með verðinu á hverju kg eldsneytis. Bezta álagsskiptingin er því nálægt því að vera sú, sem gerir þetta margfeldi hið sama fyrir allar vélasamstæður á kerfinu. Það eru flutningstöpin, sem valda því, að þetta margfeldi á ekki að vera alveg hið sama alls staðar. Það getur verið býsna flókið og umfangsmikið að reikna það út í tölum, hver álagsskiptingin skuli vera, en sjálf aðferðin til þess er klassísk orðin, og rakin í kennslubókum.

Við danskar aðstæður eru því viðskipti með óskuldbundna orku í eðli sínu samstarf um álagsskiptingu, og hversu ávinningnum af henni skuli skipt. Í ELSAM-samningnum, sem áður er minnst á, og fylgir hér með (fylgiskjal 3) er gert ráð fyrir, að meðlimir ELSAM geri með sér sérsamning um álagsskiptingu (lastfordelingsaftaler). Slíkur samningur er við lýði. Álagsstjórnstöð ELSAM við Skærbæk, sem áður er nefnd, reiknar sífellt (á klukkustundar fresti) hagkvæmustu álagsskiptinguna, og tilkynnir stöðvarstjórum eða álagsstjórum meðlimanna með hvaða álagi hver samstæða skuli rekin, unz ný fyrirmæli berast. Stöðin er sem fyrr segir búin eigin rafreikni.

Þar eð slík álagsskipting milli varmastöðva eingöngu hefur ekki fyrirmyndargildi hér á landi, verður hún eða uppgjör skv. henni ekki frekar rakið.

KONTRAKT

mellom

Norges vassdrags- og elektrisitetsvesen
Statskraftverkene

nedenfor kalt selgeren

og

.....
nedenfor kalt kjøperen

om

levering av elektrisk energi

§ 1.	Kraftleveringens omfang.....	side 2
§ 2.	Leveringssted, strömart og spenning.....	" 2
§ 3.	Måling	" 3
§ 4.	Avregning	" 4
§ 5.	Kjøperens disposisjonsrett	" 5
§ 6.	Innstilling av driften	" 5
§ 7.	Force majeure	" 6
§ 8.	Redusert betaling ved innskrenkning i kraftleveringen.....	" 6
§ 9.	Ansvar	" 7
§ 10.	Skyldig avgift	" 7
§ 11.	Varighet	" 7
§ 12.	Voldgift	" 8
§ 13.	Særbestemmelser	" 8

§ 1. Kraftleveringens omfang.

1. Selgeren forplikter seg til å stille til disposisjon følgende kvanta for kjøperen:

	A	B	C	D
fra
	totalt	totalt	totalt	totalt
som årskraft:				
Effekt (MW):				
Energi (GWh pr. år):				
som vinterkraft:				
Effekt (MW):				
Energi (GWh pr. år):				

Kjøperen forplikter seg til fra samme tidspunkt for begge kategorier å betale for hele effektkvantumet og for vinterkraftens vedkommende også for energikvantumet. For årskraft betales for energien etter det faktiske energiuttak, jfr. dog § 8.

2. Selgeren skal levere effektkvantumet med følgende brukstider, for årskraft og vinterkraft:

Fra og med 16/10 til og med 15/4	3600 timer
" " " 16/4 " " " 15/5	450 "

for årskraft dessuten:

Fra og med 16/5 til og med 15/10	1950 timer
----------------------------------	------------

For vinterkraft står hverken energi eller effekt til disposisjon i denne periode. Kjøperen må ikke overskride effektkvantumet og/eller brukstidene uten selgerens godkjenning. Ved eventuell overskridelse gjelder bestemmelsene i § 9, pkt. 2.

3. Selgeren plikter til enhver tid bare å dekke sin forholdsvis andel av kjøperens behov for reaktiv effekt til eget forbruk og for levering til andre. Dog plikter selgeren ikke å levere mer reaktiv effekt enn tilsvarende $\text{tg } \varphi = 0,75$.

Selgerens plikt til å levere reaktiv effekt kan etter særskilt avtale fastsettes slik at samtidig levering av reaktiv og aktiv effekt skjer i et bestemt forhold

$$\left(\frac{\text{kVAr}}{\text{kW}} = \text{tg } \varphi \right).$$

§ 2. Leveringssted, strømart og spenning.

Kraften skal leveres i som trefaset vekselstrøm med ca. 50 perioder pr. sekund og med en spenning av ca. kV, idet det ved reguleringen tas hensyn til kjøperens behov.
Bl. 9051/00-november 1968.

§ 3. Måling.

1. Kraftleveringen måles i stasjon, hvor selgeren/kjøperen setter opp trykkende kWh-måler med 1 times registrerperiode samt registrerende MW-MVAr meter. De anvendte måletransformatorer skal være av nøyaktighetsklasse 0,2 (0,5). Måleapparater og måletransformatorer skal være godkjent av kjøperen/selgeren.

Ved idriftsettelse eller på et annet tidspunkt som partene blir enige om, foretas en justering av målerne under hensyntagen til måletransformatorenes feilkurver, slik at målerne får en konstant som medfører at målearrangementet som helhet gir så riktige verdier som mulig.

2. Kjøperen/selgeren kan på egen bekostning, dog innen rammen av måletransformatorenes ytelse, tilknytte de kontrollinstrumenter som ansees påkrevd.
3. Målerne skal underkastes kontroll i overvær av representanter for begge parter hvert 3. år. For övrig kan begge parter når som helst kontrollere målerne eller forlange disse kontrollert i overvær av representanter for begge parter. Oppnås ikke enighet om resultatet av en foretatt kontroll, skal målerne kontrolleres av Norges tekniske högskole eller annen instans som begge parter er enige om å nytte.

Viser kontrollen en avvikelse på mindre enn 2 % fra den konstant som er nevnt i pkt. 1, skal målerne justeres slik at de igjen får den samme konstant. Hvis det etter en enkelt eller flere kontroller sammenlagt må foretas mer enn 2 % justering av målerne, eller det på annen måte viser seg at disse arbeider utilfredsstillende, plikter selgeren/kjøperen å sørge for revisjon, eventuelt utbygging.

4. Utgiftene ved regelmessig fastsatt kontroll skal betales av den som eier måleutstyret. Forlangt kontroll skal i sin helhet bekostes av den part som har hatt økonomisk fordel av feilen.
5. Målerkontrollens resultat skal gjelde fra den 1. i den måned kontrollen foretas og videre inntil den 1. i den måned ny kontroll foretas. Ved større feilvisning enn 2 % skal dog feilen regnes tilbake til den tid den er oppstått, hvis dette kan påvises.
6. Hvis en av partene oppdager feil ved målingen, plikter han omgående å varsle den annen part.

§ 4. Avregning.

1. Aktiv effekt og energi.

For kraftleveringen i henhold til § 1, pkt. 1, skal kjøperen betale den til enhver tid gjeldende statskraftpris.

Statskraftprisen er for tiden:

Effektavgift:

Årskraft kr. 79,50 pr. kW pr. år

Vinterkraft kr. 65,- pr. kW pr. år

Energiavgift:

Fra og med 16/5 til og med 15/10: 0,8 öre pr. kWh

" " " 16/10 " " " 15/5: 1,6 " " "

Inntil videre er den samlede avgift for årskraft med 6.000 brukstimer kr. 159,90 pr. kW pr. år, for vinterkraft med 4.050 brukstimer kr. 129,80 pr. kW pr. år.

Stortinget kan uavhengig av oppsigelsestiden justere kraftprisen. Endringen gjøres gjeldende fra budsjettårets begynnelse (1. januar), og melding om at kraftprisen vil bli hevet sendes kjøperne minst 6 måneder tidligere. Videre kan selgeren med vedkommende departements samtykke uavhengig av oppsigelsestiden justere kraftprisen opp eller ned med inntil 10 % innenfor den ramme som er trukket opp i Innst. S. nr. 185 (1962-63) og med samme varsel og ikrafttreden som ovenfor nevnt. Slik endring kan ikke foretas oftere enn hvert annet år, første gang gjeldende fra 1. januar 1967. Brukstiden for tiden 16/10 - 31/12 settes lik 1500 timer.

2. Reaktiv effekt.

Hvis den avtalte tg φ for selgerens kraftlevering er satt lavere enn 0,75 (jfr. § 1, pkt. 3), skal kjøperen få en reduksjon i effektavgiften. Denne reduksjon er for tiden satt til:

$tg \varphi = \frac{kVAr}{kW}$	Reduksjon i effektavgift kr. pr. kW pr. år
0,70 + 0,05	0
0,60 "	0,50
0,50 "	1,00
0,40 "	1,50
0,30 "	2,00
0,20 "	2,50
0,10 "	3,00
0 "	3,50

Eventuell reduksjon i effektavgiften trekkes fra i kraftleien for kvartalet 1/4 - 30/6.

Partene kan uavhengig av oppsigelsestiden etter avtale justere de i pkt. 2 nevnte satser.

3. Som tillegg til prisene i pkt. 1 kommer generelle avgifter som er eller blir pålagt produksjon og/eller levering av elektrisk kraft.
4. Kraftleien skal betales kvartalsvis og etterskuddsvis, for årskraften hver gang med et belöp svarende til 1/4 av effektavgiften for hele driftsåret og med tillegg av energiavgift for den i vedkommende kvartal uttatte energi. For vinterkraften oppkreves effektavgiften for perioden 16/10 - 15/5 og med et for hvert av de angjeldende kvartaler forholdsmessig stipulert belöp. Dersom det ikke kan foretas endelig avregning for hvert kvartal, skal det korrigeres herfor i etterfølgende kvartal, eventuelt foretas endelig avregning ved driftsårets utlöp.

Betaling skal skje innen 30 dager etter kvartalets utlöp. Betaling kan dog ikke forlanges tidligere enn 10 dager etter at regning er sendt. Etter forfall svares en årlig rente av 2 % over Norges Banks vekseldiskonto.

5. Driftsåret regnes fra og med 1. juli til og med 30. juni.

§ 5. Kjöperens disposisjonsrett.

1. Kontrakten kan ikke overdras.
2. Kjöperen kan innen eget forsyningsområde anvende den uttatte energi i et hvilket som helst öyemed som ikke sjenerer selgerens drift.
3. Kjöperen kan videreselge energi han ikke selv behöver til det stedlige samkjöringsorgan. Selgeren kan etter samråd med det stedlige samkjöringsorgan gi tillatelse til at kjöperen videreselger energi også til andre utenfor eget forsyningsområde.

§ 6. Innstilling av driften.

1. Den elektriske energi skal stå til kjöperens disposisjon til enhver tid så vel dag som natt, dog kan selgeren etter minst 14 dagers varsel helt innstille energileveringen i höyst 8 dager pr. driftsår, for så vidt dette er absolutt nödvendig for å foreta utvidelser eller reparasjoner og ettersyn som ikke kan skje under drift. Disse driftsinnstillinger skal finne sted etter samråd med kjöperen og det eventuelle stedlige samkjöringsorgan. Såfremt selgeren finner det teknisk og ökonomisk forsvarlig, skal alle reparasjoner henlegges til den tid av året og dögnet som kjöperne foretrekker.

2. Etter minst 2 døgn varsel kan selgeren helt innstille driften på helligdager fra kl. 6 til kl. 18, såfremt stans er nødvendig av omsyn til arbeider og ettersyn som ikke kan foretas mens anlegget er i drift.

§ 7. Force majeure.

1. Selgeren er fri ethvert ansvar for skade og tap ved avbrytelser eller innskrenkninger eller mangler ved leveringen som følge av force majeure, heri innbefattet vannmangel, svikt i selgerens krafttilgang i henhold til faste kontrakter, samt streik, lockout eller andre begivenheter som selgeren ikke med rimelige midler kan forhindre.

For å redusere risikoen for vannmangel forplikter selgeren seg til, i samråd med samkjøringsorganene og etter oppgaver fra Vassdragsvesenets hydrologiske avdeling, å begrense sitt samlede primakraftsalg slik at det tilsvarer selgerens samlede krafttilgang ved bestemte regulert vannføring.

2. Kjøperen plikter i slike tilfelle å foreta de nødvendige innskrenkninger, mens selgeren på sin side hurtigst mulig skal søke å avhjelpe enhver oppstått mangel og gjenopprette normal drift.

§ 8. Redusert betaling ved innskrenkning i kraftleveringen.

1. Ved innskrenkning i kraftleveringen i henhold til § 6 reduseres ikke betalingen.
2. For hver innskrenkning i kraftleveringen i henhold til § 7 av mer enn 12 timers varighet reduseres for årskraft effektavgiften med R kroner pr. kW, og det betales kun energiavgift for uttatte kWh.

- a. Ved reduksjon av effektkvantum, eller samtidig av effekt- og energikvantum, er

$$R = \text{effektavgift} \cdot \frac{\text{antall timers reduksjon}}{8760}$$

- b. Ved reduksjon kun av energikvantum er:

$$R = \frac{1}{2} \text{ effektavgift} \cdot \frac{\text{antall timers reduksjon i br. tiden}}{6030}$$

For vinterkraft skal ved slik innskrenkning i kraftleveringen avgiftsreduksjonen være den samme som for årskraftleveranser.

Kjøperen er under slike forhold ikke forpliktet til å ta ut det tilsvarende energikvantum senere i brukstidsperioden. Energiuttaket forutsettes jevnt fordelt over samme periode.

§ 9. Ansvar.

1. Selgeren og kjøperen plikter å anlegge, vedlikeholde og drive sine anlegg og sine virksomheter på fullt forsvarlig måte, og uoppholdelig rette alle feil og mangler som er eller kan bli sjenerende for den annen part.
2. Oppstår det i kjøperens anlegg feil eller mangler som kan innebære fare for driften av selgerens anlegg, og herigjennom også for selgerens levering til andre avtakere, er selgeren berettiget til etter gitt eller forsøkt gitt telefonisk varsel å avbryte leveringen til disse anlegg inntil manglene er rettet.

Selgeren er videre berettiget til å avbryte leveringen hvis kjøperen uten selgerens godkjenning overskrider sitt kontraktsmessige effekt- eller energikvantum, og etter påkrav ikke bringer overskridelsene til opphør. Kjøperen må godtgjøre at den nødvendige reduksjon vil finne sted for selgeren plikter å gjenoppta leveringen.

For disse driftsinnstillinger gjøres intet fradrag i betalingen.

3. For øvrig fritar partene hverandre gjensidig for ethvert ansvar for materiell skade som ikke med forsett er påført den annen.

§ 10. Skyldig avgift.

Såfremt kjøperen ikke betaler skyldig avgift, kan selgeren etter 2 måneders varsel avbryte leveringen uten å tape retten til skyldig avgift og uten å redusere den løpende effektavgift. Etter et ytterligere varsel av 4 måneder kan selgeren oppheve kontrakten, uten derved å tape retten til den skyldige avgift. Varsel etter denne paragraf skal skje i rekommandert brev.

§ 11. Varighet.

Kontrakten gjelder med års gjensidig oppsigelse, regnet fra utløpet av det driftsår hvori oppsigelsen finner sted.

Blir kraftprisen justert oppover, jfr. § 4, pkt. 1, har kjøperen rett til å si opp kontrakten, eventuelt rett til å redusere kontraktskvantumet, med en kortere oppsigelsestid enn ovenfor nevnt. Reduksjonen kan skje trinnvis, tidligst fra det tidspunkt prisforhøyelsen finner sted, forøvrig fra begynnelsen av det enkelte driftsår. Melding om slik oppsigelse må skje senest tre måneder etter at det er fattet vedtak om prisforhøyelsen og kjøperen har fått melding om dette.

Oppsigelse skal skje i rekommandert brev.

§ 12. Voldgift.

1. Såfremt det måtte oppstå tvist i anledning av denne kontrakt, skal tvisten, hvis den ikke kan løses gjennom forhandling eller ikke en av partene måtte ønske saken innbragt for domstolene avgjøres av en voldgiftsrett bestående av 3 medlemmer.
2. Voldgiftsrettens formann skal være en jurist i dommende stilling og oppnevnes av høyesterettsjustitiarius. Etter en foreløpig gjennomgåelse av tvistens gjenstand, avgjør formannen om de to øvrige medlemmer skal ha juridisk eller teknisk utdanning.
3. De juridisk utdannede medlemmer av voldgiftsretten oppnevnes av høyesterettsjustitiarius. De teknisk utdannede medlemmer oppnevnes av Den Norske Ingeniørforenings hovedstyre.
4. Forøvrig følges lov om rettergangsmåten for tvistemål av 13. august 1915, kapitel 32.

§ 13. Særbestemmelser.

Denne kontrakt er skrevet og undertegnet i to likelydende eksemplarer, hvorav hver av partene beholder ett.

Oslo,

Selgeren

Kjøperen

Del 6

ELEKTRISITETSPRODUKSJONEN

Kap. 29: Problemstillingen.

Hittil er elektrisitetsforbruket i Norge i sin helhet blitt dekket fra vannkraft. Det finnes riktignok noen varmekraftinstallasjoner for spesielle formål, som reservekraft ved noen av de større by-elektrisitetsverk, mottrykkskraft i industribedrifter, og bare unnaksvis som rene produksjonsanlegg på steder med vanskelig tilgang på vannkraft¹). Ved utgangen av 1966 utgjorde varmekraftverkene 1,2 pst. av den samlede installerte effekt i norske kraftverk, og de hadde i årets løp dekket 0,3 pst. av energiproduksjonen. Så lenge den vannkraft som står til disposisjon for utbygging er avgjort billigere enn varmekraft, vil også planleggingen av den fortsatte kraftutbygging bestå i å velge ut de vannkraftkilder som eigner seg best med hensyn til kostnad, beliggenhet og størrelse.

Nå er ikke det lenger tilfelle. Det er nok fremdeles så at det står vannkraft igjen å bygge ut, som isolert sett gir billigere kraft enn både konvensjonell varmekraft (fra kull og olje) og atomkraft. Men etter som de billigste vannkraftkildene er blitt tatt i bruk, og varmekraftteknikken er forbedret, samtidig med at brenselprisene er gått ned (olje), er marginen blitt så liten at det godt kan vise seg billigere med en kombinasjon av vannkraft og varmekraft, i et samspill hvor man drar nytte av deres forskjelligartede og utpreget komplementære produksjons- og kostnads karakteristikk.

For vannkraften er det karakteristisk at dens kostnader er faste. Når anleggene står der, påløper det ingen kostnader for brensel. De forholdsvis små kostnader for personale og vedlikehold er også faste, de endres ikke om det produseres mer eller mindre. Typisk anleggskostnad for vannkraft i dag kan man si ligger i området 1 000—1 400 kr. pr. kW.

Med såkalt konvensjonell eller fossil-fyrt varmekraft²) er det nærmest motsatt. Anleggskostnadene kan ligge i området 600—900 kr/kW, altså godt og vel halvparten av vannkraftens. Men så påløper det brenselkostnader med 2—3 øre for hver kWh som produseres, og den samlede kostnad for kraften som kommer ut, blir betydelig høyere enn for vannkraften. Dette skal en komme tilbake til nedenfor.

Atomkraften nærmer seg i så måte til vann-

kraften igjen. Den største delen av kostnadene er fast, og knytter seg til anlegget selv og anskaffelse av den første brenseladning. Disse investeringene kan dreie seg om til sammen 1 500—2 000 kr. pr. kW. Ved produksjon påløper det «brenselkostnader» ved at ladningen brukes opp og etter hvert må skiftes ut, men disse produksjonsavhengige kostnadene er små, ca. 1 øre eller mindre pr. kWh.

Det skulle da lønne seg å bruke konvensjonell varmekraft til å dekke den del av belastningen som bare står på i forholdsvis kort tid, for der er det mest om å gjøre å holde de faste kostnader nede, mens brenselkostnadene spiller mindre rolle. Og så skulle atomkraften eller vannkraften brukes til grunnbelastningen, som står på hele tiden.

Imidlertid er det andre forhold ved vannkraften som kompliserer dette enkle bilde, men som gir ytterligere muligheter for kostnads senkning. Det er nok så at et vannkraftverks kostnader er faste når anlegget først er bygget. Men ved planleggingen av anlegget er det mulig, med forholdsvis små tilleggs kostnader, å forme det slik at det kan greie høye, kortvarige belastninger (ved større effektinstallasjon) og slik at det kan levere en større del av energien sammentrengt i vinterhalvåret (større magasiner for den samme vann-tilgang). Den kostnadsfleksibilitet som vannkraften dermed har på prosjekteringsstadiet, representerer en stor fordel i samspillet med de andre kraftslagene.

På den annen side ligger vannkraftens svakhet i at den er avhengig av en vanntilgang som ikke kan påvirkes. I et varmekraftsystem er det nok å sørge for at tilstrekkelig maskineri blir installert og siden er det bare å kjøpe inn brensel etter hvert som det trengs. I et vannkraftsystem kan man bare innrette seg på å utnytte den vanntilgang som man vent er vil komme. Den kan ventes å variere sterkt fra år til år, og for regulær kraftproduksjon kan man bare regne med den tilgang som er noenlunde sikkert påregnelig i alle år, foruten de muligheter man skaffer seg til å føre vann over fra våte til dårlige år gjennom ekstra store magasiner.

Som grunnlag for beregninger over dette har man i de fleste norske vassdrag faste målinger og observasjoner fra begynnelsen av dette århundre. Resultatene blir publisert i «Hydrologiske undersøkelser i Norge» som omfatter hele undersøkelsesperioden, og i

1) F.eks. A/S Sydvarangers anlegg på Kirkenes.

2) Fossile brensel d.v.s. kull eller olje.

«Hydrologisk årbok» som omfatter siste års resultater¹⁾.

Det ble tidlig vanlig praksis i Norge å innrette seg etter den vassføring og kraftproduksjon som man med de planlagte magasiner kan regne med å opprettholde i 9 av 10 år, og dette ble da kalt bestemmende vassføring resp. bestemmende årsproduksjon²⁾. Den bestemmende årsproduksjon kan naturligvis aldri bli større enn det som svarer til gjennomsnittlig årlig tilløp (altså full utjevning årene imellom), men det kan være betydelig mindre. For samkjøringssystemet på Østlandet slik det nå er utbygget, er den bestemmende årsproduksjon ca. $\frac{3}{4}$ av den gjennomsnittlige årlige energitilgang til anleggene, og dette er bare oppnådd ved at enkelte høvfjellsvassdrag er bygget ut med så store magasiner at de kan levere mere energi i de tørre år enn det som svarer til gjennomsnittlig årlig tilløp.

En del av den høye gjennomsnittlige vann-tilgang skriver seg fra særlig vannrike år, som kommer sjelden og ikke kan gi grunnlag for utnyttelse. Men det vann som nå må gå utnyttet i mere «normale» år, burde kunne trekkes inn i regulær kraftproduksjon, hvis man også anskaffer noen fossilfyrte (konvensjonelle) varmekraftverk, som har lave faste kostnader og som bare behøver å fyres i de forholdsvis få tørre år, da vannet ikke strekker til selv med de magasiner man har.

På lignende måte kan vannkraftens fleksibilitet gi gunstige kombinasjonsmuligheter med atomkraft. Hvis atomkraften skulle dimensjoneres for også å dekke toppbelastningen i vinterhalvåret, ville hver kW der koste nesten like meget som en kW grunnbelastning, eller 800 til 1 500 kr i engangskost-

nad³⁾. At det dreier seg om en kortvarig belastning hjelper lite, da brenselforbruket allikevel nesten ikke koster noe. Men det man kan gjøre, er å legge toppbelastningen over på vannkraften. Å øke et påtenkt vannkraftanleggs maskininstallasjon med 1 kW kan koste mellom 200 og 400 kr. Dertil trengs det litt mere magasin for å holde vann til maskinen i vintertiden. På egnede steder kan kostnaden for dette dreie seg om like meget, en 100—400 kr pr. kW, alt etter brukstiden. Men summen blir i alle fall betydelig lavere enn kostnaden for 1 kW atomkraft. Så får atomkraften til gjengjeld kjøres fullt også i lavbelastningstider, for å frigjøre vann til oppfylling av magasinene. Det vil koste svært lite, med atomkraftverkets lave brenselutgifter.

Opgaven blir da å undersøke om det økende behov for elektrisk kraft kan dekkes billigere ved en kombinasjon av forskjellige kraftslag, enn ved fortsatt utbygging av vannkraft alene.

Når all vannkraft en gang er bygget ut, er problemet stadig det samme, å søke den gunstigste mulige kombinasjon av vannkraft og annen kraft. For vannkraftverkene vil ikke bli nedlagt når de først er bygget⁴⁾. Det blir altså stadig et kombinert system man får å gjøre med, og ikke et rent varmekraftsystem til avløsning av et rent vannkraftsystem.

Undersøkelsene i denne studie tar ikke sikte på å skaffe fram noen plan for hva som skal bygges ut, men bare på å skissere i store trekk hvordan man må regne med at det fremtidige kraftproduksjonsapparat kan ventes å bli sammensatt, når man vil søke å dekke på mest økonomiske måte det elektrisitetsforbruk som er prognosert foran (kap. 20—22).

Kap. 30: Beregningsmetodikk. Simulering.

Beregningen av hva man kan oppnå ved forskjellige sammensetninger av produksjonsapparatet (vannkraft — varmekraft) kompliseres av at man ikke har en bestemt, kjent, fremtidig vanntilgang å regne med. Man må bare basere seg på sannsynligheten, ut fra hva man har observert tidligere.

Det samme problemet har man naturligvis

1) Begge publisert av NVE. Siste fullstendige utgave av «Hydrologiske undersøkelser» kom i 1958 og går fram til 1950. Et supplement, utgitt 1963, går fram til 1960.

2) Da denne også kan være bestemt av hvordan flere år på rad oppfører seg, er det ikke riktig, som det ofte gjøres, å snakke om produksjon «i et bestemmende år».

også ved planleggingen av et rent vannkraftsystem. Den vanlige fremgangsmåte er å ta for seg hele observasjonsrekken for en lang, sammenhengende årrekke, og så føre et regnskap, uke for uke eller måned for måned, over tilgang på og forbruk av vann ved den påtenkte kraftproduksjon. Når forbruket over-

3) Forutsatt at oppdimensjoneringen kan skje bare ved å øke de enkelte anleggs størrelse. Der, som antall anlegg også må økes, blir kostnaden høyere.

4) Dette har ikke noe å gjøre med hvorvidt de er regnskapsmessig «nedskrevet». Poenget er at det ikke er nevneverdige kostnader ved å bruke dem, som man kan unngå ved ikke å bruke dem, — nedskrevet eller ikke nedskrevet.

stiger tilgangen, må man dekke differansen fra lager (magasin), og når det er vann til overs, kan lageret (magasinet) fylles opp. Man får da se hvor stort lageret måtte ha vært for å klare den største pågang som ville ha fremkommet. Som nevnt er det vanlig i Norge å se bort fra den dårligste tiendedel av årene (f. eks. 3 av 30 år) og holde seg til det magasin som er nødvendig for å klare de andre. Når en slik beregning skal gjennomføres for mange forskjellige størrelser på kraftproduksjon og magasin, kan det være praktisk å tegne opp et diagram som viser den samlede (kumulative) vanntilgang fra observasjonstidens begynnelse fram til et hvert senere tidspunkt i perioden, den såkalte «summasjonskurve for tilløpet».

Men hvis man nå får med en kombinasjon av vannkraftverk og varmekraftverk å gjøre, blir dette ytterligere komplisert ved at bruken av varmekraftverket til enhver tid i «regnskapsperioden» vil være avhengig, ikke av vanntilgangen på det tidspunkt, men av hva man kan vente at vanntilgangen blir i tiden deretter.

Varmekraftverket skal jo stå i beredskap og spare sitt brensel når vanntilgangen er god, og bare settes inn når vannkraftverket ikke greier produksjonen alene. Dette vet man ikke med sikkerhet før helt på slutten av sesongen, og da kan det være for sent å sette inn varmekraftverket, hvis det ikke er meget stort så det kan klare produksjonen alene, når vannkraftverket har måttet gi opp. Skal man komme ut med en rimelig størrelse på varmekraftverket, må det settes inn tidlig i sesongen, til avlastning av vannkraftverket, slik at dets magasin kan strekke til for en rimelig redusert drift sesongen ut. Men dermed er det heller ikke til å unngå at varmekraftverket blir satt i drift mange ganger da den senere utvikling viser at det ikke hadde vært nødvendig dersom man hadde vært fram-synt — fordi tilløpsforholdene bedret seg ved et mildvær, en tidlig vårfloem e. l.

Det er klart at disse fra et «etterpåkløkt» synspunkt «unødvendige» oppstartingene av varmekraftverket må være med ved en realistisk vurdering av økonomien. Det er ikke nok bare å se over vannregnskapet og konstatere fra et etterpå-synspunkt hvilke under-skudd som ville ha vært nødvendig å dekke, og så regne ut det tilsvarende brenselforbruk i varmekraftverket.

Ved hjelp av moderne databehandlingsmaskiner er det mulig å stille opp et sett av «desisjonsregler» for hvordan magasiner og varmekraft til enhver tid skal disponeres for at resultatet i det lange løp skal bli best mulig, når man ikke vet noe om vanntilgangen, men bare har sannsynligheten å holde seg til, ut fra de tidligere observasjoner. Deretter kan man med den samme maskin regne ut, i form av et vann- og brenselregnskap, hvordan det ville gått om man hadde fulgt disse regler til punkt og prikke, uten på noe tidspunkt å kikke fremtiden i kortene.

Det grunnleggende arbeid med å utforme slike metoder er gjort i Sverige, i forbindelse med introduksjon av varmekraft der på et tidligere tidspunkt, særlig ut gjennom 1950-årene. For å få representert også det viktige samspillet vannkraftverkene imellom, ved innbyrdes forskjellig magasineringsgrad, er de svenske modellene blitt betydelig videreutviklet hos oss. Modellene slik som de er blitt brukt i denne studien finnes beskrevet i artikler i *Elektroteknisk Tidsskrift*¹⁾ og i *Economics of Planning*²⁾.

Desisjonsreglene er forment slik at de søker å minimalisere de samlede kostnader ved driften av kraftverkene og kraftmangel når slik inntreffer. Hva driften angår, er det bare brenselkostnaden i varmekraftverkene som påvirkes. Med kostnad som følge av kraftmangel menes alt tap både direkte og som «velferdstap» («imputed losses»), både hos kraftverkets eier og hos forbrukerne. Dette er naturligvis ganske umulig å bedømme noe så nær eksakt, men det er allikevel nødvendig når forskjellige alternativer (vannkraft — varmekraft) skal sammenlignes, å ha én bedømmelse som anvendes likt på alle alternativer, selv om bedømmelsen i seg selv er usikker. Om den vurderingsskala som her er brukt, henvises til de nevnte artikler. Hvordan sammensetningen vannkraft — varmekraft kan endres ved en annen vurdering av rasjoneringstapene, har også vært undersøkt ved noen prøveeksemplere. Disse viste at virkningen blir liten, og mindre jo mere varmekraft man allerede har fått inn i systemet.

1) V. Hveding: Driftssimulering av et sammensatt kraftsystem. — *Elektroteknisk Tidsskrift* 1967, nr. 25 og 26.

2) V. Hveding: Power System Planning by Digital Simulation Techniques. — *Economics of Planning* (utg. Norsk Utenrikspolitisk Institutt) 1969, nr. 1 — 2.

Kap. 31: Beregningsforutsetninger.

Produksjonsapparatets størrelse

Produksjonsapparatet som studeres, skal være så stort at det kan dekke det forbruk som følger av prognosene i kap. 20—22. For forbruket utenom kraftkrevende industri ble det der gitt prognoser i to alternativer, et maksimalt og et minimalt. Disse prognosene må antas å være nokså ekstreme, etter den måten de er satt opp på (konsekvent «el-vennlig» resp. «oljevennlig» fordeling av energiforbruket i alle sektorer), og den mest sannsynlige utvikling vil antakelig være den som representeres av et gjennomsnitt av de to. En oversikt over prognose-alternativene er vist i nedenstående tabell.

Tabell 57: *Resymé av prognoser for elektrisitetsforbruket utenom kraftkrevende industri. (GWh, målt hos forbruker).*

	1966	1970	1980	1990
Høyt forbruk .		30 000	55 400	95 000
Sanns. forbruk	22 200	28 300	48 250	78 500
Lavt forbruk .		26 600	41 100	62 000

Til det prognoserte forbruk må man så gi et tillegg for overføringstap fra kraftstasjon til forbruker. Størrelsen av disse tapene er ikke nøyaktig kjent, men en undersøkelse for de tre årene 1965—67 viser at det blir god overensstemmelse mellom målt forbruk og målt levering fra kraftstasjonene, om man regner tapet lik 18 pst. av det alminnelige forbruk og 5 pst. av den kraftkrevende industris forbruk.

Forbruket i kraftkrevende industri vil være avhengig av en rekke forhold som foreløpig er ukjent, deriblant ikke minst hva det vil koste å skaffe kraft, og dette vil først fremkomme som resultat av de beregninger som nå forestår. Det vi her kan gjøre, er derfor bare å inkludere i forbruket et «rimelig» tillegg for kraftkrevende industri. Siden kan man da diskutere, i lys av de utbyggingskostnader som fremkommer, om et slikt forbruk med rimelighet kan ventes.

Vi har for dette formål valgt å legge til grunn, som en arbeidshypotese, de tall for elektrisitetsforbruk i kraftkrevende industri som er angitt i tabell 53 (kap. 22), med tillegg av 5 pst. for tap fra kraftstasjon til forbrukssted. Disse tall gir rom for en ekspansjon av den kraftkrevende industri med nær 5 pst. pr. år fram til 1970, ca. 4 pst. pr. år i perioden 1970—80, og ca. 3 pst. pr. år fra 1980 til 1990.

På grunnlag av dette er den samlede produksjon som systemet må dimensjoneres for, sammenstillet i tabell 58, i 2 varianter, en «sannsynlig» og en «høy». En variant med ekstremt lavt elektrisitetsforbruk antas å ha mindre interesse.

Tabell 58: *Antatt elektrisitetsproduksjon for beregning av produksjonsapparatets sammensetning. (GWh ved kraftstasjon, d.v.s. inkl. tap)*

	1970	1980	1990
Variant I (sannsynlig forbruk)	58 500	93 000	140 000
Derav alm. forbruk . . .	33 400	57 000	92 700
Kraftkrevende industri, antatt	24 200	35 700	47 300
Disponert for eksport . .	900	300	0
Variant 2 (høyt forbruk)	60 500	101 500	159 300
Derav alm. forbruk . . .	35 400	65 500	112 000
Kraftkrevende industri, antatt	24 200	35 700	47 300
Disponert for eksport . .	900	300	0

Det vi så skal undersøke i det følgende, er hvordan produksjonsapparatet kan ventes å bli sammensatt, hvis den samlede produksjon blir så stor som angitt i tabellen.

Kriterier for optimal sammensetning

Den produksjon som er angitt i forrige avsnitt (i to varianter) skal gjennomføres med et produksjonsapparat som er slik sammensatt — vann, olje, atomkraft — at det blir så billig som mulig. For å finne denne sammensetning må man for hvert tidspunkt, f. eks. ett år om gangen, systematisk sammenligne forskjellige alternative sammensetninger, og for hvert alternativ må man i prinsipp beregne dets virkning på inntekter og utgifter i hele fremtiden, så langt virkningen rekker.

Da alle alternativene forutsetningsvis skal produsere det samme, blir det bare kostnadene man behøver å sammenligne. Spillkraftsalg kan regnes som fradrag i kostnaden. Den laveste kostnad får man når sammensetningen er slik at det ikke er noe mere å oppnå ved å holde igjen på én komponent (f. eks. vannkraft) for å øke en annen (f. eks. atomkraft). Med andre ord, man får å søke den sammensetning, til enhver tid, som er slik at forholdet mellom marginal nytte og marginal kostnad er det samme for alle komponentene.

Oppgaven reduseres til overkommelig dimensjon dersom man kan forutsette at den absolutte mengde av hver komponent — (vann, olje, atomkraft) bare vil øke, og aldri

gå tilbake. I så fall blir det for hvert år bare spørsmål om hvor langt hver komponent skal økes i dette år, og fra hvilket punkt den videre økning skal vente til neste år (eller senere). Den kostnad man da trenger å ha med, er bare den som påløper ved at man utvider vedkommende komponent dette år, fremfor å vente til neste år. Hvis denne kostnaden er så lav at vedkommende komponent er fordelaktigere enn de andre (på samme basis) skal utvidelsen gjøres dette år, og ikke vente.

De kostnader som påløper er for det første forrentningen i ett år (kostnaden ved å disponere kapitalen et år tidligere enn ellers), og dernest alle vanlige kontante utgifter (personale, vedlikehold). Dessuten påløper en gang i fremtiden utgifter ved at anlegget blir slitt ut og må remplaseres et år tidligere enn det ellers ville skjedd. Det vil si at verdien av anleggets ytelse i dets siste leveår må diskonteres til nåverdi og legges til kostnaden. Summen av kostnader for første år, som man får på denne måten, blir meget nær den «årskostnad» man får ved å regne på vanlig måte med avskrivning av kapitalen etter annuitetsmetoden, og legge til, som nevnt, de direkte løpende kostnader, og vi kan da bruke denne metode her.

Noen overslagsberegninger har indikert at den grunnleggende forutsetning for å kunne regne slik, holder. Det er intet som tyder på at den ønskelige mengde av noen av komponentene, vannkraft, oljekraft, atomkraft skulle avta selv i de første par desennier etter 1990 da vår undersøkelse slutter.

Kapitalavkastning, kalkulasjonsrente

En grunnleggende kostnadsfaktor er kostnaden av å binde kapital i anleggene for kraftproduksjon. Denne kostnaden er ikke nødvendigvis lik den rente som må betales når kapitalen lånes. Hva enten kapitalen skaffes ved lån eller på annen måte, ville den kunne anvendes til andre formål hvor den gjør en nytte som kommer til uttrykk ved en viss avkastning. Den realøkonomiske kostnad ved å ta kapital vekk fra andre anvendelser som står åpne og udekkede, for å bruke den i kraftutbygging, må da settes lik med den avkastning som kapitalen ville gitt i slike andre anvendelser.

Et slikt resonnement betyr ikke at en tenker seg den mulighet at kraftutbygging i sin helhet kan være «ulønnsom». En vesentlig del av kraftutbyggingen vil alltid være så påkrevet, d. v. s. så verdifull, at den konkurrerer med et hvilket som helst av de kapitalbehov som det er aktuelt å sammenligne med (d. v. s. kapitalbehov som blir stående udekket når

kraftutbyggingen har fått sitt). Spørsmålet om kapitalavkastning blir imidlertid aktuelt når det skal bestemmes akkurat hvor langt det er riktig å gå med utbyggingen. Da er det at lønnsomheten av den siste krone som skal legges til kraftutbyggingen må sammenlignes med lønnsomheten av å legge den i noe annet. Der hvor lønnsomheten akkurat balanserer, vil det være riktig å legge grensen.

Da spørsmålet om avkastningen av samfunnets kapital i alternative anvendelser er lite undersøkt tidligere, er det foretatt en inngående undersøkelse innen rammen av energiutredningen. Undersøkelsen og dens resultater er redegjort for i et notat av cand. oecon. Kristen Knudsen, inntatt som bilag 2.

Det fremgår av notatet at noen nøyaktig bestemmelse av hva kapital i sin alminnelighet er verd i andre anvendelser, ikke er mulig. Det materiale som er gjennomgått, viser en meget stor spredning, men det tyder i sin helhet på at det kan være riktig å stille kravet til avkastning av marginale investeringer i samfunnet et sted i området omkring eller over 10 pst. pr. år. Vi har valgt å gjennomføre produksjonsberegningene med tre alternative satser for kapitalavkastningen, 8, 10 og 12 pst. p. a. I beregningene inngår den forutsatte kapitalavkastning som en rentesats, den såkalte kalkulasjonsrente, som altså her blir 8, 10 og 12 pst. p. a. i de to alternativene.

Økonomisk levetid

Innholdet av begrepet levetid kan være forskjellig i forskjellige forbindelser. Men det vi har bruk for i denne undersøkelse er avstanden i tid fra anleggets idriftsettelse, til det siste år da det kan gjøre produktiv tjeneste. Det er tjenesten dette siste år som «mistes» hvis anlegget fremskyndes et år, kfr. foran. Levetiden er i vår undersøkelse satt til 40 år for vannkraft, og 25 år for både konvensjonell varmekraft og atomkraft. Dette skulle gi et riktigere forhold kraftslagene imellom, enn de vanlige 30 år og 25 år. Den fysiske levetid kan godt være lenger, spesielt for vannkraften, men en økning utover de tider som er angitt, gjør liten forskjell i kalkylene.

Anleggs- og driftskostnader

Vannkraft

Anleggskostnaden for gjenværende vannkraft er behandlet i kap. 24. På grunn av usikkerheten i materialet er det som man vil se angitt to varianter av kostnaden, én som følger nøyaktig det foreliggende materiale og

én som ligger konsekvent 5 øre høyere pr. kWh.

For å behandle vannkraften korrekt, skulle man også hatt disse kostnadene spesifisert på vannkraftens hovedkomponenter (magasin, tilløp og effekt), men da slike oppgaver ikke foreligger, har man bare måttet forutsette at de kostnader som er angitt refererer seg til anlegg med «normale» forhold, 50—60 pst. magasin og ca. 5 000 timers brukstid for effekten. (Spesifiserte oppgaver ville muliggjort bedre intern tilpassing innen vannkraften og dermed antakelig styrket denne litt, relativt til de andre kraftslag, men det er ikke grunn til å regne med stor forskjell.)

Ved de valgte kalkulasjonsrentesatser, 8, 10 og 12 pst. p. a., og den forutsatte levetid på 40 år, blir annuiteten for kapital i vannkraft henholdsvis 8,4, 10,2 og 12,2 pst. Øvrige kostnader (drift, vedlikehold m. v.) kan ved store, moderne anlegg settes til ca. 1 pst. av anleggskapitalen årlig. Dermed blir årskostnaden for vannkraft ved våre tre rente-alternativer henholdsvis 9,4, 11,2 og 13,2 pst. av anleggskostnaden.

Konvensjonell varmekraft

Konvensjonell varmekraft er for det meste blitt konstruert med henblikk på størst mulig virkningsgrad og dermed best mulig brenseløkonomi. Tiltakene for å bedre virkningsgraden har gjort kapitalkostnaden høy. Men etter som brenselprisene har gått ned i forhold til andre priser, og etter som mulighetene ved spesialisering i grunnlast- og topplast-anlegg er blitt erkjent i varmekraftlandene, er det også begynt å fremkomme konstruksjoner som gir avkall på noe av brenseløkonomien og dermed får betydelig redusert anleggskostnad ved at alle dyre finesser kan sløyfes. Varmekraftlandene står seg på å bruke slike anlegg for toppbelastningen, mens høy virkningsgrad fremdeles er lønnsom når det gjelder grunnlast (inntil den eventuelt blir overtatt av atomkraften).

For vårt bruk, hvor det vil bli tale om meget korte brukstider, er det regnet med anlegg av den forenklede eller «strippede» type. På grunnlag av oppgaver fra Danmark og Sverige er anleggskostnaden for slike kraftverk antatt å være 700 kr/kW for de første 2—300 kW, og 600 kr/kW for videre installasjon, inkludert rente i byggetiden etter 8 pst. p. a. Årlig kostnad er ved samme rentesats beregnet til 75 kr/kW for første aggregat, og 65 kr/kW for effekt utover dette. Ved 10 pst. kalkulasjonsrente øker disse kostnadene (inkl. rente i byggetiden) til 91, resp. 77 kr/kW, og ved 12 pst. til 106, resp. 91 kr/kW. Ved beregningen er det bl. a. for ved-

likeholdets vedkommende tatt hensyn til at anlegget vil bli stående ubrukt store deler av tiden, ofte flere år om gangen.

Gassturbiner

I de første beregninger som ble foretatt, var også gassturbiner med, med antatt fast kostnad 50—60 kr/kW og brenselkostnad 4—5 øre/kWh. Som man kan vente ved denne kostnads-karakteristikk, viste gassturbinen seg å gi noe bedre økonomi enn dampkraften, som et første tilskudd til vannkraften (korte brukstider). Men det blir bare tale om et forholdsvis lite tilskudd av gassturbin-kraft. Videre tilskudd gis mest økonomisk ved dampkraft. Gassturbin-kraften får bare liten virkning på systemets samlede økonomi. For oversiktighetens skyld er gassturbin-kraft derfor ikke tatt med i de endelige beregninger. Den gassturbin-kraft som måtte bli installert, eventuelt ut fra særskilte lokale behov for reservekraft i linjenettet, kommer til fradrag i den mengde oljebasert dampkraft som fremkommer i våre beregninger.

Atomkraft

Kostnadene for atomkraft har vært berørt i kapittel 11. For produksjonsberegningene er det regnet med kostnader som kan variere innen et ganske bredt spillerom, og som ventes å synke etter hvert som teknologien går fram. De faste årlige kostnader som er lagt til grunn (anleggets kostnad, pluss fast del av brenselkostnaden) er vist i fig. 18, som funksjon av anleggets idriftsettelsesår.

Som typisk representant for de termiske reaktorer er regnet med en kokende lettvannsreaktor. Ved enhetsstørrelse 500 MW og idriftsettelse 1974 er en slik reaktor regnet å gi en fast årlig kostnad (hele kraftverket inkl. fast del av brenselkostnaden) på ikke under 165 kr/kW, ikke over 200 kr/kW ved 8 pst. kalkulasjonsrente. De to grensene er betegnet variant 1 og 2. De eksempler som er nevnt i kapittel 11 ligger mellom disse grensene. Videre er det regnet med en reduksjon av kostnaden med ca. 2 pst. pr. år fram til 1980, og ca. 1 pst. pr. år derfra til 1990— både som følge av teknologiske forbedringer, og ved at man gradvis tar i bruk større maskinerheter.

For vannkraft og for oljebasert dampkraft har vi ikke regnet med noen kostnads-senkning på grunn av teknologisk forbedring, selv om en viss slik senkning sikkert må påregnes. For vårt formål her, som er sammenligning kraftverkstypene imellom, er det derfor atomkraftens kostnads-senkning utover vann- og oljekraftens som interesserer.

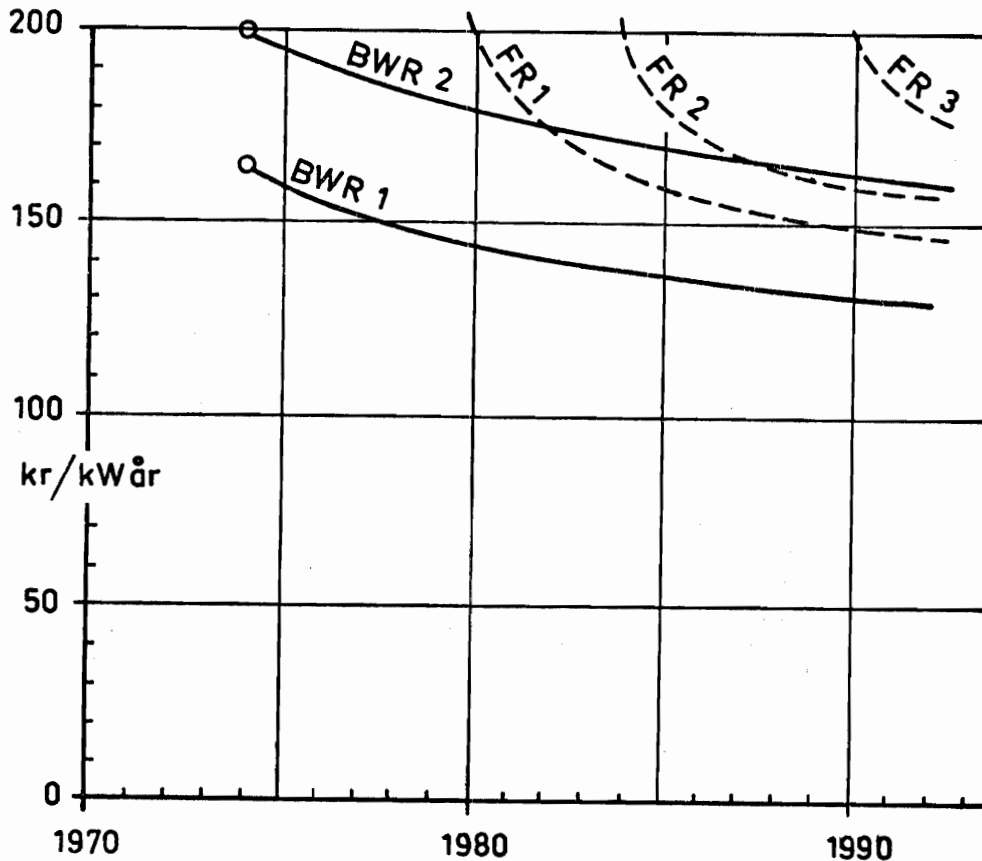


Fig. 18: Antatt fast kostnad for atomkraft.

Ved forskjellige reaktortyper, lavt og høyt anslag, og som funksjon av idriftsettelsesår. Kalkulasjonsrente 8 % p. a.

Det er forøvrig verd å minne om at det det her er tale om, er en senkning av kostnaden fra anlegg til anlegg. Kostnaden for et anlegg som allerede er bygget, går ikke ned fordi om de anlegg som senere blir bygget, er billigere.

For hurtige reaktorer er kostnadene ennå meget usikre. Det er derfor regnet med 3 varianter. I variant 1 regnes hurtige reaktorer å være på markedet for idriftsettelse i 1980, med faste årlige kostnader på 200 kr/kW, synkende til 150 kr/kW i 1990, (basert på 8 pst. p. a. kalkulasjonsrente). Mens dette må betegnes som meget optimistiske forutsetninger, er variant 3 meget pessimistisk. Den forutsetter at hurtige reaktorer først er disponible i 1990, med fast årlig kostnad 200 kr/kW. Variant 2 representerer antakelig den rimeligste antakelse, med FR disponibel fra 1984, og ganske sterkt synkende kostnader fra da av.

Ved kalkulasjonsrente 10 pst. p. a. må de faste kostnader økes med ca. 14 pst. både for de termiske og de hurtige reaktorer vedkom-

mende, og ved 12 pst. p. a. må de økes med ca. 30 pst.

De variable (produksjonsavhengige) kostnader er i beregningene antatt å være 1,1 øre/kWh for BWR. Muligens kunne den settes ned til 0,9—1,0 øre, men forskjellen er ubetydelig. For FR er antatt 0,2 øre/kWh, altså praktisk talt ingen kostnad, kfr. kap. 11.

Endringer i pengeverdien

Kostnadstallene ovenfor, og beregningene i det etterfølgende, er basert på prisnivået i 1967. Fremtidige endringer i pengeverdien vil endre kostnadene i løpende kroner. Men selve den alminnelige pengeverdiforandring påvirker ikke forholdet mellom de forskjellige kostnader som inngår i beregningene. Alle tall blir forrykket i samme forhold.

Den reelle kostnadssenkning som kan ventes (reduksjon av kostnadene i faste kroner) er berørt ovenfor. Vi har ikke forsøkt å bedømme størrelsen av den reelle kostnadssenkning som kan ventes for vannkraft og olje-

basert varmekraft — den kan hittil ha vært av størrelsesorden et par prosent pr. år — men vi har tatt med i beregningsforutsetningene en antakelse om raskere senkning for atomkraftens vedkommende enn for de to andre, kfr. foregående avsnitt.

Leveringssikkerhet

Den eneste grunn til ikke å dimensjonere produksjonsapparatet for full leveringssikkerhet, er at dette ventes å koste mere enn det er verd. Når man stopper ved en leveringssikkerhet mindre enn 1, må det være fordi kostnadene ved å gå et lite stykke opp, vil være større enn de verdier som spares (produksjonstap, tap av komfort). Når vi i våre beregninger har innført en vurderingsskala for disse tapene, og søker et produksjonsapparat som gjør summen av kostnadene og tap så liten som mulig, får vi automatisk den leveringssikkerhet som er «riktig» etter ovenstående resonnement, og vi behøver ikke gjette i forveien på hva som skulle være en «passende» verdi. Det tradisjonelle sikkerhetskrav, sikkerhet for full levering i 9 av 10 år, beror på ren gjetning, uten støtte i noen vurdering av verdien av den tapte produksjon.

Selve den verdsetting av tapene som vår beregning bygger på, er imidlertid også usikker. Vi har derfor til sammenligning undersøkt hvilken forskjell det ville gjøre om tapene ble vurdert så meget som 3 ganger så høyt. Virkningen på produksjonsapparatets størrelse og sammensetning viste seg å bli forbausende liten, idet en slik høyere verdsetting av tapene først og fremst ville virke til en reduksjon av spillkraftsalget til fordel for sikrere fastkraftleveranse, med nær uforandret anleggsstørrelse.

Allikevel har vi, inntil forholdene omkring tapsvurderingen kan bli nærmere klarlagt, innført den tilleggsbetingelse i beregningene at produksjonsapparatet skal være slik dimensjonert at rasjoneringstapene over en lengre periode (30 år) skal være av samme størrelse, målt i kroner og ører etter vår skala, som dem man får etter samme skala i et system dimensjonert etter de nå vanlige metoder (likevekt mellom forbruk og bestemmende årsproduksjon). For denne betingelse spiller det liten rolle om man anvender vår eller en annen vurderingsskala, hovedsaken er at skalaen er ens for det aktuelle og det beregnede system.

Muligheten for tilfeldige avvik fra trendforbruket, avvik som kan gå opp eller ned i de enkelte år, er tatt vare på ved at det i den senere nevnte 18-verksmodell (kap. 32) er

gitt et tillegg til vinterforbruket i alle år på 1,5 pst. av det samlede årsforbruk.

Tilgjengelighet

Det er for både atomkraft og konvensjonell varmekraft regnet med en tilgjengelighet på 85 pst. Med dette menes at anleggene kan komme til å være ute av drift, i kortere eller lengere tid om gangen, og av tilfeldige årsaker i opptil 15 pst. av den tid man har bruk for å drive dem i. Planlagt driftsstans, for vedlikehold og større reparasjoner, er da ikke regnet med. Slik planlagt driftsstans vil man mest mulig legge utenom høysesongen.

I et varmekraftsystem vil denne relative «upålitelighet» ha størst betydning for problemet med å dekke effektbehovet på høybelastningstidene. Man må ta hensyn til den sannsynlighet som foreligger for sammentreff, slik at flere store maskiner kan være ute av drift samtidig, når de høyeste belastningene inntreffer, og så må den samlede maskininstallasjon bestemmes deretter. Reserveinstallasjon på 20—30 pst. er ikke uvanlig i slike systemer.

Ved det som er varmekraftens viktigste funksjon i det norske kraftproduksjonsystem, å supplere energiproduksjonen i vannfattede år for derved å tøye vannkraftens magasiner, er det ikke avgjørende hvorvidt varmekraftmaskinene faller ut samtidig eller forskjøvet. Betydningen av en tilgjengelighet på 85 pst. blir her at man i løpet av en driftsesong får ut av varmekraftverkene en energimengde på 85 pst. av den man ville fått ved full, kontinuerlig utnyttelse (m. a. o., man vil for å få ut f. eks. 1 GWh i løpet av 5 000 timer trenge ikke 200, men $200/0,85 = 236$ kW).

Vannkraftverkene er teknisk sett meget enklere installasjoner, med større driftssikkerhet. Deres tilgjengelighet kan regnes nær 100 pst.

Effektdekningen kommer vi til i neste avsnitt.

Effekt-kreditt. Reserve

Når et kraftverk føyes til det eksisterende system — enten det er et varmekraftverk eller et vannkraftverk — vil det ikke bare bedre energiproduksjonen, men det vil også bidra i større eller mindre grad til dekning av effektbehovet ved høybelastningstid. Verdien av dette bidrag, som kan være forskjellig for de forskjellige typer kraftverk, må også regnes med, for at den økonomiske sammenligning skal bli fullstendig.

Vannkraftverk blir i beregningene kreditert for dette med 30 kr. pr. år pr. kW, idet

det antas at dette er hva det ville koste å skaffe marginal effekt ved ekstra maskininstallasjon i andre vannkraftverk (forutsatt at bestemmelse treffes før anlegget bygges).

Oljefyrt varmekraft kan bare i liten grad regnes med ved effektdekningen direkte, da det vil kreve forholdsvis store utgifter å starte det for effekt i en sesong da det ikke skal brukes for energidekningen. Men indirekte kan den bidra endel ved at den er «reserve bak reserven», nemlig en energireserve som tillater at man kjører hardere på den vannkraft-effekt som finnes, uten særlig risiko for at man kommer i energimangel. På den annen side legger varmekraften selv beslag på en viss reserve i andre anlegg. Alt i alt er det valgt å kreditere oljekraften med 10 kr/år/kW.

Atomkraftverkene står vesentlig bedre. Et atomkraftverk som først er bygget, vil normalt være i drift hver vinter for energilevering, og det deltar da uten videre i effektdekningen midtvinters. Men risikoen for tilfeldig stans av de meget store maskiner det her blir tale om, vil gjøre det nødvendig å supplere dem med en viss reserve vannkraftinstallasjon, som de da må debiteres for. Alt i alt er vi blitt stående ved å kreditere atomkraften med 20 kr./år/kW for dens bidrag til effektdekningen.

Det avgjørende ved disse beløpene er ikke deres størrelse i seg selv, men differansen mellom den kreditt de forskjellige kraftverk får.

Ved bedømmelsen av varmekraftverkene eget behov for reserve må en også huske at de bare er tilregnet 85 pst. tilgjengelighet ved energiberegningene, m. a. o. at de leverer den

energi som er medregnet, såfremt de ikke er ute av drift over 15 pst. av tiden.

Kraftoverføringer. Tap

Kraftoverføringen er ikke med i disse beregningene. Produksjonen behandles ut fra den forutsetning at alle kraftverkene mater sin produksjon inn på et sterkt, felles nett. Systemets samlede produksjon er satt lik forbruket med tillegg for tap av den størrelse som er vanlig i vannkraftsystemet i dag.

Det er imidlertid nødvendig, ved sammenligning mellom vannkraft og varmekraft, å ta hensyn til at varmekraftverkene kan plasseres nærmere belastningstyngdepunktene i nettet, slik at man sparer både overføringskostnad og overføringstap i forhold til det som er vanlig ved vannkraftverk. Ved bedømmelsen av dette må man dog huske at heller ikke varmekraftverkene kan legges helt inne i belastningssentrene, samt at overføringsnettet også må forsterkes ut til de vannkraftstasjoner som skal tjene som reserve.

Vi har tatt hensyn til disse forhold i beregningene ved å sette tallet for tilgjengeligheten (som angir hva varmekraften produserer, i forhold til installasjonsverdien) opp fra de foran nevnte 85 pst., til 93 pst. Med de installasjonskostnader som vi har lagt til grunn, svarer dette omtrent til å godskrive atomkraftverkene 10—15 kr/kWår, og oljekraftverkene 5—7 kr/kWår, for innsparte overføringskostnader og tap i forhold til vannkraften. Forholdet er riktig, for såvidt som atomkraften antakelig har de frieste lokaliseringmuligheter, mens oljekraften vil måtte plasseres lenger ut fra de tette sentra av hensyn til luftforurensningene.

Del 8 PRISER

Kap. 37: Prisenes funksjon. Generelle priskriterier.

Prisenes funksjoner

Prisen ved omsetning av varer og tjenester har virkninger langt ut over det umiddelbare at de regulerer selgernes inntekt. Av særlig stor betydning er det at prisene i en ikke sentraldirigert økonomi vil dirigere det meste av ressursanvendelsen (hvilke varer skal bli brukt og til hva). I neste omgang virker prisene på inntektsfordelingen ikke bare mellom individer (kjøper og selger), men mellom hele grupper i samfunnet.

Disse meget forskjelligartede virkningene gjør det meget vanskelig å fastslå hvilke priser er «riktige». Et sett av priser som gir de ønskede virkninger i en henseende (f.eks. inntektsfordelingen) kan godt vise seg å gi uønskede virkninger i en annen (f.eks. bruken av ressursene). Hvilken prispolitikk man skal anse som riktig, vil avhenge av hvor store disse divergensene er, og hvilken vekt man legger på de respektive virkninger.

Før man kan diskutere hva som er hensiktsmessig prispolitikk i en næring eller en sektor, som f.eks. energi, er det derfor nødvendig å søke å klarlegge prisenes viktigste funksjoner, og de gjensidige vekselvirkninger mellom dem.

Ressursallokeringen

Det er ikke uten videre gitt at man behøver å la prisene styre anvendelsen av ressursene i et samfunn. Man kunne f.eks. tenke seg at samfunnet gjennom en myndighet (staten) påtok seg å styre ressursanvendelsen direkte, med sikte på å oppnå det best mulige resultat «sett fra samfunnets side», dvs. i vedkommende myndighets vurdering. Man måtte i så fall forutsette at en slik myndighet både hadde fullt kjennskap til den mest effektive måte å produsere forskjellige kvanta av en hvilken som helst vare, og hadde et grunnlag for å vurdere hvert enkelt individs behov for hver enkelt vare, både i relasjon til alle andre individers, og i relasjon til samme individs behov for andre varer.

På dette grunnlag kunne man så tenke seg at myndigheten kom fram til beslutninger både om hvilke varer skulle produseres, hvordan og i hvilke mengder og om hvordan de skulle fordeles mellom de enkelte individer. Muligens skulle myndigheten på denne måte kunne komme fram til en «optimal ressursallokering». Det som karakteriserer en allokering som optimal, er at det ikke ved noen

annen allokering, noen omdisponering på noe sted i samfunnet er mulig å få fram et resultat som ut fra det foreliggende vurderingsgrunnlag er bedre.

En slik løsning på spørsmålet om den best mulige anvendelse av ressursene er ikke gjennomført i noe land. Ikke bare ville de praktiske vanskeligheter være enorme, men man viker også tilbake for å tillegge noen myndighet vurderingen av de enkelte samfunnsmedlemmers behov for de enkelte varer og tjenester.

I praksis blir derfor det meste av ressursanvendelsen i de fleste land styrt gjennom dannelsen av priser i et mer eller mindre fullkomment frikonkurransemarked. Også i de land hvor en sentral dirigering fra myndighetenes side har vært mest vidtgående forsøkt, finner man en klar tendens til å engasjere prismekanismen i ressursallokeringen.¹⁾ I de land hvor prismekanismen allerede er et hovedinstrument i ressursallokeringen, retter man stor oppmerksomhet mot mulighetene for å rette på de mangler og ufullkommenheter som prissystemet gjerne er beheftet med.

Prisenes styring av ressursanvendelsen går til på den måten at hver forbruker bestemmer hvor meget han vil ta ut av hver enkelt vare eller tjeneste, innenfor rammen av sitt samlede uttak, etter en vurdering av prisene sammenlignet med styrken av det behov han har for hver enkelt av dem. En produsent bestemmer sitt uttak etter sammenligning av prisene med de muligheter han har for å innrette sin produksjon og med de priser han venter å oppnå for det ferdige produkt. Disse siste prisene er igjen bestemt både av hvor sterkt forbrukernes behov for produktet er, og av hva andre produsenter kan tilby.

Alle ledd i systemet blir (mer eller mindre fullkomment) avpasset etter hverandre med prisene som bindeledd eller signal.

Også i dette tilfelle vil den optimale allokering av ressursene være oppnådd bare dersom man kan si at ingen annen disponering (omdisponering) på noe sted kunne medført et bedre totalresultat.

Det kan nå påvises teoretisk at en slik optimal ressursallokering ikke kan oppnås ved hjelp av prisene, uten at marginalpri-

¹⁾ Det blir ofte presisert, f.eks. av prof. Liberman at en slik innføring av pris- og profittmekanismen som instrument i ressursallokeringen ikke behøver medføre noen endring i det forhold at staten eier produksjonsmidlene.

sen på alle goder — altså prisen som en kjøper må ut med om han vil ha en enhet til av vedkommende gode¹⁾ — svarer akkurat til den marginale produksjonskostnad, kostnaden ved å fremstille en enhet til av vedkommende gode.

Forholdet kan skjematisk illustreres ved et eksempel: Hvis det koster kr. 4 å få produsert en enhet mere av en viss vare, og prisen likevel settes til kr. 5, vil alle de som har så god bruk for varen at de anser den verd kr. 4,50, 4,30 osv. ikke kjøpe den, og dette vil for samfunnet som helhet være et tap. For det ville være bedre, hva ressursanvendelsen angår, at ressurser som noen er villig til å avstå for i alt kr. 4 blir gjort om til en vare som andre anser verd over kr. 4. Alle slike «positive» ressursanvendelsesmuligheter kunne bli utnyttet, om prisen ble satt til nettopp kr. 4.

Som en kontraprøve kan man se på hva som ville skje om prisen ble satt til kr. 3: Da ville også kjøpere som selv ikke anså varen verd mere, for dem selv enn kr. 3,50, 3,30 osv., helt ned til kr. 3, melde seg for å kjøpe. Hvis produksjonen nå ble øket med det antall som disse ville ha, så ville man drive og omdanne ressurser som for andre medlemmer i samfunnet var verd kr. 4 til varer som for disse mottakere — i deres egen vurdering — bare var verd kr. 3,50, 3,30 osv. Også dette ville representere et tap for samfunnet som helhet, hva ressursanvendelse angår.

Dertil kommer det praktiske problem at ingen produsent ville være villig til å produsere uten å få minst kr. 4 som det koster. Enten måtte samfunnet selv forestå den tapbringende produksjon, eventuelt subsidiere den, eller man måtte innføre rasjonering, offisielt eller uoffisielt (kø og ventetid etc.).

Gjennomsnittskostnaden for alt det som blir produsert av varen, spiller ingen rolle her. Selv om gjennomsnittskostnaden for det som blir produsert av varen i ovennevnte eksempel skulle være kr. 2,50 pr. stk., så ville det ikke forandre på resonnementet om riktig salgspris (hva ressursanvendelse angår) så lenge det koster kr. 4 å produsere en enhet til: Da må prisen fortsatt være kr. 4, slik at de for hvem varen representerer en nytte på minst kr. 4, kan bli tilfredsstilt, mens ingen ytterligere produksjon (å kr. 4) kommer i stand for dem som i egen vurdering bare anser varen verd et eller annet beløp under kr. 4.

1) For de fleste varer er det ikke mulig å foreta noen prisdiskriminering, slik at noen enhet selges til forskjellig pris fra andre enheter av samme vare. Derfor blir marginalprisen det samme som prisen rett og slett. Men for elektrisitet er dette ikke alltid tilfelle.

I sist nevnte variant av eksemplet, hvor gjennomsnittskostnaden er kr. 2,50, kan man si at produsenten får en «urimelig» stor fortjeneste. Det er i tilfelle et inntektsfordelings-spørsmål, spørsmålet om hvem som skal få beholde denne del av den nytte som de produserte varer representerer utover medgåtte kostnader. Spørsmålet om inntektsfordelingen kommer vi tilbake til, men det står stadig fast at den beste ressursanvendelse i en økonomi som styres av markedsdannelsen for varer og tjenester, oppnås når prisene tilsvare marginale kostnader (grensekostnader).

Et viktig spørsmål blir nå hvorvidt prisene på varer og tjenester stort sett virkelig blir satt lik grensekostnaden. I det teoretiske, ideelle frikonkurransesystem blir de det, for en produsent som setter lavere priser vil i lengden ikke klare seg, og en som prøver å sette høyere priser vil se at en ny produsent kommer inn og underbyr ham, helt til man er nede på denne nye produsents kostnad (eller rettere, nede på langtids grensekostnad for alle produsenter under ett).

Fullstendig fri konkurranse etter det teoretiske idealskjema kan man neppe regne med på noe område i virkeligheten. Nesten over alt kan man påvise ufullkommenheter sammenlignet med den ideelle konkurranse. Likevel er det nokså alminnelig antatt at prisene i hvert fall i det lange løp tenderer til å gjenspeile de underliggende kostnader (langtidsgrensekostnader).

Særlig stor avvik kan man få ved monopol-situasjoner eller ved monopollignende opptreden fra dominerende produsenters side. Slike forhold prøver de fleste samfunn å forhindre eller begrense ved direkte inngrep.

En generell mangel ved prisdannelsen i et frikonkurransesystem er at det bare er produsentenes kostnader (de såkalte privatøkonomiske kostnader) som gjenspeiles i prisen for produktene. For samfunnet kan det påløpe kostnader, enten direkte (nødvendig økning av offentlige ytelser) eller indirekte (plager, ulemper og innskrenkninger for andre medlemmer av samfunnet), uten at disse fremstår som kostnader for produsenten. Prisene kan derved bli lavere enn de samlede samfunnsmessige grensekostnader. Dette blir i en viss utstrekning søkt rettet på ved at det offentlige tar betaling for ytelsene, f.eks. gjennom avgifter, eller ved at de produsentene det gjelder pålegges å kompensere i en eller annen form for plager og ulemper.

Endelig må det påpekes at det er visse betydelige områder av økonomien hvor prisdannelsen ikke kan besørge ressursallokeringen. Det gjelder særlig de såkalte kollektive goder, altså varer som ikke kan fordeles ut til de enkelte individer i forhold til hva de er villige til å betale f.eks. forsvar, politi, retts-

vesen etc. Det gjelder også områder med store eksterne effekter, dvs. slike som har store virkninger for en vid krets av samfunnsmedlemmer enten de selv er med å betale eller ikke — f.eks. undervisning, yrkesopplæring, generell forskning. Videre er det områder hvor noen vil hevde at en prisdannelse i og for seg kunne styre allokeringen, men hvor andre finner at en slik allokering er uegnet (f.eks. sykehus, og andre sosiale ytelser). På alle disse områder må allokeringen av ressurser styres ved kollektive eller offentlige beslutninger, grunnlagt på vurderinger av tiltakenes (marginale) nytte for samfunnet, sammenlignet med deres (marginale) kostnad for samfunnet. En klar forestilling hos myndighetene om tiltakenes marginale kostnad for samfunnet, ved hjelp av kostnadsorienterte priser på de produksjonsfaktorer som fremstiller ytelsen, er nødvendig for å komme fram til en tjenlig beslutning.

Den fremstilling som her er gitt, har bare kunnet bli ganske skissemessig og stilisert, og har bare søkt å presentere noen hovedtrekk av særlig betydning for vår diskusjon av prisene. Disse hovedtrekk synes å tillate den konklusjon at såfremt det som særlig tilstrebes er en best mulig allokering av samfunnets ressurser, bør prisene på enhver vare eller tjeneste tilsvare den marginale samfunnsmessige produksjonskostnad for vedkommende vare eller tjeneste.

Inntektsfordelingen

I det foregående avsnitt, om ressursallokeringen, ble det nevnt som eksempel et tenkt tilfelle hvor gjennomsnittskostnaden for alle enheter som blir produsert av en viss vare er kr. 2,50 pr. enhet, mens grensekostnaden (kostnaden ved å øke produksjonen med noen få enheter) er kr. 4 pr. stk., og det ble funnet at en pris lik grensekostnaden, altså kr. 4 pr. stk., ville medføre den beste utnyttelse av ressursene.

I så fall ville produsentene i dette eksemplet få en meget stor fortjeneste, som mange ville si var «urimelig». Dermed ville det være nærliggende å ta fra produsentene i hvert fall en del av denne urimelige fortjeneste ved å forlange prisen nedsatt til noe i nærheten av kr. 2,50. Det ble påpekt foran at dette ville resultere i en dårligere (mindre effektiv) anvendelse av ressursene for samfunnet som helhet. M.a.o., et ønske vedrørende inntektsfordelingen i samfunnet («produsentene bør ikke ha så stor fortjeneste»), sees her å komme i strid med et ønske vedrørende ressursanvendelsen i samfunnet («så effektiv anvendelse som mulig»). Konflikten kan oppstå i

alle tilfeller hvor grensekostnaden er større enn gjennomsnittskostnaden (men ikke bare i disse tilfellene).

For det første må det da bemerkes at den fortjeneste som produsentene får i eksemplet, ved en pris på kr. 4, bare er den del av den nettonytte som det frembrakte produkt representerer ut over medgåtte produksjonskostnader. Forbrukerne som gruppe får også en del, idet alle av de enhetene som blir solgt representerer en nytte for forbrukerne på minst kr. 4, som er det de betaler. Mange enheter (de som ville blitt solgt også om prisen var høyere) representerer en nytte utover — til dels langt ut over — de kr. 4. Denne fordel tilfaller forbrukerne, som gruppe, «i det skjulte». Vi kan kalle dette beløpet (nytteverdien ut over hva som er betalt) for konsumrenten, mens det som ovenfor var omtalt som fortjeneste gjerne blir kalt grunnrente (av engelsk «rent» — leie, godtgjørelse for bruk av grunn eller annen naturgitt ressurs).

For det annet må det bemerkes at om man ønsker å omfordele inntektene slik at produsenten får mindre av grunnrenten, så er det fremdeles ikke noen åpenbar rimelighetsgrunn til at det akkurat skulle føres over til kjøperne av vedkommende vare, og i forhold til hvor meget de kjøper. Det er denne overføringen til kjøperne via prisen som kan forstyrre ressursallokeringen. Det kunne for den del være like rimelig å føre beløpet over til samfunnet i alminnelighet (alle samfunnsmedlemmer) ved skatt på fortjenesten (eller ved å trekke fortjenesten inn i stats- eller kommunekassen dersom det er en offentlig bedrift, f.eks. et elektrisitetsverk. En slik overføring vil ikke, eller i hvert fall i liten utstrekning, berøre ressursallokeringen.

Det må presiseres at den «beste» inntektsfordeling i samfunnet ikke kan fastlegges ut fra objektive økonomiske kriterier. Målsettingen med hensyn til inntektsfordeling må fastlegges i den politiske beslutningsprosess. Oppgaven her er bare å påpeke den konflikt som kan oppstå mellom målsettingen vedrørende inntektsfordeling og målsettingen vedrørende ressursallokering, for så vidt som de begge berøres av prispolitikken.

Produsentenes kostnadsdekning

Det omvendte av forholdet i eksemplet foran kan også tenkes å forekomme: I visse produksjoner kan grensekostnaden (ved økning av produksjonen) være lavere enn gjennomsnittskostnaden. Det kan være særlig utpreget når det gjelder korttids grensekostnader (kostnad ved å produsere flere enheter

i et anlegg som allerede er bygget, men ennå ikke fullt utnyttet), men det kan antakelig også forekomme for langtids grensekostnader.

I så fall vil produsenter som bare tar en pris lik grensekostnaden, ikke kunne opprettholde produksjonen i lengden, så det kan tenkes at produksjon ikke kommer i stand i det hele tatt, og det vil ofte være et tap for samfunnet. Såfremt de totale kostnader for produksjonen er mindre enn den totale nytte av produktene, og det i samfunnets interesse at produksjonen skjer.

Man kunne tenke seg å løse dette dilemma ved å la produsentene få høyere pris for de enheter som var mest nyttige for mottakeren, og til så stor nytte at de ville blitt solgt ved høyere pris. Men slik prisdiskriminering lar seg ikke gjøre ved varer som selges (eller kan selges) i «løs vekt». Det må (i et åpent marked) holdes samme pris på alle enheter og til alle kunder. De forfordelte kan ellers søke en annen leverandør.

Dette fører gjerne til dannelsen av oligopolistiske markedsstrukturer (kfr. avsnittet om den internasjonale prisdannelse for olje, kap. 40). Noen produsenter må gi opp, eventuelt etter en «priskrig» hvor alle har gått ned med prisene til henimot korttids grensekostnad. De som greier seg, har en stor pro-

duksjon, i kraft av lave grensekostnader. Likevel er den samlede produksjon mindre enn den samfunnsmessig ideelle (som skulle svare til balanse mellom etterspørsel og langtids grensekostnader). Men det er fremdeles en bedre situasjon, fra samfunnets synspunkt, enn om produksjonen skulle uteblitt helt. Og trykket fra de underliggende langtids grensekostnader er stadig sterkt: Så lenge prisene i markedet holdes høyere enn disse, er det stadig «risiko» (sett fra eksisterende produsenters side) for at nye produsenter vil forsøke seg. For i noen grad å beskytte seg, blir produsentene nødt til å operere med utstrakte rabatter, særlig til viktige kjøpere og kjøpergrupper.

En mere logisk løsning, der hvor den lar seg gjennomføre, er som nevnt å holde høyere priser for en del av produksjonen — den som gir størst nytte for kjøperne — slik at man får dekning for alle kostnader og dermed kan opprettholde produksjonen, også om man i ressursallokeringens interesse legger grenseprisene (for ytterligere leverte enheter) nøyaktig på nivå med grensekostnaden. I elektrisitetsproduksjonen, lar det seg i prinsipp gjøre; det vil bli nærmere kommentert i kap. 38 om elektrisitetspriser.

Kap. 38: Priser på elektrisitet.

Priser og typisk prisstruktur i dag

Detaljsalg

Husholdninger:

Norske Elektrisitetsverkets Forenings tariffstatistikk, som publiseres hvert år (siste foreliggende utgave pr. 1. januar 1968) viser at praktisk talt alt salg av elektrisitet til husholdninger i Norge foregår etter en av følgende 4 tariff typer:

H 1 (vippetariff). Etter denne tariff betaler abonnenter for retten til å bruke, til enhver tid, et bestemt effektbeløp (et bestemt antall Watt). Hvor meget som tas ut innenfor denne grense, blir ikke målt, men en vippe bryter strømmen dersom uttaket går over grensen.

Prisene på vippetariffen synes hos de fleste elektrisitetsverk å ligge mellom kr. 250 og kr. 350 pr. kW pr. år, men priser ned imot kr. 100 og opp imot kr. 500 pr. kW pr. år forekommer også. De laveste prisene knytter seg til spesielle forhold (industribedrifters levering til industristedet, o.l.)

H 2 (overforbrukstariff). Ved denne tariff betales også fast pris for retten til uttak inn til en avtalt effektgrense, men dessuten gir tariffen adgang til uttak over grensen mot særskilt betaling for det overskytende.

Uttaket skjer over en kWh-måler som er utstyrt med en bremseinnretning slik at den

først begynner å gå når uttaket overstiger abonnementsgrensen, og den registrerer bare det antall kWh som tas ut utover grensen til enhver tid.

Prisen for det faste abonnement er hos de fleste verk den samme som for vippeabonnement. Den ligger altså mest i området kr. 250 — kr. 350 kW pr. år. Prisen for overforbruket synes vanligvis å ligge i området 10—15 øre/kWh, men høyere eller lavere priser er ikke ualminnelige. Noen få verk differensierer prisen sommer og vinter og kan da typisk ha 25—35 øre/kWh i vintersesongen og 5—10 øre/kWh i sommersesongen.

H 3 (blandet tariff). Ved denne tariff betaler abonnenten en fast pris for retten til, innenfor en avtalt effektgrense, å kjøpe energi til lav pris. Dertil kan abonnenten kjøpe energi utover den avtalte effektgrense, men da til en høyere pris.

Hos de fleste verkene betales mellom 80 og 120 kr/kWh år for det faste abonnement, og mellom 2,5 og 4 øre/kWh for den energi som tas ut innenfor abonnementsgrensen. For energiforbruk utover abonnementsgrensen betales oftest mellom 10 og 20 øre/kWh.

Den store spredningen skyldes for en del forskjellig fordeling på prisleddene. Noen verk legger mere av den samlede kostnad på effektleddet (abonnementsprisen), andre legger mere på energileddet. Prisene i byer er jevnt over litt lavere enn i landdistriktene.

H 4 (kilowatt-timetariff). Ved denne tariff betales for all uttatt energi, etter måler. Prisene viser meget stor spredning, fra 6 til 40 øre/kWh, men de ser ut til mest å ligge i området 10—15 øre/kWh. Denne tariffen er jevnt over lite brukt, og mest for relativt små eller temporære uttak.

Det er viktig å merke seg at de fleste elektrisitetsverk har 2, 3 eller alle de 4 tariff-typene (praktisk talt alle har H 3, den blandede tariff) og at de fleste av dem gir abonnenten anledning til å velge den som for abonnenten faller gunstigst. Noen verk setter visse grenser for valgfriheten.¹⁾

Disse tariffstrukturene er oppstått gradvis gjennom den historiske utvikling av verkens tariffpolitikk, og som resultat av en mer eller mindre klart definert streben etter å tilpasse prisstrukturen til verkens kostnadsstruktur. I den første tiden, da elektrisiteten kom fra små kraftverk, uten særlig store magasiner som kunne ta vare på energien til andre tidspunkter, var abonnentenes maksimale uttak ved midtvinterstid avgjørende for verkens kostnader, og abonnentene betalte deretter (ved vipptariffen). Det var så opp til abonnenten å utnytte abonnementet også utenom høybelastningstiden (grensepris 0).

Dette siste oppfordret til bruk av elektrisitet ikke bare til lys, men også til slikt som strykejern, koking og endog romoppvarming utenom høybelastningstid. Magasinkomfyren, som kunne bruke elektrisitet utenom høybelastningstiden, magasinere varmen og stille den til disposisjon når det passet å koke, ble populær.

Samtidig med at verkene fikk bedre magasineringmuligheter, og dermed mulighet for å levere mere av den samlede energi til de tidspunkter da den var mest etterspurt, hadde den mere utbredte elektriske koking medført ønske hos abonnentene om å kunne ta ut større effektbeløp (flere kW) i forholdsvis kort tid, og ikke være bundet til de lave effektgrensene som vipptariffen innebar. Det førte til at overforbrukstariffen kom i alminnelig bruk omkring 1930. Ved fastsettelsen av priser for overforbruket la verkene vekt på at dette forbruk, som representerte kortvarige topper, bare delvis falt sammen i tid hos de forskjellige abonnenter. Prisen tok sikte på å dekke det det ville koste verkene å skaffe overforbruksenergien, under hensyn til på den ene side den korte varighet, som medførte store dimensjoner på produksjons- og overføringsanlegg i forhold til levert ener-

gimengde, og på den annen side sammenlagringen av de forskjellige abonnenters uttak, som modifiserte kravet til dimensjonene på fellesanleggene («samtidighetsfaktor» mindre enn 1).

Det neste skritt, innføring av den blandede tariff (H 3) ble tatt da den elektriske romoppvarming var blitt utbredt, og abonnentene ble så store at bruken av bedre tilpassede tariffer kunne lønne seg selv om de krevde dyre måleapparater. Det nye ved H 3-tariffen, betaling for energi også innenfor effektgrensen, grunnet seg også på grensekostnadsoverveielser, mer eller mindre klart uttrykt. Man innså at grenskostnaden for energi levert utenom høybelastningstid nok kunne være lav, men ikke null. Mot visse omkostninger til magasin og ekstra maskinkapasitet kunne verkene føre energien over til høybelastningstid. Ble energien isteden brukt ved lavbelastningstider, måtte energi ved høybelastningstid skaffes på annen og dyrere måte. Dette kostnadsforhold kom nå fram i tariffen ved at energiuttak under effektgrensen (altså lavbelastningstid) ble belagt med en moderat pris. På den annen side kunne prisen ved høybelastningstid reduseres (lav fast pris), svarende til verkens bedre mulighet til å levere ved det tidspunkt.

I debatten om de nye tariffene kom de nevnte forhold ikke til uttrykk som grensekostnadsoverveielser, men som et ønske om tariffer som forebygget «sløsing» med energi ved lavbelastningstider. Men innholdet er det samme, en erkjennelse av at energi ikke bør disponeres etter en grensepris som er 0, når energiens verdi i andre anvendelser (overføring, via magasin, til høybelastningstid) er større enn 0.

Vurdering av tariffene og prisene kommer vi tilbake til i et senere avsnitt.

Jordbruk :

Salg til gårdsbruk går oftest i sin helhet over de vanlige husholdningstariffer, men med et særskilt tillegg for motorer. Tillegget beregnes oftest som en fast pris, mest i området 10—15 kr/kW år, for det antall kW som merkeeffekten av samtlige tilkoblede motorer utgjør utover husholdningsabonnementets effektgrense.

Det er også nokså vanlig å holde motorene adskilt fra husholdningsabonnementet (tilkobling utenom husholdningens måler), og også da beregnes vanligvis en fast avgift, gjerne i området 10—15 kr/kW år, for den samlede tilkoblede (installerte) motoreffekt. Noen verk, men ikke alle, beregner dessuten en pris i området 10—30 øre/kWh for ener-

¹⁾ Noen verk må på grunn av knapp tilførselskapasitet i visse områder sette grenser for abonnementets eller uttakets størrelse. Disse begrensninger anses av verkene for midlertidige og har ikke noe med tariffene og prissettingen å gjøre.

gien som tas ut til motor-drift. Det finnes ellers mange nokså forskjellige tariffer.

Det er nokså alminnelig antatt at det først og fremst er den samlede motoreffekt som kan bli brukt, som påfører verkene kostnader, ved at ledningsnett m.v. må dimensjoneres deretter. Energiforbruket betyr lite, og mange verk finner altså at måling ikke svarer seg og beregner ikke pris for energien.

Teknisk bruk:

Under dette navn går leveringene av elektrisitet til produksjonsformål i håndverk og industri.

Den mest utbredte tariff er en blandet tariff (standarbetegnelse T 3) som ligner meget på H 3-tariffen for husholdninger, og med omtrent de samme priser. Men da de faste kostnader for verket antas å øke langt mindre enn proporsjonalt med størrelsen av belastningen, blir effektavgiften (kW-prisen) hos mange verk avtrappet for abonnement utover noen få kW, slik at den for store abonnement kan ligge 20—30 pst. lavere enn for de minste abonnement. Noen få verk viser betydelig lavere kW-pris for industri enn for husholdninger.

De fleste verk har også en ren kWh-tariff, og hos de fleste av dem er kWh-prisen lik eller ubetydelig høyere enn kWh-prisen til husholdninger under tariff H 4. Men en rekke verk har betydelig høyere pris på T 4 enn på H 4.

Noen få verk beregner tillegg for lysforbruket, dersom abonnenten for øvrig bruker tariff T 3. For å unngå oppdeling av installasjonen, blir lysforbruket ofte ikke målt, men beregnet etter en eller annen nøkkel.

Nesten alle verk beregner særskilt tillegg for sveisetransformatorer. Disse representerer en meget uheldig belastning for verket. Skjevbelastning, blafring i lyset og radioforstyrrelser hos andre abonnenter er kjente følger.

Store industribedrifter har ofte særavtaler med det stedlige elektrisitetsverk. Mange av de største kjøper elektrisitet direkte fra staten eller andre engros-leverandører, kfr. nedenfor.¹⁾

Kontorer og forretninger:

For det meste leveres elektrisiteten her etter ren kWh-tariff, med priser omtrent som for ovennevnte tariff T 4, dvs. mest i området 15—25 øre/kWh. Det er vanskelig å fastslå hvorvidt disse prisene innebærer noen prisdiskriminering vis å vis f.eks. husholdnin-

ger, slik som mange oppfatter det, eller om de er kostnadsbetinget, ved den forholdsvis korte brukstid og utpregede samtidighet som man må regne med for denne forbrukerkategori. Det kommer vi inn på senere, under avsnittet om vurderinger.

Engros-salg

Statens levering til alminnelig forsyning:

Statskraftverkene er den største leverandør av elektrisk kraft en gros til alminnelig forsyning. Kjøperne er elektrisitetsverk som enten ikke har egne produksjonsanlegg, eller trenger mere kraft enn disse gir. Statskraftverkene leverer vanligvis kraft én gang nedtransformert (altså til en mellomforde-lingsspenning etter mottakerens valg) på ett sentralt sted innen hvert fylke, — men også på flere steder når særlige forhold tilsier det.

Leveringsvilkår og pris for statens levering til alminnelig forsyning er ens over hele landet. De nå gjeldende priser (fastsatt av NVE med Industridepartementets samtykke i henhold til fullmakt gitt av Stortinget den 14. mai 1963, og gyldige fra 1. januar 1967) er som følger:

For abonnert effekt betales kr. 79,50 pr. kW pr. år. Dette abonnement gir rett til å kjøpe en energimengde i vintersesongen (16. oktober — 15. april) på inntil abonnert effekt x 3 600 h (dvs. «brukstid i vintersesongen» 3 600 timer), i tiden 16. april — 15. mai abonnert effekt x 450 h, og i tiden 16. mai — 15. oktober abonnert effekt x 1 950 h. Berettiget brukstid over hele året blir altså 6 000 timer. Uttak av energi utover disse grenser blir tillatt når forholdene gjør det mulig, men kjøperen har ikke noe krav på det.

For all uttatt energi i tiden 16. mai — 15. oktober betales 0,8 øre/kWh, i tiden 16. oktober — 15. mai 1,6 øre/kWh. Kjøperen kan ta ut akkurat så lite han vil, og betaler energi-pris bare for det han virkelig tar ut, men effektprisen (kr. 79,50 pr. kW pr. år) må betales for den effekt som det er abonnert på.

For en kjøper som utnytter abonnementet med den ovennevnte brukstid på 6 000 timer pr. år, blir den gjennomsnittlige pris alt i alt 2,67 øre/kWh.

Foruten ovennevnte normale abonnement på «årskraft» gis det også abonnement på vinterkraft, kraft som bare aktes utnyttet i tiden 16. oktober — 15. mai. Da betales kr. 65 pr. kW pr. år for abonnert effekt, pluss 1,6 øre/kWh for uttatt energi. Berettiget brukstid er som ved årsabonnementet, 3 600 timer 16. oktober — 15. april og 450 timer 16. april — 15. mai. Dette abonnement er særlig aktuelt som suppleringskjøp for kjøpere som har egne produksjonsverk med utilstrekkelig regulering (lite vinterkraft).

¹⁾ En rekke industribedrifter, i alle størrelseskategorier, har også egne kraftverk.

Etter normalkontrakten er staten fri for ansvar ved innskrenkninger i leveringen som skyldes force majeure, «heri innbefattet vannmangel», men vannmangel kan dog bare påberopes «i den grad som vassføringen i lavvannsperioden i vedkommende vassdrag måtte ligge under vassføringen i det bestemte år».¹⁾

Statens leveringer til storindustri:

Det meste av ekspansjonen i kraftkrevende storindustri etter krigen er skjedd på basis av kraftleveringer fra statskraftverkene. Priser og vilkår blir fastsatt av Stortinget for hvert enkelt tilfelle. Stortingsproposisjon nr. 245 for 1961—62 gir en oversikt over prisene i de kontrakter som til da var inngått, og fremmer forslag om en standard pris for nye kontrakter. Hovedpunktene i de foreslåtte prisvilkår, som skulle brukes ved inngåelse av nye kontrakter, var følgende:

Basisprisen for kraftlevering til storindustri skal være 1,8 øre/kWh, regnet ved kraftstasjon, før opptransformering.

For opptransformering beregnes et tillegg på 5 pst., for overføring inntil 50 km beregnes 12 pst. tillegg, og for nedtransformering 8 pst.

Basisprisen kan reguleres i samme forhold som den av Stortinget fastsatte pris for kraft til alminnelig forsyning, dog ikke utover 6/10 av den prosentvise endring av engrosprisindeksen. Regulering skal kunne skje første gang i 1972, og senere hvert 5. år. Vanlig kontraktstid 40 år.

Kjøperen kan utta mindre enn han har kontrahert, men han skal i alle fall betale for 75 pst. av det kontraherte kvantum.

Industrikontraktene har i likhet med kontraktene for alminnelig forsyning bestemmelse om at staten er fri for ansvar ved leveringsinnskrenkninger som skyldes force majeure inkl. vannmangel, men i de senest inngåtte industrikontrakter er bestemmelsen om ansvarsfritakende vannmangel formulert på en måte som bedre svarer til forholdene i et større samkjørende kraftsystem, hvor man ikke lett kan sondre mellom de enkelte vassdrag:

«For å redusere risikoen for vannmangel forplikter selgeren seg til, i samråd med samkjøringsorganene og etter oppgave fra Vassdragsvesenets hydrologiske avdeling, å begrense sitt samlede primakraftsalg slik at det tilsvarende selgerens samlede krafttilgang ved bestemmende regulert vannføring».²⁾

Annet engros-salg på fast kontrakt:

Ved siden av statskraftverkene er det ca.

¹⁾ St. prp. nr. 145, 1961—62.

²⁾ St. prp. nr. 118, 1965—66.

30 elektrisitetsverk i landet som leverer kraft en gros på fast kontrakt. Hvert verk har i alminnelighet en fast tariff for en groslevering, ens for alle verkets kjøpere.

Disse en gros-tariffene viser et nokså variert bilde, både med hensyn til tariffstruktur og med hensyn til pris. Noen få har bare effektavgift (ren kW tariff) og noen få andre har bare energiavgift (ren kWh-tariff), men de fleste har blandet tariff, med effektavgift for det maksimale uttak og dertil energiavgift for all energi som uttas innenfor maksimalgrensen. Energiavgiften varierer i de forskjellige blandede tariffier mellom ca. 0,5 og ca. 3,5 øre/kWh. Omkring en halvpart av verkene har forskjellig energiavgift sommer og vinter.

I mange tilfeller er en gros-verket opprettet og eiet av de verk som kjøper kraften (kfr. kap. 12 om omsetning og organisasjon), slik at det ikke dreier seg om salg i egentlig forstand.

Kortsiktige salgavtaler

«Ikke garantert kraft»:

I en del tilfeller hvor statskraftverkene har villet imøtekomme ønske om levering til storindustri, men ikke har hatt produksjonsmessig dekning for å påta seg fast leveranse, er det blitt inngått avtale om levering av «ikke garantert kraft». I dette ligger at statskraftverkene ikke påtar seg den ellers normale sikring av levering under vanskelige vannforhold (kfr. foran). Ved vanskelige vannforhold får altså leveringer av ikke garantert kraft prioritet etter all levering på faste kontrakter, både til storindustri og til alminnelig forsyning, men foran såkalt tilfeldig kraftlevering. Den forventede regularitet for de ikke garanterte leveringer blir allikevel ganske høy, idet produksjonsforholdene sedvanemessig bestemmes slik at faste kraftleveringer skal kunne opprettholdes i det lange løp, hele året i minst 9 av 10 år. Ved slik avpasning skulle man da kunne vente at avbrytelse av ikke garanterte leveringer skulle være aktuell i høyst 2 av 10 år, og da bare i en del av året.

For ikke garantert kraft beregnes vanligvis samme pris som for de faste leveringer til storindustri, altså for tiden 1,8 øre/kWh. Men som motstykke til at det ikke er leveringsplikt, er det heller ikke for kjøperen noen betalingsplikt om han ønsker å redusere eller frafalle uttaket.

Tilfeldig kraftlevering til samkjørende verk:

Salg av kraft fra et verk til andre utenom faste en groskontrakter skjer vanligvis gjen-

nom samkjøringsorganisasjonene, på fellesskapsbasis. Verk som har kraft å selge utenom sine faste kontrakter, melder dette inn til områdets samkjøringsorganisasjoner, med oppgave over kvantum som kan leveres. Samkjøringsorganisasjonen søker så å omsette mest mulig av det innmeldte kvantum, til verk som ønsker å kjøpe. Salgsprisen fastsettes forskjellig etter hvilket forbruk kraften skal gå til.

For kraft som det kjøpende verk skal bruke til dekning av sine ordinære leveringer (primakraft) beregnes en pris som fastsettes av samkjøringsorganisasjonens styre. Prisene fastsettes som gjeldende inntil videre og kan bli endret noen få ganger i året. Figur 24 viser de priser som har vært fastsatt for Østlandet-Agder i de 4 driftsår 1964—68.

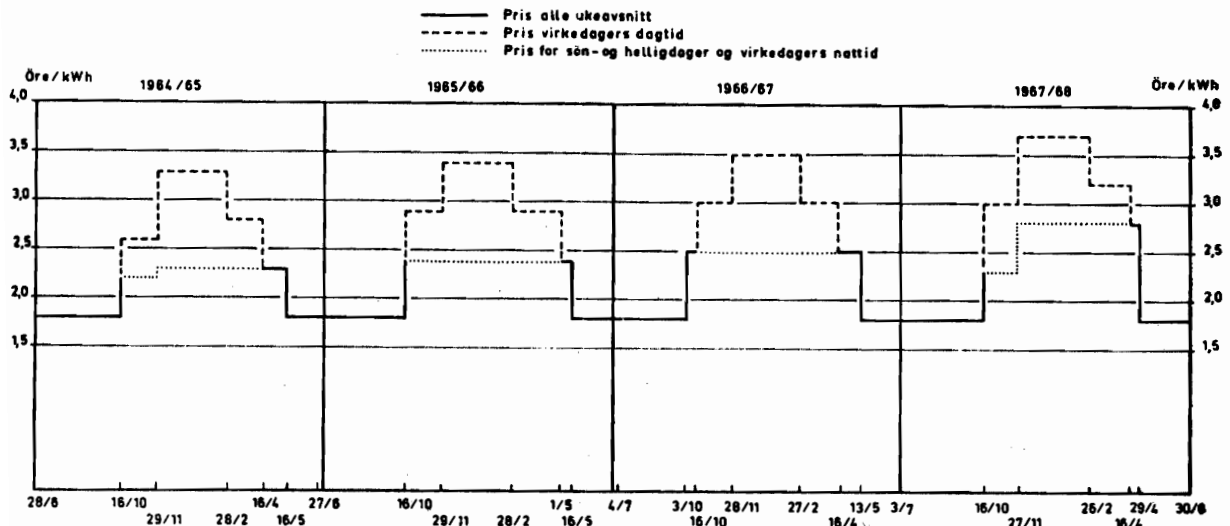


Fig. 24: Samkjøringens primakraftpriser 1964—68 (Samkjøringen Østlandet—Agder).

Man ser der tre distinkte prisnivåer, høyest pris på virkedagers dagtid om vinteren (høybelastningstid), noe lavere i vintersesongen for øvrig (netter og søn- og helligdager), og lavest om sommeren. — For driftssesongen 1968/69 har de 4 samkjøringsorganisasjoner som dekker det sydlige Norge til og med Rana vedtatt felles priser som følger:

	Dag	Natt og helg
	øre/kWh	øre/kWh
16. okt. — 24. nov. 1968	3,0	2,3
25. nov. — 2. mars 1969	4,0	2,8
3. mars — 15. april 1969	3,5	2,8
16. april — 5. mai 1969	2,8	2,8
16. mai — 15. okt. 1969	1,5	1,5

Kraft som ikke blir solgt som primakraft, søkes solgt til best mulig pris ellers. De viktigste salgskategorier er kraft som samkjø-

rende verk kjøper for å selge videre som spillkraft (pris beregnet slik at den skal konkurrere med olje, kfr. nedenfor) og salg for eksport (kfr. nedenfor).

De samlede salgsinntekter for hvert tidsavsnitt, etter fradrag for overføringsomkostninger og en mindre kommisjon, utlignes på alle verk som hadde meldt inn kraft, i forhold til innmeldt kvantum. Den såkalte «andelspris», dvs. oppnådd pris pr. kWh innmeldt kvantum, blir som regel vesentlig lavere enn den foran nevnte primakraftpris, da meget av det innmeldte kvantum kan bli usolgt, eller solgt til lave priser (spillkraft og eksport i lavprissesonget). Tabell 70 viser midlere oppnådde andelspriser i samkjøringsområdet Østlandet-Agder for de respektive sesonger i driftsårene 1964—68.

Tabell 70. Oppnådde middelpriser for vannkraft stillet til disposisjon for Samkjøringen (Østlandet—Agder) 1964—68.

	Middelpris, øre/kWh			
	1964/65	1965/66	1966/67	1967/68
ca. 1. juli — 15. okt.	1,06	0,13	1,37	0,09
• 16. okt. — 15. april.	1,11	1,90	1,65	0,58
• 16. april — 30. juni.	0,57	0,83	0,23	0,27

Kilde: Samkjøringens årsberetninger.

Tilfeldig kraftlevering til forbruker:

Vittigst her (ved siden av statens ikke garanterte leveringer til storindustri, kfr. foran) er spillkraftleveringene til dampkjeler i industri, og til andre større fyranlegg som skoler, sykehus, gartnerier etc. Disse leveringene kan verket avbryte når som helst, på forholdsvis kort varsel. Prisen blir som regel avtalt etter en bestemt formel, på basis av den til enhver tid gjeldende oljepris for kjøperens fyringsanlegg, og slik at bruk av spillkraft skal koste det samme eller noe mindre enn bruk av olje. En viss differanse kan være nødvendig for å motivere kjøperne til anskaffelse av elektrokjel eller-kjeler ved siden av det fyringsanlegg for olje som han i alle tilfeller må ha. Men kjøperen legger også vekt på at elektrokjelen kan spare reserve oljekjel, idet verkene som regel påtar seg å garantere levering ved skade på oljekjeleanlegget, eller ved revisjon av anlegget til avtalte tider.

Priser for spillkraft til store kjeleanlegg, som ellers bruker tung olje, har i den senere tid vært av størrelsesorden 1 øre/kWh, levert anlegget.

Eksport og import

Faste eksportkontrakter:

En oversikt over kontrakter, inngått av staten ved NVE, om eksport av kraft til Sverige, er gitt i tabell 24, kap. 12. I kontraktene er det fastsatt en pris pr. kWh for hvert av de 4 tidsavsnitt vinter dagtid, vinter natt og helligdager, sommer dagtid, sommer natt og helligdager. I den første kontrakten, om levering fra Nea, var prisene henholdsvis 2,9 — 1,7 — 1,7 — 0,8 sv. øre/kWh, i de tre senere kontraktene 3,3 — 2,0 — 1,9 — 0,9 sv. øre/kWh. Kontraktene inneholder bestemmelse om regulering av prisene på basis av svensk en grosprisindeks (proporsjonal endring i resten av kontraktstiden). For tiden (sommere 1968) er prisene på alle fire kontrakter ca. 3,6 — 2,2 — 2,1 — 1,0 sv. øre/kWh (noe lavere for Nea-kontrakten, således 3,431 sv. øre/kWh på vinter dagtid.) Kraften leveres ved grensen (men måling skjer av praktiske grunner i kraftverket).

Tilfeldig eksport og import:

Også dette er omtalt i kap. 12. Prisen blir avtalt for hvert enkelt tilfelle, for kortere tidsrom, eller inntil videre, på grunnlag av vannforholdene og kjøper/selgers interesse av overføringen. Til de fleste tider er vannforholdene på begge sider tilfredsstillende, og det dreier seg om relativt små marginalver-

dier som kan utnyttes ved overføring fra det ene system til det annet, men til enkelte tider kan verdien gå skarpt opp (f.eks. ved levering fra norske magasiner om vinteren, til avlastning av svenske varmekraftverk, eller fra svenske varmekraftverk til avlastning av norske magasiner). Hyppigst forekommende priser både ved eksport og import sees i den senere tid å ha ligget i området 0,5—2 svenske øre/kWh. For vinterekspert har priser på vel 2 sv. øre/kWh forekommet i de senere år, og for vinterimport oppimot 3 sv. øre/kWh. (Avregning etter måling så nær grensen som praktisk mulig).

Lagring:

Lagring av svensk kraft i norske magasiner foregår i henhold til en prinsippavtale inngått i 1961 mellom NVE og Vattenfall. Som omtalt i kap. 12 dreier det seg ikke om en fysisk lagring, men om indirekte lagring ved kraftbytte. Et kvantum kraft levert fra Sverige under avtalen, kan antas å avlaste levering fra et eller flere magasiner i Norge med et tilsvarende kvantum og regnes da som «lagret» der. Skulle vedkommende magasiner senere fylles opp og renne over av lokalt tilsig, regnes den lagrede kraft å gå tapt først. Ikke hele det innleverte kvantum blir å tilbakelevere. Ved tilbakelevering innen 15. oktober i innleveringsåret skal 0,75 kWh av hver innlevert kWh leveres tilbake, ved levering etter 15. oktober og før 30. april neste år, 0,5 kWh av hver innlevert kWh. Differansen mellom innlevert og tilbakelevert kvantum utgjør Norges godtgjørelse for lagringen.

Grunnlaget for prisdannelsen på elektrisitet

Vanlige oppfatninger og kriterier

De aller fleste elektrisitetsverk i Norge er offentlig eiet eller offentlig kontrollert. Prisene blir fastsatt ved beslutning av offentlige myndigheter, oftest politiske organer som representerer de samme befolkningsgrupper som er verkets kjøper (kommunestyre, fylkesting, Stortinget). Elektrisitetsverkene har et faktisk monopol på levering av elektrisitet innen sitt område, men det er ingen ting som tyder på at de for sin prissetting har lagt til grunn en monopolistisk målsetting om å oppnå en størst mulig netto inntekt.

Det er ikke mulig å fastslå ved observasjon noen enkel og klar målsetting som har ligget til grunn for prissettingen hos verkene. Men ved å studere forslag og debatter i kommunestyre og i Stortinget i saker som har med elektrisitetspriser å gjøre, finner man at be-

grepet «selvkost» fremstår som et hovedkriterium. Det er ikke alltid klart hva det legges i begrepet, men stort sett synes det å sikte til regnskapsmessig påvist, nominell kostnad, uten hensyn til endring i kroneverdien. Ofte er det snakk om gjennomsnittlig regnskapsmessig kostnad for alle anlegg som et elektrisitetsverk (en bedrift) måtte ha.

Kfr. for statens vedkommende St. prp. 145 for 1961—62 hvor Hovedstyret for NVE anfører at «det vil bli vanskelig for staten i lengden å finansiere sin fortsatte kraftutbygging uten at prisen fastsettes ut fra selvkost for nye kraftverk og overføringsanlegg. Energirådet slutter seg til dette. Finansdepartementet synes å være innstilt på det samme, men finner å måtte bøye seg for uttalelsen fra Pris- og Lønnsdepartementet, som går imot dette og finner at prisene bør «fastsettes etter en samlet vurdering av forholdene til enhver tid».

Industridepartementet anfører i proposisjonen at prisene hittil har vært fastsatt etter selvkost for alle statens kraftverk og overføringsanlegg «som en regnskapsmessig enhet», idet «gamle og nye anlegg er sett under ett», og departementet mener at de samme prinsipper fortsatt bør fastholdes».

I den senere tid er selvfinansieringsevnen stadig oftere blitt nevnt som et kriterium for prisfastsettelsen (f.eks. av Hovedstyret for NVE i vedlegg 1 til St. meld. 19 for 1966—67).

I debatten på det tekniske plan og i tekniske fora, om utforming av tariffstrukturene, ser en at spørsmålet om kostnadsstrukturen kommer sterkt i forgrunnen (f.eks. i innstillingene fra NEVF's tariffkomité om norm for husholdningstariffer, 1948, og om norm for industritariffer, 1949). Men heller ikke her kommer egentlige grensekostnadsoverveielser inn, det synes snarere å dreie seg om hvordan produksjonens gjennomsnittskostnader må anses å fordele seg på de forskjellige ledd (eller kostnadsbærere) som effekt og ren energi.

Spesielle kriterier for prissetting ved levering av elektrisitet

I kapittel 37 er det redegjort for de forskjellige, ikke nødvendigvis sammenfallende hensyn som har betydning for en hensiktsmessig prisfastsetting, og der er påpekt grensekostnadenes spesielle betydning når det gjelder hensynet til ressursallokeringen (anvendelsen av samfunnets samlede ressurser).

Når en skal studere kriteriene for prissetting i elektrisitetsforsyningen, finner en at det gjør seg gjeldende en rekke forhold som er forskjellige her, fra hva de er i vanlig vareproduksjon, og de gjør at drøftelsene tildels må gå langs andre linjer, og muligens kan føre til andre resultater enn dem man

vanligvis finner i omtalen av vareproduksjon i sosialøkonomisk litteratur. Tidligere er nevnt det forhold at «varen» elektrisitet må produseres i samme øyeblikk som den skal konsumeres. Den kan ikke lagres (uten i meget små kvanta under spesielle forhold, uten praktisk betydning her). Videre kan nevnes¹⁾:

- Konsumentenes behov for elektrisitet har vanligvis tidsdimensjon (dvs. innebærer behov for en viss mengde over en viss tid, f.eks. for belysning) samt er vanligvis tidslokalisert (til bestemt tid på døgnet eller året.)
 - Det dreier seg om samkoblet produksjon, dvs. det er fra produsentens side sett, en rekke forskjellige varer som skal produseres i samme anlegg (dagstrøm, nattstrøm, strøm ved toppbelastningstid osv.)
 - Ved hvert tidspunkt har hver kjøper bare forbindelse med én leverandør (den han er tilkoblet hos.)
 - Selgermonopol foreligger innen det enkelte leveringsområde, dvs. kjøperen har ingen mulighet for å gå over til en annen leverandør.
 - Varen tilfredsstiller en rekke ulike behov, som dog sjelden opptrer separat, men som oftere er sammenkoblet i bestemte proporsjoner hos den enkelte kjøper (en viss del til lys, dernest endel til koking osv.)
 - Hva varen brukes til, kan i en viss utstrekning kontrolleres av selgeren, som altså kan hindre at en vare kjøpt for et visst formål kan brukes til noe annet.
 - Kjøperen kan ikke videreselge varen til andre.
- Disse forhold fører med seg en rekke viktige konsekvenser.
- Varen kan ha forskjellig pris til forskjellige tider på døgnet, i året, uten at dette er noen egentlig prisdifferensiering, men heller et uttrykk for at det i virkeligheten gjelder forskjellige varer i samkoblet produksjon.
 - Prisene blir ikke bestemt av konkurranse, men av det monopolistiske foretaks målsetting for virksomheten.
 - Prisen kan være forskjellig for forskjellige kjøpergrupper, uten at en slik forskjell kan utjevnes ved mellomhandel. M.a.o., prisdiskriminering mellom forskjellige kjøpergrupper lar seg gjennomføre.
 - For samme kjøper lar det seg gjøre å sette forskjellig pris på varen etter hva den går til (lys, motordrift osv.).

¹⁾ Prof. T. Palander: Prispolitiken vid kommunala elektricitetsverk. Foredrag ved nordiske elektrisitetsverkers fellesmøte, København 1948. «Elektroteknikeren», 1948, nr. 13.

— Prisen behøver ikke, overfor den enkelte kjøper settes lik for hver enhet han konsumerer. Det lar seg gjøre å ta forskjellig pris for den første enhet, den neste osv.

Av dette — at den pris som gjelder for den siste solgte enhet ikke behøver å gjelde for alle de andre enhetene — følger igjen det viktige forhold at det ikke foreligger noen på forhånd gitt oppdeling av den totale netto nytte i grunnrente og konsumrente¹). Ved en perfekt prisdiskriminering skulle det i prinsipp være mulig for produsenten å ta ut hele nettoytten som grunnrente, slik at der ikke blir noen konsumrente, og det uten at g r e n s e prisen behøver å avvike fra grensekostnaden (faktisk oppnår produsenten den størst mulige grunnrente nettopp ved å holde grensepris = grensekostnad). Ved passende utforming av prisdiskrimineringen kan oppnås en hvilken som helst fordeling mellom denne ytterlighet og den annen, at hele grunnrenten overgis til konsumentene, og stadig uten å behøve å fravike grensepris = grensekostnad.

Med andre ord, det er i prinsipp mulig gjennom prisdiskriminering å oppnå praktisk talt en hvilken som helst målsetting med hensyn til inntektsfordeling mellom elektrisitetsprodusent og elektrisitetskjøper, uten å renonsere på hensynet til effektiv ressursanvendelse, som krever at grensepris alltid er lig grensekostnad.

Spørsmålet om prisene på elektrisitet er hensiktsmessige faller i to deler:

1. Fører prisene (så langt deres virkning rekker) til en ønskelig inntektsfordeling?
2. Fører prisen til en effektiv utnyttelse av samfunnets ressurser?

Det er bare det siste spørsmål som kan tas opp til behandling her. Det første lar seg ikke besvare uten at det først er gitt hva som er ønskelig, og det kan bare fastslås ved politisk beslutning, det lar seg ikke avgjøre på objektivt grunnlag. Men fremstillingen foran synes å tillate den konklusjon at man forsåvidt angår elektrisitetsforsyning kan betrakte de sider av prissettingen som har med inntektsfordeling og de som har med ressursallokering ganske vidtgående uavhengig av hverandre.

Spørsmål 2 ovenfor er, som vi har sett, ekvivalent med spørsmålet: Svarer grenseprisene, overalt i den nåværende prisstruktur, til grensekostnadene? Vi må da klarlegge både

hva grensekostnadene er og hva grenseprisene er.

Kostnader i elektrisitetsforsyningen

Kapital som kostnadsfaktor

Elektrisitetsforsyningen som helhet — produksjon, overføring og distribusjon — er meget kapitalintensiv. Av kostnaden for sluttproduktet, den leverte elektriske energi, representerer mindre enn en femtedel løpende kostnader (lønninger, drifts- og vedlikeholdsmateriell) mens mer enn $\frac{4}{5}$ henføres til den investerte kapital. For en bedømmelse av kostnadene ved produksjon og levering av elektrisitet er det derfor av helt avgjørende betydning hvilken kostnad man anser den investerte kapital å ha.

Det er nødvendig da å presisere hvilket kostnadsbegrep det her gjelder. Vi har før behandlet hvordan bare priser som er fastsatt slik at de representerer grensekostnaden ved produksjon av de enkelte varer, kan ventes å befordre en optimal anvendelse av samfunnets ressurser. Optimal anvendelse, det er en slik anvendelse at det ikke ville være mulig å få bedre totalresultat for samfunnet ved å endre anvendelsen på noe punkt. Det er klart at dette bare kan sies å være tilfelle dersom man også kan si at ingen endret anvendelse av de produksjonsfaktorer som er medgått til vedkommende vare, ville gitt et bedre resultat for samfunnet. Med andre ord, varepriser som skal føre til en optimal anvendelse av de enkelte varer, må være slik fastsatt at de gir uttrykk for hva de ressurser som er medgått i hver vares produksjon kunne bidratt med, til samfunnets samlede økonomiske resultat, dersom de hadde vært anvendt til noe annet.

Den «kostnad» vi skal ha tak i for å etablere priser som befordre en optimal ressursanvendelse, blir altså det samme som den verdi alle de medgåtte produksjonsfaktorer ville hatt, om de var anvendt til noe annet.

For varer og arbeidskraft er det grunn til å regne med at markedsprisen stort sett tilsvarende denne verdi. Pristilpassningsmekanismene er relativt gode og raskt virkende, når det gjelder tilpassing mellom arbeidslønninger og varepriser, sammenlignet med tilpassningsmekanismene for «prisen» på kapital, med den tidsdimensjon og den usikkerhet som her kommer inn. For kapitalens vedkommende kan man vanskeligere uten videre gå ut fra at den «pris» som kan observeres i markedet (renten) gir uttrykk for hva kapitalen er verd i annen anvendelse. Det er dette siste vi skal ha tak i — kapitalens avkastning, for samfunnet som helhet, i annen mulig anvendelse — og ikke

¹) Ved vanlig varesalg vil delingen være gitt ved prisen (som da er ens for alle enheter inkl. den siste). Forskjellen mellom brutto nytte og pris utgjør konsumrente, forskjellen mellom pris og kostnad utgjør grunnrente.

hva det ene samfunnsmedlem betaler til det annet samfunnsmedlem for benyttelse av kapitalen.

Da spørsmålet om avkastningen av samfunnets kapital i alternative anvendelser er reelt lite undersøkt tidligere, er det foretatt en inngående undersøkelse innen rammen av energiutredningen. Undersøkelsen og dens resultater er redegjort for i et notat av cand. oecon. Kristen Knudsen, inntatt som bilag 2.

Det fremgår av notatet at en nøyaktig bestemmelse av kapitalens verdi i alternative anvendelser ikke på langt nær er mulig. Men det synes etter undersøkelsene å være betydelige anvendelsesmuligheter for kapital annensteds i samfunnet, hvor kapitalens bidrag til samfunnsøkonomien, uttrykt som avkastning, ville komme opp i 10 pst. og høyere, for noen eksemplers vedkommende meget høyere.

I mangel av en mere presis konklusjon skal det her, for diskusjon av prisene bare legges til grunn at kapital som investeres i elektrisitetsforsyningen må tilskrives en kostnad for samfunnet svarende til lavt regnet 8, muligens 10 eller 12 pst. pr. år. Disse tre setningene er også benyttet som kalkulasjonsrente ved undersøkelsene over produksjonsapparatets sammensetning, kfr. kap. 31.

Langtids og korttids grensekostnader

Grensekostnaden eller marginalkostnaden for en vare er kostnaden pr. enhet ved produksjon av en liten mengde til av varen, utover det man allerede produserer. For en diskusjon av priser, og særlig tariffer som forutsettes å gjelde en viss tid, er det nødvendig å skjelle mellom grensekostnadene på kort og lang sikt.

På kort sikt vil grensekostnaden si kostnaden ved å produsere en enhet til, i det produksjonsanlegg man allerede har. Så lenge kapasiteten av anlegget ikke er fullt utnyttet, kan denne grensekostnaden være lav, men når man nærmer seg full kapasitetsutnyttelse og begynner å «presse» anlegget, kan den bli høy. Til slutt går det ikke å tøyne produksjonen lenger, og for ytterligere produksjon må ny produksjonskapasitet etableres.

Med korttids grensekostnad menes kostnaden pr. enhet ved å produsere litt mere uten økning av kapasiteten. Med langtids grensekostnad menes kostnaden pr. enhet for en noe større økning av produksjonen og over såpass lang tid at produksjonskapasiteten kan utvides tilsvarende. Kostnaden ved den nyttilkomne produksjonskapasitet må da medregnes.

Korttids grensekostnader er som regel me-

get variable. Ved et nytt vannkraftverk som ikke ennå er fullt utnyttet, er grensekostnaden for energi praktisk talt 0. Når det er blitt fullt utnyttet, kan ytterligere energi ikke leveres for noen pris. Langtids grensekostnad derimot, vil tilsvare gjennomsnittskostnad for energi skaffet ved et helt nytt anlegg av «passe» størrelse i relasjon til den nye produksjon.

Forholdet er illustrert i diagrammet, fig. 25.

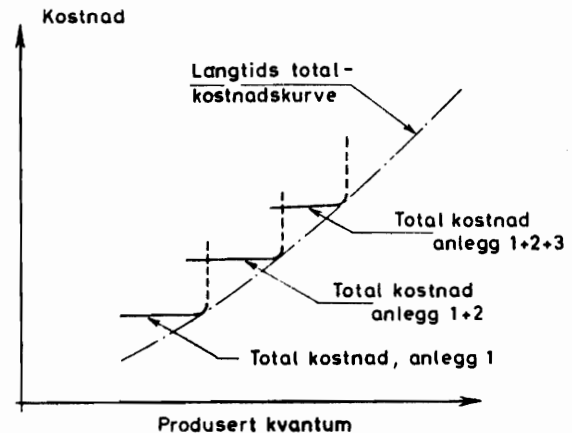


Fig. 25: Illustrasjon av noen kostnadsbegrep.

Grensekostnaden er, matematisk uttrykt, den deriverte av totalkostnaden med hensyn på produsert kvantum eller i figuren, stigningen på den kurve som fremstiller totalkostnaden. Anleggene i figuren har vesentlig faste kostnader (som tilfelle er for vannkraftverk og i mindre utpreget grad, atomkraftverk). Når anlegg 1 blir fullt utnyttet, vil kostnaden stige bratt, dvs. det er dyrt å presse anlegget utover optimal utnyttelse. Ved vannkraftverk kommer denne kostnad fram som senkning av kvaliteten på det leverte produkt. Ved varmekraftverk blir det også dårlig brenseløkonomi. Til slutt er det ikke mulig å presse anlegget lenger, uttrykt ved at kurven går rett til værs. Korttids grensekostnad, som ved lavere produksjon var nær 0, er nå blitt meget høy.

Men før dette stadium nås, er det lønnsomt å utvide kapasiteten med et anlegg nr. 2. Korttids grensekostnad er nå lav igjen, og så gjentar utviklingen seg fram til anlegg nr. 3, osv.

Langtids grensekostnad — kostnaden ved å skaffe mere kraft gjennom en noe lengre periode, defineres som stigningen på den viste utjevnete langtids totalkostnadskurve.

For prisen i tariffer som skal gjelde en tid, må langtids grensekostnad bli bestemmende, mens korttidsgrensekostnad kan være relevant ved leilighetsvise salg, som foregår under flere betegnelser (tilfeldig kraft, spillkraft osv.).

Kostnader ved produksjon av elektrisitet

Anleggskostnad for vannkraft:

Ved utbygging av vannkraft er det rimelig at man tar i bruk de billigste tilgjengelige kraftkilder først, og så de dyrere, etter hvert som forbruket stiger. Det skulle tilsi at lang-

tids grensekostnad for kraft etter hvert vil øke, slik som det er vist i diagrammet over gjenværende vannkraft i Norge, fig. 17 i kap. 24.

Dette diagram er som man vil se en lang-tids grensekostnadskurve: Diagrammet viser hva neste kraftkilde vil koste å bygge ut pr. kWh, når man allerede har bygget ut så og så mange TWh.

Denne utviklingen kan imidlertid modifiseres av flere forhold:

I den første tiden, da overføringsnettene enda var lite utbygget, kunne det være lønnsomt å bygge ut mere nærliggende og mindre kraftkilder, selv om de i og for seg var dyrere enn fjernere og større kilder. Med utvidelse av nettene kunne man så nå fram til billigere kraftkilder etter hvert. Denne utviklingen er nå stort sett over i Norge, etter at overføringsnettene er vokst til å dekke praktisk talt alle strøk i landet. Nettene i det sydlige Norge og helt opp til Rana er sammenknyttet til ett sammenhengende kraftsystem. For forsyning av hele dette system kan man stort sett velge de billigste kraftkilder, uten å være særlig bundet av hvor de ligger — forbeholdet gjelder bare at kostnaden for kraftverk og overføringer innen systemet må sees under ett. Om få år ventes overføringsnettene fra Ofoten til Øst-Finnmark å være knyttet sammen, og Saltenområdet vil få i hvert fall en utvekslingsforbindelse med det sydnorske kraftsystem.

Det annet forhold som må nevnes, er den stadige tekniske utvikling, som har brakt anleggskostnadene nedover. Særlig sterk har denne utviklingen vært i tiden etter siste krig. Nye maskiner (bulldozer, hårdmetallbor, m.m.) og en systematisk rasjonalisering av eldre arbeidsmetoder (særlig i fjellsprenkning) senket kostnaden for sprengning og masseflytting radikalt. Det gjorde det mulig å gå fram med lange, store tunneller, å bygge større dammer billigere og dermed samle vannkraften i større områder til konsentrerte anlegg, som igjen gav spillerom for en sterk utvikling i konstruksjonen av større turbiner og generatorer. I tiden 1948—1963 var stigningen i byggekostnader for kraftverk med tilhørende reguleringsanlegg, mindre enn halvparten av stigningen i byggekostnader i sin alminnelighet¹⁾. Det må da ha skjedd en betydelig reell kostnadssenkning (i faste kroner). En reell kostnadssenkning (slik at en viss kraftkilde i fremtiden blir billigere å bygge ut, i faste kroner, enn ved dagens teknikk) må man fortsatt regne med, men det er neppe grunn til å vente at den blir så sterk som i tiden siden krigen.

¹⁾ NVE, Arsmelding 1963.

Anleggskostnaden for de kraftverk som nå er under bygging eller står foran bygging i det sydlige Norge (t.o.m. Rana) ligger i gjennomsnitt på ca. 25 øre pr. kWh produksjonsevne. Det forekommer betydelige variasjoner. Ca. 1/5 av anleggene (regnet etter produksjonsevne) har anleggskostnad over 30 øre pr. kWh. Noen ganske få anlegg ligger under 20 øre pr. kWh, mens de resterende ligger mellom 20 og 30, med et gjennomsnitt på ca. 24 øre pr. kWh (prisnivå 1967).

En del av avvikene oppover skyldes at prioritering av anleggene (i rekkefølge billigst først) ikke er gjennomført tilstrekkelig effektivt. Prioriteringen må kunne forbedres, men perfekt vil den vanskelig kunne bli, bl.a. fordi det i muligheten for lånefinansiering vil ligge et sterkt press — forsterket ved lav rente og samtidig inflasjon — på de enkelte kraftverkseiere til å søke utbygget sitt eget anlegg, også i de tilfeller da det fra en samlet synsvinkel er mere økonomisk å bygge andre anlegg først.

Videre må det bemerkes at kostnaden pr. kWh produksjonsevne i de enkelte anlegg bare gir en grov karakteristik av anleggets økonomiske kvalitet. Når de nye anlegg går inn i et større produksjonssystem som allerede eksisterer, må de bedømmes ikke etter sin egen produksjon isolert sett, men etter det bidrag de gir til systemets samlede produksjonsevne. Og endelig må nevnes igjen det forhold som har vært berørt før, at valget av kraftkilder må sees i sammenheng med overføringskostnadene, hvilket fører til at noe dyrere kraftkilder vil være riktig å velge, hvis de ligger særlig gunstig til.

Alt i alt må man konstatere at å øke produksjonsevnen i det sydnorske kraftsystem ved videre utbygging av vannkraft, koster rundt 25 øre pr. kWh ny årlig produksjonsevne. En bedre prioritering kan bidra til å senke kostnaden, en fortsatt teknisk utvikling likeså, og dette vil i større eller mindre grad avdempe den stigning som kommer av at en må gå videre til stadig mindre gunstige kraftkilder.

Å r s k o s t n a d :

Det er vanlig å ligne ut anleggskostnaden slik på de enkelte år av anleggets levetid at belastningen på hvert av årene blir like stor. Årskostnaden for anlegget blir da lik den annuitet som vil amortisere anleggs kapitalen over anleggets levetid ved den valgte kalkulasjonsrente. Det kan innvendes at en slik fordeling på de enkelte år ikke er selvsagt. Det man kan si, er bare at denne er rimelig, dersom også inntekten eller nytten av anlegget vil være konstant gjennom hele levetiden.

En mere korrekt fremgangsmåte for å finne langtids grensekostnad for kraft, når systemet kan forutsettes bare å ekspandere, er å beregne kostnaden ved å ta i bruk et anlegg «nå» fremfor «litt senere». Det resultat man da får, stemmer helt med den nevnte annuitet dersom man kan forutsette at anlegget ikke blir billigere om man venter med byggingen (m.a.o. at det ikke skjer noen teknologisk kostnadssenkning). Hvis anlegget blir billigere om man venter, er kostnaden for første år noe høyere enn den konstante annuitet.

Amortiseringstiden blir lik med anleggets fysiske levetid, dersom man kan forutsette at det hele tiden blir bruk for like meget eller mere av denne type anlegg. Etter hva man i dag kan se, vil det være tilfelle for vannkraft, som komplement til atomkraften, i meget lang tid fremover, og det må kunne forsvares å regne med 40 års levetid. Annuiteten blir da ved 8, 10 og 12 pst. p.a., kalkulasjonsrente henholdsvis 8,4, 10,2 og 12,2 pst. av anleggskapitalen.

Løpende utgifter (administrasjon, drift, vedlikehold, eiendomsskatten og avgifter) kan for store anlegg, som utgjør hovedtyngden av utbyggingen, anslås til rundt 1 pst. pr. år av anleggskostnaden.

Kostnaden for 1 kWh fra nye anlegg (kostnaden i anleggets første år) blir da i alt henholdsvis 9,4, 11,2 og 13,2 pst. av anleggskostnaden og hvis denne er 25 øre pr. kWh produksjonsevne, blir kostnaden pr. kWh produsert ved nyutbygging henholdsvis 2,35, 2,8 og 3,3 øre/kWh — ved 8, 10 og 12 pst. kalkulasjonsrente.

Kostnad ved sammensatt produksjon:

Lønnsomheten av å introdusere oljebasert

varmekraft og atomkraft i det norske kraftproduksjonssystem, i kombinasjon med vannkraften, er behandlet i kapitlene 29—33, og de produksjonskostnader som en slik kombinasjon resulterer i, er behandlet i kapittel 34. Man ser der, av fig. 23, at kostnaden for ny kraft kan ventes å bli lavere, etter hvert betydelig lavere enn om man skulle fortsette utbyggingen med vannkraft alene.

Kostnadsutviklingen er vist under forskjellige forutsetninger m.h.t. kostnaden for vannkraft, oljekraft og atomkraft, og m.h.t. tempoet i forbruksstigningen samt kalkulasjonsrenten. Ved alle de sett av forutsetninger som er lagt til grunn, kan kostnaden for ny kraft (i faste priser, 1967) ventes å stige noe, fra de forannevnte 2,35 — 3,3 øre/kWh til 2,8 — 3,3 øre/kWh i det samme kalkulasjonsrenteområde.

Langtids grensekostnader:

Den kostnad som er behandlet i de foregående avsnitt, er langtids grensekostnad ved å produsere elektrisk energi med en viss «normal» fordeling over året. Men grensekostnaden for energi til visse tider på året kan være meget forskjellig. Dermed er også grensekostnaden for energi som tas ut over året med en annen fordeling enn den normale, forskjellig fra den «normale» grensekostnad. Forskjellen mellom levering til kraftkrevende industri mer meget jevnt uttak, og levering til alminnelig forsyning, er allerede berørt i kapittel 34.

«Jevnheten» i produksjon eller forbruk av elektrisk energi karakteriseres ved størrelser som «brukstid» eller belastningsfaktor, og blir også ofte beskrevet ved et diagram kalt varighetskurve. Disse størrelsene er illustrert i fig. 26.

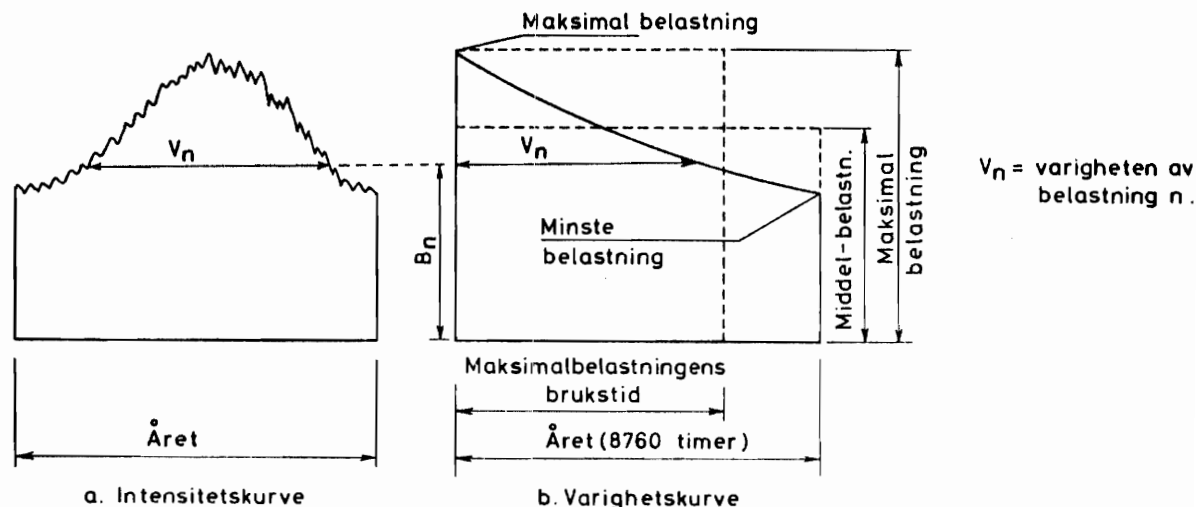


Fig. 26: Eksempel på intensitets- og varighetskurve.

Kurven til venstre er et eksempel på hvordan belastningen kan variere over året, fra midtsommer til midtsommer. Varighetskurven til høyre viser hvor lang tid av året belastningen har vært over det og det nivå. Varighetskurven er altså på ethvert nivå akkurat like «bred» som belastningsdiagrammet. I alle årets 8 760 timer har belastningen vært over minstebelastningen. Større belastninger har stått på i til sammen færre timer enn 8 760, og større belastning enn maksimalbelastningen har forekommet i 0 timer.

Med brukstiden mener man nå den tid som maksimalbelastningen måtte ha stått på, for at man ved det skulle oppnådd samme antall kWh som man oppnår i løpet av hele året ved den (varierende) virkelige belastning.

Brukstiden i timer blir altså det samme som salet levering (i kWh) dividert med maksimal belastning (i kW). Og omvendt, hvis energileveringen er oppgitt, så kan man finne maksimalbelastningen ved å dividere med brukstiden.

I andre land brukes mest den såkalte belastningsfaktor, som er forholdet mellom midlebelastningen og maksimalbelastningen.

Begge størrelser betegner altså i hvilken grad kjøringen pågår for fullt over hele året. Helt jevn kjøring gir brukstid 8 760 timer, eller belastningsfaktor 1,0. At belastningsfaktoren er f. eks. 0,6, betyr at man har hatt 6/10 av full kjøring. Brukstiden i dette tilfelle blir 5 250 timer — nemlig belastningsfaktoren 0,6 ganger årets 8 760 timer.

På samme måte kan man fremstille belastningens jevnhet over døgnet med en varighetskurve hvis bredde da er lik døgnets lengde, og man kan snakke om brukstid på døgn.

De forhold som har størst betydning for kostnaden er

- fordelingen av energiuttaket på sommer og vinter, og
- maksimalbelastningens størrelse.

Energiproduksjon i sommersesongen krever nesten ikke magasiner. Dertil kommer at tilgangen på sommerenergi som «biprodukt» fra de anlegg som kreves for å tilfredsstille vinteretterspørselen, er så stor i store deler av sommersesongen at grensekostnaden blir meget lav (kfr. også senere, under omtalen av korttids grensekostnader).

Energi som skal produseres om vinteren krever magasiner. Kravet til magasiner er bare lite avhengig av når på vinteren energien skal leveres ut — magasinbeholdningen må i alle fall legges opp før vinteren begynner.

Endelig bestemmes størrelsen på selve kraftstasjonen og vannveiene (til- og avløpstunneler, trykksjakter, rør) så å si utelukkende av den største forekommende belastning (maksimalbelastningen).

Dette er de rent kvalitative forhold. Når man skal bestemme størrelsen av de respektive kostnader, må man også ta hensyn til at de forskjellige produksjoner henger intimt sammen, i det samme produksjonsapparat (såkalt samkoblet produksjon). Øket produksjon av f.eks. sommerenergi virker inn på

produksjonsforholdene for vinterenergi, og vice versa. Kostnadene kan derfor vanskelig beregnes isolert, men de kan studeres i simuleringsmodeller av den type som er omtalt i kap. 30.

Beregningene går da til slik at man tenker seg kraftproduksjonssystemet belastet med et lite tillegg av f.eks. bare sommerenergi eller bare vinterenergi, eller bare effekt, og så undersøker man hvilken ny utbygging som må til for at systemet skal kunne opprettholde leveringen med nøyaktig like god kvalitet som før (innkl. den såkalte tørrårssikkerhet).

Slike direkte undersøkelser er ikke blitt foretatt innen rammen av denne utredning, men det er foretatt en undersøkelse på den foran omtalte 18-verksmodell¹⁾, av kostnadsforskjellen mellom ny energi til alminnelig forsyning og til kraftkrevende industri. Forskjellen ble funnet å være mellom 0,15 og 0,20 øre/kWh. Ved å sammenholde dette med forskjellighetene i de to sesongfordelingene som var benyttet (for alm. forsyning, resp. kraftkr. industri) finner man at forskjellen i kostnad mellom sommerenergi og vinterenergi må ligge i området 1,8 — 2,4 øre/kWh. Og man finner videre at hvis kostnaden for «årskraft», dvs. for energi med vanlig årsfordeling og med tilhørende effekt, er rundt 2,5 øre/kWh, så kan kostnaden (langtids grensekostnad) for hovedkomponentene anslås til vinterenergi 2,8 — 3,2 øre/kWh
sommerenergi 1,0 — 0,5 øre/kWh

Effekt er da skilt ut etter en antatt kostnad av 25 kr/kWhår (verdien av den effekt som man får til avbenyttelse ellers i systemet, dersom den tileggsbelastning vi undersøker bare krever energi).

Korttids grensekostnader:

Korttids grensekostnader vil flukturere meget sterkt i kraftproduksjonssystem som hovedsaklig er basert på vannkraft. For det første gjelder også her det forhold som er vanlig ved all produksjon som krever faste anlegg, nemlig at korttids grensekostnader er lave når kapasiteten er lite utnyttet (f.eks. like etter at et nytt anlegg er tatt i bruk) og høye når kapasiteten er bortimot fullt utnyttet. Men dertil kommer, for det annet, virkningen av at vanntilgangen viser store variasjoner. Det er nokså klart at kostnaden ved å produsere et lite tilleggskvantum energi kan være lav, nær null, når det er overflod på vann, og meget høy når vanntilgangen svikter.

Den første virkning, virkningen av mer eller mindre fullstendig kapasitetsutnyttelse, gjør

1) Kfr. kap. 32.

seg gjeldende på kostnadene for både sommer- og vinterenergi og effekt (eller om man vil, energi som skal leveres ved høybelastnings-tid). Kostnadsfluktuationene av denne årsak kan bli store for de enkelte elektrisitetsverk som gjennomfører nyanlegg, dersom de betrakter sine anlegg isolert fra andres og ikke har muligheter for å utveksle produksjon med andre. Men for et kraftsystem som det sydnorske, sett under ett, er de enkelte anleggstrinn såvidt små at det ved en rimelig tilpassing av byggeprogram til etterspørselsvekst ikke behøver bli store fluktuationer i korttids grensekostnader av denne grunn. De største avvik fra veltilpasset kapasitet får man når etterspørselsutviklingen i løpet av anleggenes byggetid er vanskelig å bedømme.

Grensekostnadsfluktuationene av den annen årsak, fluktuationer i vanntilgangen, er langt de største. Ved rikelig vanntilgang skulle man i første omgang vente at grensekostnadene for energi utenom høybelastningstid skulle være null. Imidlertid er produksjonen av energi til forskjellige tidspunkter samkoblet gjennom magasinene, slik at produksjonsforholdene gjensidig påvirker hverandre. Et visst vanntilskudd om sommeren kan i en viss grad og i visse tilfeller, overføres til produksjon om vinteren. Bruk av tilskuddet om sommeren kan da medføre kostnader ved at en viss vinterproduksjon må dekkes på annen måte, eller frafalles.

Disse forhold kan umiddelbart studeres i simuleringsmodeller av den type som er omtalt i kapittel 30 — 32. Korttids grensekostnader er identiske med de «vannverdier» man der opererer med.

Det må innskytes at bestemmelsen av korttids grensekostnader ved vannverdier ikke er avhengig av en usikker vurdering av grensenytte ved kraftmangel. En kan nytte bestemmelsen direkte til utbyggingskostnadene gjennom det alminnelige prinsipp at ved anlegg som er i likevekt med etterspørselen, er grensekostnaden ved produksjon uten kapasitetsutvidelse lik (langtids) grensekostnad ved kapasitetsutvidelse.

Kraftproduksjonssystemet blir dimensjonert slik at det «tilfredsstiller fastkraftbehovet i nesten alle år», i Norge som regel 9 av 10 år. Uttrykt med andre ord, all etterspørsel til pris lik eller over den avtalte pris (som igjen burde være lik langtids grensekostnad) blir tilfredsstillet i de fleste år. Da kan man også vente at korttids grensekostnad nesten alltid ligger under langtids grensekostnad. Det er dette som kommer til uttrykk ved at verkene ved riktig tilpasset produksjonssystem nesten alltid har «spillkraft» eller «tilfeldig kraft» ledig.

At en slik tilpassing kan være riktig, henger sammen med at etterspørsels- eller grensenyttetekurven vil stige meget sterkt i tilfelle innskrenkning av leveringen under det nivå som forbruket er blitt innrettet på ved bl.a. anskaffelse av utstyr. Kfr. artiklene nevnt i fotnote s. 86.

Forholdet kommer også fram i de driftsimuleringene som er foretatt for denne utredning i forbindelse med studiet av produksjonsapparatets sammensetning. En større eller mindre del av sommeren i de fleste år er korttids grensekostnad lik null, da det er vann tilgjengelig som ikke kan magasineres. En mere detaljert analyse ville antakelig vise enkelte perioder med kostnad null om natten, litt over null om dagen. Forøvrig er typiske grensekostnader om sommeren (mai-oktober) adskillig under 1 øre/kWh, men avvik oppover i området 1—2 øre/kWh er hyppigere, og adskillig høyere forekommer leilighetsvis. Om vinteren ligger kostnadene typisk i området 1—2 øre/kWh, men avvik nedover til noen få tiendedeler og oppover i området 2—5 øre/kWh er ganske hyppige, og svært meget høyere utslag forekommer. Som et heldigvis noe ekstremt eksempel kan nevnes at grensekostnaden ved det nåværende kraftsystem, under vannforhold som i 1941, kunne vært null så sent som i august-september, for å gå opp i 9 øre/kWh før nyttår og nesten 20 øre/kWh senere på vinteren. (De sistnevnte ekstreme tallstørrelser er noe usikre, idet grensenyttetvurderingen ikke var fullt avstemt mot utbyggingskostnader, men tallene ville i alle tilfelle blitt meget høye).

Kostnader ved levering av elektrisitet

Mangel på data:

Kostnadsforholdene ved fremføring og levering av elektrisitet til den enkelte forbruker er så forskjellige fra tilfelle til tilfelle, at en noenlunde fullstendig beskrivelse for landet som helhet ikke ville være mulig uten et svært omfattende datamateriale. Slike data foreligger det svært sparsomt med, spesielt data for bestemmelse av grensekostnader til forskjell fra gjennomsnittskostnader. Behandlingen her må derfor innskrenke seg til en drøftelse av visse viktigere, generelle forhold som gjør seg gjeldende, og de tall som angis må bare oppfattes som eksempler for illustrasjon av disse generelle forhold.

Langtids grensekostnad:

For et by-elektrisitetsverk har en fått oppgitt følgende typiske kostnader for de enkelte ledd i produksjonskjeden, for hver kW ny stasjonsytelse når kraften skal overføres, fordeles og leveres frem til nye husholdningsforbrukere.

1. Kraftverk og reguleringsanlegg	120 kr/år
2. Overføringsanlegg	18 »
3. Innføringsstasjoner	15 »
4. Høyspent fordeling	7 »
5. Understasjoner	10 »
6. Distribusjon	30 »
7. Adm., drift, måling m.v.	50 »
Total	250 kr/år

Dette ville representere grensekostnader (langtids grensekostnader) for verket, dersom mulighetene for økning av salget lå utelukkende i stadig tilknytning av nye abonnenter, alle med et fast forbruk av gjennomsnitts størrelse. Men salget til den enkelte abonnent kan være større eller mindre, og vi er interessert i de grensekostnader som knytter seg til det.

Spørsmålet må da stilles slik: Hvis man skulle levere et lite kvantum mere til hver enkelt av de samme abonnenter, hvilke kostnader ville det medføre?

Om dette foreligger det ikke empiriske data. Etter det som er sagt foran om produksjon, kan man anta at kostnaden post 1 (kraftverk m.v.) er nær proporsjonal med levert kvantum. Noe nær det samme kan man anta gjelder for post 2 (overføringer), men så blir det mindre og mindre proporsjonalitet ettersom man følger retningen mot leveringsstedet. En betydelig del av kostnadene under postene 6 og 7 vil antakelig være nokså uavhengig av hvor stort forbruk hver abonnent har. For å diskutere den generelle tendens i dette kan vi forsøksvis anta at for hver gang forbruket økes med 1 pst. (med uforandret antall abonnenter) vil kostnadene under de respektive poster økes med følgende prosentbeløp:

1. Kraftverk og reg.anl.	1,0 %
2. Overføringsanlegg	0,8 »
3. Innføringsstasjoner	0,7 »
4. Høyspent fordeling	0,5 »
5. Understasjoner	0,4 »
6. Fordeling	0,2 »
7. Adm., drift m.v.	0,3 »

Hvis denne antakelse er riktig, vil 1 kW ekstra (referert kraftstasjon) levert til de samme abonnenter koste ca. 175 kr/år, eller ca. 73 pst. av hva det koster (i gjennomsnitt) å levere 1 kW til en ny abonnent.

Det er da stilltiende forutsatt at den «lille» økningen det var tale om, fordeler seg likedan over året («standard» fordeling) som det forbruk man allerede hadde. Men det er ikke alltid tilfelle, så det er nødvendig å spesifisere grensekostnadene ytterligere.

Kostnadens avhengighet av forbrukets tidsforløp er ikke den samme for alle postene.

For post 7 er det antakelig ingen eller nesten ingen slik avhengighet.

For postene 2 — 6 er kostnadene nesten utelukkende bestemt av den maksimale belastning som vedkommende anleggsdel må dimensjoneres for, dvs. av den maksimale effekt som skal overføres til hele den gruppe forbrukere som vedkommende anleggsdel betjener. Det vil igjen si at energi som hver enkelt forbruker tar ut utenom den tid da hele gruppens forbruk har sitt maksimum, ikke medfører noen kostnad under postene 2 — 6. Hele kostnaden forårsakes av hva de enkelte forbrukere tar ut på den tid da forbruket for hele gruppen er størst.

Det er ikke sikkert at kostnaden bestemmes av de enkelte forbrukeres maksimale belastning. Det ville være tilfelle bare hvis maksimalbelastningene falt sammen i tid for hele gruppen. I prinsipp skulle det være mulig å etablere en korrelasjon mellom de enkelte forbrukeres maksimalbelastning og gruppens maksimalbelastning. En del slike undersøkelser er blitt gjort, og har gitt samtidighetsfaktorer (forhold mellom total maksimalbelastning, og summen av de individuelle maksimalbelastninger) som kan være adskillig under 1, men de avhenger også sikkert av bl.a. gruppens størrelse og forbrukets art. Belastningen fra motorer som startes og stoppes ofte, viser liten samtidighetsfaktor. Belastning fra varmeapparat kan vise høy samtidighetsfaktor, når uventet sterk kulde inntreffer og berører alle forbrukere samtidig.

I hvert fall for noe større grupper, slike som anleggene post 2 — 5 betjener, skulle man kunne få en like god eller bedre korrelasjon mellom samlet maksimalbelastning og den energimengde de enkelte forbrukere tar ut, innenfor visse tidsavsnitt som kan defineres som høybelastningstider. Som vi siden skal se, er en slik korrelasjon den logiske forutsetning for tariffer av typen H2 og H3 (overforbruks- og blandet tariff for husholdninger) og lignende tariffer for andre forbrukere.

Bare for post 1's vedkommende, selve kraftproduksjonen, påvirkes de totale kostnader i noen vesentlig grad av uttaket utenom høybelastningstiden. Som omtalt tidligere påløper det også her visse moderate kostnader ved økning av maksimalbelastningen, idet maskininstallasjonen må økes tilsvarende. Men det viktige kostnadsskille i kraftproduksjonen er mellom energi tatt om vinteren og energi tatt om sommeren.

Legger man nå alt dette sammen, kommer man til følgende hovedstruktur i det man kan kalle «kostnadsansvaret»:

- De enkelte abonnenters uttak ved høybelastningstid bestemmer hele kostnaden for overføring og fordeling (post 2 — 6 ovenfor) og virker også på kostnaden for produksjon (post 1 ovenfor).
- Uttak utenom høybelastningstid virker ikke på kostnadene for overføring og fordeling.
- Det samlede uttak av energi innen hvert av tidsavsnittene vinter og sommer bestemmer henimot hele produksjonskostnaden. Virkningen på produksjonskostnaden er størst for energi uttatt om vinteren, mindre for energi utatt om sommeren. Kostnaden vedrørende hvert av disse tidsavsnitt er nær proporsjonal med den energimengde som uttas i vedkommende tidsavsnitt (vinter/sommer).
- Korttids grensekostnad ved høybelastningstid er vesentlig bestemt av forholdene i overføringsanlegg, mindre av forholdene ved kraftverkene. Den avviker som regel ikke meget fra langtids grensekostnad.
- Korttids grensekostnad utenom høybelastningstid kommer hovedsakelig fra produksjonen (kraftverkene). Den er som oftest lavere enn langtids grensekostnad, ikke sjelden betydelig lavere, men kan også gå meget høyere når vanntilgangen er særlig dårlig.

Diskusjon av ariffene ved detaljvalg

Generelt. Kravet om ensartethet

Denne hovedstruktur gjelder for alle forbrukere, og likeså det forhold som før er nevnt, at kostnadene under post 2 — 6 ikke øker proporsjonalt med den bestemmende belastning. Men selve størrelsen av kostnadene vil være høyst ulik for de forskjellige forbrukere. Det gjelder særlig kostnadene for overføring og fordeling, hvor avstanden og geografisk forbrukstetthet er sterkt bestemmende. Selv i samme nabolag vil kostnadene for to forbrukere neppe være lik, selv ikke om forbruket er av samme art og størrelse.

De samme forhold vedrørende kostnadsstrukturen som er diskutert ovenfor, på bakgrunn av et tenkt husholdningsforbruk, gjelder også for annen detaljlevering, men tallene kan være forskjellige.

Korttids grensekostnader:

For korttids grensekostnader ved overføring og fordeling (kostnadspostene 2 — 6 foran) gjelder åpenbart det vanlige forhold, at de er lave når kapasiteten på anleggene er rikelig (f.eks. etter en nylig utvidelse) og høye når man nærmer seg full utnyttelse av kapasiteten. Kostnadene i dette tilfelle gjelder først og fremst energitap i anleggene som vokser mere enn proporsjonalt med belastningen på anleggene (tilnærmet proporsjonalt med belastningens kvadrat), men også indirekte kostnader ved nedsatt kvalitet på andre leveringer over samme anlegg. Utenom høybelastningstid kan man rimeligvis anta at korttids grensekostnader ved overføring og fordeling i alle tilfeller er relativt små, også på anlegg som ved høybelastning er fullt utnyttet.

Korttids grensekostnader ved produksjon (post 1 foran) er behandlet tidligere.

Slår man nå alle kostnadspostene sammen, får man følgende typiske bilde av korttids grensekostnader for elektrisitet levert hos forbruker:

I selve begrepet tariffer ligger det et krav om ensartethet og varighet. Tariffer må gjelde i samme form for hele grupper av forbrukere, oftest store grupper, og de må ha gyldighet for en viss tid, uten for hyppige forandringer hverken av struktur eller tall. Det gjør at det ikke kan være tale om å følge de virkelige grensekostnader helt ut, slik som de varierer fra tid til tid og fra forbruker til forbruker. Det man kan ha mulighet for å oppnå med tariffene i retning av tilpasning til grensekostnadene, er bare at de følger dem i de viktigste hovedtrekk. Ved kritisk vurdering av tariffene må man innskrenke seg til å sammenholde dem med de grensekostnadsstørrelser som trer dominerende fram i helhetsbildet. Mindre dominerende størrelser må bare søkes innordnet under hovedstørrelsene muligens som modifikasjoner til disse.

Det blir også bare langtids grensekostnader som kan representeres i tariffene. For det aller meste av det endelige forbruk av elektrisitet er antakelig også korttids grensekostnader av liten relevans, da forbruket i store trekk fastlegges ved anskaffelsen av de tilhørende apparater og utstyr, og ved slike anskaffelser må kjøperens eventuelle vurdering av elektrisitetsprisene basere seg på langtidsforholdene.

Til tariffer for alminnelig forbruk må også stilles krav om enkelhet. Tariffene må være såvidt mulig oversiktige. De må være formet slik at man kan vente at kjøperens oppfatning av dem svarer til hensikten. Hypotesen om at kjøperne innretter sin anvendelse av ressursen elektrisitet etter dens grensepris, er antakelig riktigere om man sier, etter kjøperens oppfatning av grenseprisvirkningene for ham selv.

Det er således nokså alminnelig antatt at kjøperne stort sett oppfatter overforbruksprisen på husholdningstariffen H3 langt høyere enn den virkelig er, særlig i relasjon til effektprisen på samme tariff.

Diskusjon av prisvilkår ellers

Statens levering til alminnelig forsyning

Dette salg foregår til ensartede priser over alt i landet hvor staten leverer. Prisene, som til enhver tid er fastsatt av Stortinget (eller etter visse begrensede fullmakter gitt av Stortinget), utgjør en tariff, på samme måte som tariffene for detaljlevering. De er undergitt de samme begrensninger som andre tariffen, diskutert foran, nemlig at de ikke kan representere sanne grensekostnader ved alle de forskjellige salg som går inn under tariffen, samt at de ikke kan følge svingningene i korttids grensekostnader, men må søkes tilpasset langtidskostnadene.

Hovedstrukturen i tariffen er kostnadsriktig, forsåvidt som der er en særskilt pris for maksimal effekt, samt en høyere energipris om vinteren samt og en lavere energipris om sommeren.

Prisene gjelder for kraft levert i vedkommende fylke, inklusive overføring og en gangs nedtransformering. Overføring og nedtransformering representerer en betydelig del av kostnaden. Men materiale til bedømmelse av grensekostnadene ved overføring foreligger ikke, og har heller ikke foreligget ved prisfastsettelsen. Man har i mangel av slikt materiale bare måttet anta at forholdet mellom grensekostnad ved overføring og ved produksjon er det samme som forholdet mellom nedlagt kapital i de to anleggsgrupper. Det er neppe grunn til å regne med at feilen ved denne antakelse er særlig stor, men det er likevel ønskelig at grensekostnaden ved overføring kan bli undersøkt.

Størstedelen av grensekostnaden ved overføring skulle etter det resonnement som er gjennomgått foran, finnes inkludert i effektprisen, sammen med den effektavhengige del av produksjonskostnaden. Prisene for energi, sommer og vinter, skulle være lik grensekostnadene ved produksjon av energi i de respektive sesonger. Ut fra dette fortoner gjeldende priser seg noe høye for effektens vedkommende, og noe lave for vinterenergien.

Ifølge St. prp. 145 for 1961 — 62 er det lagt til grunn at overføring betinger et tillegg på 35 pst. til produksjonskostnaden for leveringer av denne type. For 1 kW uttatt med normal brukstid betales for tiden i alt (for energi og effekt) kr. 159,90 pr. år. Av dette skulle da omtrent $0,35/1,35 \times 159,90 =$ kr. 35,40 representere gjennomsnittskostnad for overføring. Grensekostnad er antakelig lavere enn gjennomsnittskostnad. Grensekostnad for effekt i kraftverket er høyt regnet kr. 30 pr. kWår. Grensekostnad for effekt produsert og overført skulle da neppe være

over kr. 60 pr. kWår. Statens pris er kr. 79,50.

Som det er redegjort for foran er langtids grensekostnad for vinterenergi i det sydnorske kraftsystem nå antakelig i området 2,8 — 3,2 øre/kWh. Statens pris til alminnelig forsyning er 1,6 øre/kWh. Langtids grensekostnad for sommerenergi ble foran anslått til under 1 øre/kWh (nøyaktigere, 0,5 — 1,0 øre/kWh, men med relativt stor usikkerhet), så for denne post stemmer statens pris, 0,8 øre/kWh, bra.

Det er også en åpenbar svakhet ved priser for denne type levering at de opererer etter langtids og ikke etter korttids kostnader. Ved levering til forbruk kan bruk av langtids kostnader forsvares bl.a. ved at forbruket også fastlegges på lang sikt, i og med at forbrukeren anskaffer apparater og utstyr. Statens engrosleveringer til alminnelig forsyning går imidlertid ikke til de endelige forbrukere, men til verk som for en meget stor del også har egne vannkraftanlegg, hvor grensekostnaden eller om man vil produksjonsevnen, fluktuerer sterkt. Det aller meste av tiden, i de fleste år, er grensekostnadene (korttids) meget lave, og inntaket av statskraft, hvis grensepris alltid står fast, blir redusert tilsvarende. Som resultat ser man at statens kraftsalg blir redusert nettopp når vanntilgangen er særlig god.

Det er denne konsekvens som har ført til at de siste forhøyelser av statskraftprisen er blitt lagt ensidig på effektprisen, slik at energiprisene ikke skulle komme enda mere ut av linje med hva kjøperne fant attraktivt i normale og gode vannår. Men dermed kan man risikere at statens energipriser spesielt om vinteren vil ligge meget lavt i forhold til aktuelle grensekostnader i situasjoner med mindre god vanntilgang. Den beste samlede utnyttelse av ressurser bak statens og kjøperverkenes produksjonsanlegg skulle man kunne oppnå ved å forme prisvilkårene på en eller annen måte slik at statens grensepriser for energi følger svingningene i statens korttids grensekostnader (naturligvis under hensyntaken til ikke bare direkte produksjonskostnader, men også statens muligheter for å selge til andre, respektive dekke seg inn fra andre).

Andre engros-leveringer

De fleste kontrakter om engroslevering fra andre verk følger stort sett samme mønster som statens, og de samme kommentarer gjelder for dem. Selv der hvor kjøperne er medeiere eller andelshavere i engrosverket, vil det være en betingelse for god ressursanvendelse at avgjørelsen om bruk eller ikke-bruk av kraften, eventuelt om salg til tredjemann,

treffes ut fra en oppfatning av grensekostnaden til enhver tid.

Statens leveringer til storindustri

Disse leveringer skjer til en energipris (fastsatt særskilt i hver kontrakt) som er lik sommer og vinter, og uten noen forhøyelse ved verkenes høybelastningstid. Forsåvidt stemmer prisstrukturen meget dårlig overens med kostnadsstrukturen. Mangelen på differensiering sommer — vinter har neppe stor praktisk betydning i de tilfeller det her gjelder, fordi de industrianlegg som etableres i forbindelse med hver kontrakt i realiteten fastlegger energiforbruket, som så pågår jevnt døgnet og året rundt. Kontraktene må ansees å gjelde en bloc-kjøp av energi, og det krav som må stilles fra et ressursallokeringssynspunkt blir da at den samlede kontraktpris må tilsvare kostnaden for hele kvantumet, utregnet samlet på basis av grensekostnaden for hver av de komponenter som inngår i den samlede levering. Den enhetspris (pris pr. kWh) som spesifiseres i kontrakten får dog en viss betydning, som grensepris for bedriftens overveielser om eventuelt å ta ut noe mere eller noe mindre i forhold til kontrakten. De vanlige kontraktsvilkår gir kjøperen adgang til å redusere uttaket 25 pst. i forhold til kontrahert kvantum.

De siste kontrakter som har vært inngått¹⁾ har stipulert en pris på 1,8 øre/kWh regnet ved kraftverket. Denne pris ble introdusert og begrunnet i 1962²⁾ ut fra en antatt anleggskostnad på 20 øre/kWh, etter en kalkulasjonsrente på 6 pst. p.a. og en antatt levetid på 30 år. Om man i dag går ut fra at anleggskostnad for nye anlegg er rundt 25 øre/kWh (kfr. s. 122), at avkastningskravet (kalkulasjonsrenten) må økes til 8 eller 10 pst. p.a., men samtidig øker antatt levetid til 40 år og regner med den lavere kostnad som knytter seg til jevn levering uten sesongvariasjon (kfr. s. 123), må langtids grensekostnad for energi levert jevnt over året bli 2,0 — 2,4 — 2,9 øre/kWh (ved 8, henholdsvis 10 og 12 pst. kalkulasjonsrente), kfr. s. 123 i dette kapittel, samt også kap. 34.

Det største problem ved prisfastsettelsen for disse kontrakter knytter seg til prisutviklingen utover i kontraktsperioden. Det vil bli diskutert i neste avsnitt.

Pris og kostnad ved langsiktig fast levering

Spørsmålet om riktig pris ut fra hensynet til ressursanvendelsen, får en spesiell form

når det dreier seg om faste, langsiktige kontrakter. Hvis man ikke gjør seg klart prisenes funksjon, kan det ut fra en art rimelighets- eller rettferdighetsbetraktning synes tilfredsstillende at kjøperen betaler en slik pris at selgeren får regnskapsmessig dekning for sine utgifter med nettopp det anlegg som ble bygget da kontrakten skulle iverksettes (det konvensjonelle «selvkost»-begrepet). Men fra ressursallokeringssynspunkt er dette ikke tilfredsstillende.

En optimal (best mulig) ressursanvendelse har man bare dersom man kan si at den samlede nytte, for samfunnet og alle dets medlemmer, ikke ville blitt større om ressursanvendelsen hadde vært annerledes på noe punkt. Dersom en kjøper av elektrisitet skal avgjøre om de ressurser elektrisiteten representerer gjør minst like stor nytte anvendt for hans formål, som de kunne gjort om de var anvendt på annen måte, må prisen som han konfronteres med, gi uttrykk for den nytte som elektrisiteten eller bakenforliggende ressurser ville gjort, i den beste anvendelse som ellers kunne vært funnet for dem. (Kfr. det som foran er sagt om bl.a. vurderingen av kapital som kostnadsfaktor.)

Når det skal vurderes om det er en god anvendelse å anvende et visst kvantum elektrisitet for et visst formål, f.eks. i en viss industri, må altså den pris som vurderingen gjøres etter, tilsvare den nytte som elektrisiteten kunne gjort om den var blitt brukt ikke til vedkommende industri, men til noe som helst annet.

«Noe annet» som elektrisiteten kunne vært brukt til, kunne være et annet bruksformål, om et bedre sådant finnes. Men det kunne også være å spare annen utbygging som en ellers måtte ha gjort, og prisen må da (fra ressursallokeringssynspunkt) være minst så høy som kostnaden for den elektrisitetsproduksjon som kunne vært spart, og denne kostnad er nettopp det samme som grensekostnaden for elektrisitet, til enhver tid gjennom hele det tidsrom som elektrisiteten tenkes disponert (altså hele kontraktstiden, hvis den skal selges på kontrakt).

Vi kommer altså fram til at den pris som vurderingen av en langsiktig disponering av elektrisitet skjer etter, må være slik at den tilsvare grensekostnaden for elektrisitet gjennom hele det tidsrom den disponeres for. Kvalifikasjonen «den pris som vurderingen skjer etter» er viktig, for det er i og for seg ikke nødvendig at kjøperen betaler akkurat denne sum penger til selgeren, hvis en bare kan sikre seg at vurderingen av hva kraften skal brukes til, skjer ut fra en riktig oppfatning av kostnaden — f.eks. ved at selgeren på en eller

¹⁾ St. prp. 118 (1965—66): Kraft til aluminiumsverk i Vest-Agder (Lista).

²⁾ St. prp. 145 (1961—62): Statskraftverkene — kraftpris m. v.

annen måte kvotetildeler elektrisiteten til brukeren, etter at selgeren selv har vurdert anvendelsen ut fra riktige grensekostnader. Men hvis vurderingen om å bruke eller ikke bruke kraften skal avgjøres av kjøperen, ut fra kraftens pris, da må prisen gi uttrykk for grensekostnaden.

Prisen på en langsiktig kontrakt må altså, for å befordre effektiv ressursanvendelse, følge grensekostnaden for elektrisitet gjennom hele kontraktstiden. Det kan innvendes at prisene senere i kontraktstiden ikke har så stor betydning, da bestemmelser om anvendelse av elektrisiteten treffes, henimot uigjenkallelig, ved opprettelse av vedkommende industri, og det på basis av prisen som den da er. Men det er vel her riktigere å si «— på basis av den oppfatning kjøperen da har av hva prisen vil bli gjennom kontraktstiden».

Forsåvidt skulle det altså være av den største betydning om man allerede på kontraktstidspunktet kunne beregne hvordan grensekostnaden vil utvikle seg, og så kunne man ta det med i en slags gjennomsnittspris (under hensyn til tidsfaktoren, diskontert gjennomsnitt) som ble fastlagt definitivt i kontrakten. Om dette kunne gjennomføres, ville det øke sikkerheten i vurderingen omkring igangsettelsen av vedkommende industri. Men det ville på den annen side fjerne grunnlaget for en løpende vurdering, gjennom hele kontraktstiden, av om elektrisiteten fortsatt bør brukes til dette formål eller avstås til annen bruk. I den første tiden etter starten av en ny industri vil større omlegginger neppe være økonomisk, men etter en lengre tid kan de tekniske-økonomiske forhold ha forandret seg så meget at det representerer en riktig ressursanvendelse å omlegge eller endog nedlegge en virksomhet som er i gang, og overføre frigjorte ressurser til noe annet (kfr. nedbyggingen av ammoniakproduksjon basert på elektrisitet). Avgjørelsen av dette må bygge på de respektive grensekostnader som de er på den tid. I de aller fleste tilfeller vil bedriftene i hvert fall stå overfor stadige valg mellom mer eller mindre kraftkrevende delprosesser og utstyr, i den fornyelse og tilpassing som de må gjennomføre for å følge med i den videre teknologiske utvikling på vedkommende produksjonsområde. Alt dette tilsier å holde elektrisitetsprisene lik de faktiske grensekostnader, ganske særlig i de senere deler av kontraktstiden.

Dersom det skal avtales en definitiv pris, hvor grensekostnadsutviklingen er kalkulert inn, er det viktig for å gi en riktig oppfatning av kostnaden at den definitive pris er angitt i faste kroner, — dvs. det må være hensikten å regulere prisen i takt med endrin-

ger i pengeverdien. En pris som ikke endrer seg med pengeverdien, vil etter hvert bli lavere reelt sett for kjøperen dersom pengeverdien synker. En fortsatt gradvis synkning av pengeverdien kan kjøperne finne grunn til å regne med, og den samlede pris gjennom kontraktstiden vil da fortone seg for dem lavere enn hva reelle grensekostnader tilsier, dersom en regulering ikke er foreskrevet. Praktisk byr en slik regulering på den vanskelighet at det ikke med sikkerhet kan utpekes noen bestemt indeks som gir et adekvat uttrykk for hva som er endring av pengeverdien i dette tilfelle.

Om kontraktsprisen knyttes til grensekostnaden i kraftproduksjonssystemet til enhver tid, har en ikke denne vanskelighet, idet grensekostnaden da blir å fastslå til enhver tid ved den tids pengeverdi. På den annen side kan det by på vanskeligheter å fastslå objektivt hva grensekostnaden til enhver tid er. Den mest nærliggende indikator skulle være hva elektrisitetsverkene, ut fra grensekostnadsvurdering, er villig til å selge elektrisitet for til nye kjøpere. Men spørsmålet skulle også kunne avgjøres ved uavhengig faglig skjønn.

Priser ved kortsiktige salg verkene imellom

Prisen for kraft som verkene kan kjøpe fra andre verk gjennom samkjøringsorganisasjonene, fastsettes som før nevnt av vedkommende samkjøringsorganisasjons styre. Såvidt en kan se ligger det ikke grensekostnadsvurderinger til grunn, men prisene blir fastsatt ut fra hva som ansees «rimelig» i forhold til ellers vanlige kraftpriser, og ut fra den foreliggende kraftsituasjon.

Etter disse prisers funksjon, som er å regulere kortsiktige salg (som ikke kan danne basis for mere langsiktig kontrakt), må de vurderes mot korttids grensekostnader. Disse varierer som nevnt meget, men de ligger nesten alltid under langtids grensekostnader og ofte betydelig under.

På denne bakgrunn synes de priser som vanligvis blir fastsatt for sommeren (kfr. fig. 24, tidligere i dette kapittel) alt for høye. De siste 4 år har sommerprisene ligget på 1,8 øre/kWh, og de er i år (1968/69) fremdeles 1,5 øre/kWh. Vinterprisene derimot, som utenom høybelastningstid mest ligger i området 2,5 — 3 øre/kWh, synes bedre begrunnet, men også de synes noe høye. Sammenligning av fastsatte priser med oppnådde «andelspriser» synes også å bekrefte dette. Særlig viser denne sammenligning at sommerprisene vis a vis kjøper har ligget betydelig over hva de selgende verk har ansett som korttids grenseverdi.

Virkninger av avvik fra kostnadsbestemte priser

Generelt om virkningene

I kapittel 37 er det redegjort for hvorfor man kan vente at en optimal anvendelse av de ressurser som disponeres på grunnlag av prisen, blir oppnådd når (grense-)prisene settes akkurat lik grensekostnaden. Alle de anvendelsesformål hvor den vare det gjelder er like meget eller mere verd, i kjøperens egen vurdering, enn hva den koster, vil da bli dekket. Hvis prisen blir satt annerledes, f.eks. lavere, vil fortsatt de samme formål bli dekket, men dessuten også noen flere hvor varen er mindre verd, helt ned til den nye pris. Alle disse anvendelser som kommer til, representerer tap i forhold til den situasjon man kunne hatt, — varer som koster så og så å fremstille, blir da brukt til formål hvor de er mindre verd. Helt tilsvarende går det muligheter tapt, dersom prisen settes for høyt.

En oppfatning om størrelsen av de tap man kunne vente, for samfunnet, dersom elektrisitetsprisen i alminnelig forsyning avviker fra det optimale, kan man få ved et resonnement som det følgende:

Man kan forutsette, for resonnementet, at dagens priser for elektrisitet til alminnelig bruk, som i gjennomsnitt for landet er omkring 6 øre/kWh, er optimale (dvs. at de enkelte grensepriser som ligger bak dette gjennomsnitt svarer til de respektive grensekostnader). Så kan man tenke seg at alle priser isteden var f.eks. 20 pst. lavere, dvs. i gjennomsnitt 1,2 øre/kWh lavere. Hvis man anslår den direkte priselastisitet for elektrisitet i alminnelig forbruk til — 0,5, ville en slik prisnedsettelse (20 pst.) bety at årsforbruket øket med 10 pst. eller nær 2,5 TWh. Hele dette nye forbruk ville ha en nytte i forbrukernes vurdering, som ligger et sted mellom kostnaden for kraft (i gjennomsnitt 6 øre/kWh, den gamle prisen) og den nye pris på 4,8 øre/kWh. Hvis man antar at nytten i gjennomsnitt ligger midt i mellom disse grensene, altså 0,6 øre/kWh under kostnaden, så får man et tap (forskjell mellom hva man setter inn og hva man får ut) på i alt 14 millioner kr. pr. år.

Selv om tallene her er usikre, særlig anslaget for priselastisiteten, så indikerer dette overslag at de samfunnsmessige tap ved moderat avvikelse fra optimal pris i alminnelig forsyning ikke er meget store. Det forhindrer dog ikke at det kan forekomme lokalt sett store tap ved store avvik på de enkelte priser i de enkelte tariffen.

Prisutjevning

En utjevning av prisene i forhold til hva de ville blitt ved optimal fastsettelse for hvert tilfelle, representerer i seg selv en avvikelse fra optimale priser. Noen priser blir ved utjevningen for høye, noen blir for lave, og begge deler fører i større eller mindre grad til en dårligere ressursanvendelse.

Overslaget i foregående avsnitt indikerer forsåvidt hvor stort tapet ville blitt, på landsbasis, dersom optimal pris for halvparten av forbrukerne hadde vært 20 pst. over og for den annen halvpart 20 pst. under middelpriisen, og dette hadde blitt utjevnet til en felles pris lik middelpriisen (6 øre/kWh i eksemplet).

Dersom en utjevning av elektrisitetsprisene mellom forskjellige områder har til hensikt å utjevne levekostnadene totalt sett mellom områdene, vil de skadelige følger for ressursanvendelsen kunne begrenses ved at de totale utjevningsbeløp såvidt mulig legges (som tilleg, resp. fradrag) på de deler av elektrisitetsforbruket som er lite priselastisk, i praksis altså på lys- og kokestrøm, eventuelle grunnavgifter o.l. og ikke på f.eks. varme- og strøm. Utjevningsbeløpene, altså den samlede økonomiske utjevning mellom forbrukere i det ene området og det annet, kunne da gjøres så store som man ønsket, uten at man dermed risikerte f.eks. å gjøre det privatøkonomisk lønnsomt å bruke elektrisitet til oppvarming der hvor det var samfunnsøkonomisk bedre å bruke olje og vice versa.

Kraftkrevende industri

I kraftkrevende industri må utslagene ved endring av prisene ventes å bli relativt sett meget større. Men utslagene kan avhenge så meget av andre forhold, vedkommende industris markedsforhold o.l. at man vanskelig kan snakke om noen bestemt priselastisitet, kfr. kap. 19 hvor dette er nærmere omtalt.

For å få en oppfatning om størrelsesforhold, kan man tenke seg at en industri som akter å anvende 1000 GWh pr. år, ikke finner det lønnsomt å etablere seg ved en pris som akkurat dekker grensekostnadene, men akkurat såvidt lønnsomt ved en pris som ligger 0,5 øre/kWh lavere. Det vil si at hele foretaket, kraftproduksjon og industri under ett, blir ansett av bedriften å gå med 0,5 øre/kWh i «underskudd» i forhold til normale lønnsomhetskrav, dersom kraftproduksjonsressursene skal inngå i foretaket med hva de koster eller er verd i annen anvendelse. Det tap man ville få ved å iverksette foretaket, i forhold til om kraften gikk til noe annet og industrien satset på noe annet med normal lønnsomhet, ville være 5 millioner kr. pr. år for dette ene foretaks vedkommende.

Transaksjoner verkene imellom

En optimal utnyttelse av landets samlede kraftproduksjonsressurser kan man bare vente å få dersom de enkelte elektrisitetsverker kan se seg tjent med å utjevne forskjelligheter gjennom kjøp og salg seg imellom, på en slik måte at hvert enkelt verks ressurser finner en totalt sett optimal anvendelse.

Liksom i andre tilfeller hvor anvendelse av ressurser styres av priser, kan man også her bare vente en optimal anvendelse dersom prisene tilpasses til grensekostnadene. Som det har fremgått foran er dette ikke på langt nær tilfelle i dag. Det er grunn til å vente at en tilpassing av transaksjonspriser verkene i mellom til (korttids) grensekostnader ikke bare ville bedre anvendelsen i de ressurser som allerede er utbygget, men også på lengre sikt ville slå igjennom og befordre totalt sett mere økonomiske byggeprogrammer. Bare gjennom et «marked» for kraft, med kostnadstilpassede priser, vil de særlige muligheter som enkelte verk måtte ha for å yte be-

stemte tjenester (magasin, vinterkraft osv. eller kraft rett og slett) kunne fremstå som nyttbare muligheter for andre verk, slik at de kan avstå fra å foreta egne, mindre økonomiske utbygginger.

Antakelig er det ikke bare de oppdelte eidsforhold til kraftkildene og kraftkildenes særlige tiltrekning som låneobjekt, men også mangelen på et marked for kraft, kraftverkeierne i mellom, som ligger bak den nokså ujevne ressursutnyttelse som man ser i dag, i det at billigere kraftkilder og magasiner blir liggende ubrukt ennå mens dyrere blir bygget ut. Dersom et slikt marked ikke kan bringes i stand, er det vanskelig å se hvordan en tilnærmet optimal fordeling av utbyggingen skal kunne oppnås uten en detaljert styring av utbyggingen fra sentrale myndigheters side. (Som før berørt vil myndighetene også for en slik styring måtte støtte seg på en oppfatning om grensekostnadene ved de forskjellige elementer i systemet).

ELSAM

OVERENSKOMST

OM

DET JYSK-FYNSKE ELSAMARBEJDE

Indholdsfortegnelse.

	Side
Deltagere og hjemsted	4
Formål og omfang	5
Interessentskabets ledelse	5
Lednings- og stationsanlæg for 150 kV og højere spændinger	
Etableringspligt	7
Bygning af anlæggene	9
Fordeling af anlægsudgifter og ejendomsforhold.....	9
Vedligeholdelse og betjening	10
Produktionsanlæggenes udbygning og drift	
Effekt	10
Havarileverancer o. l.	12
Energi	12
Tab	13
Måling	13
Regnskabsforhold	
Kapital- og driftsudgifter	13
Financiering	14
Betalinger	15
Regnskabsføring og budget	16
Diverse bestemmelser	
Aftaler, oplysninger, forskrifter og anvisninger	16
Uoverensstemmelser	17
Udtræden ved opsigelse	18
Udtræden ved misligholdelse	18
Opløsning af interessentskabet	19

Deltagere og hjemsted.

I/S Fynsværket	kaldet FV
I/S Midtkraft	- MK
I/S Nordjyllands Elektricitetsforsyning*)	- NE
I/S Nordkraft	- NK
I/S Den sydøstjyske Fællescentral, Skærbækværket	- SV
An/S Sønderjyllands Højspændingsværk	- SH
I/S Vestkraft	- VK

afslutter følgende overenskomst om

samarbejde med hensyn til produktion, eksport, import
og fordeling af elektrisk effekt og energi

i Interessentskabet

»Det jysk-fynske Elsamarbejde« kaldet ELSAM
med hjemsted: Skærbæk pr. Fredericia

*) Selskabet er dog først deltager, når optagelse er sket i henhold til en derom særlig oprettet aftale under iagttagelse af bestemmelserne i overenskomst mellem NK og NE af maj 1961. I tiden, indtil dette er sket, er selskabet at betragte som en af I/S Nordkraft's aftagere med rettigheder og forpligtelser som disse.

Formål og omfang.

§ 1.

- Stk. 1. Formålet med overenskomsten er at opnå det bedst mulige samarbejde mellem deltagerne, herunder den bedst mulige teknisk-økonomiske udbygning og drift af de deltagende værker og det primære ledningsnet, samt at fordele de ved samarbejdet skabte fordele og forpligtelser retfærdigt på deltagerne.
- Stk. 2. Mellem deltagerne indbyrdes skal al levering af effekt og energi ske gennem ELSAM. Undtaget er leverancer ved 20 kV og derunder af normalt omfang ved disse spændingstrin.
- Over for andre indenlandske elselskaber uden for deltageres forsyningsområder og alle udenlandske elselskaber optræder deltagerne som en enhed, således at al levering ude fra af effekt og energi til en eller flere deltagere såvel som al levering af effekt og energi fra en eller flere deltagere til aftagere uden for deltageres kreds aftales, fordeles og afregnes gennem ELSAM, ligesom deltagerne i fællesskab bekoster etableringen af de for sådanne leverancer nødvendige anlæg.
- Stk. 3. Under samarbejdet indgår alle el-produktionsanlæg, som tilhører deltagerne. Derudover kan hver af deltagerne stille andre værker til rådighed for samarbejdet, hvis der mellem den pågældende deltager og vedkommende værks ejer består aftaler, som efter den i § 2 nævnte bestyrelses skøn indeholder fyldestgørende garanti for gennemførligheden over for værkets ejer af de krav, der efter nærværende overenskomst kan stilles med hensyn til produktion, levering og fordeling af effekt og energi.
- Stk. 4. Deltagerne forpligter sig til at respektere hinandens forsyningsområder.

Interessentskabets ledelse.

§ 2.

Bestyrelse, teknikerudvalg og direktør.

- Stk. 1. Den øverste ledelse af samarbejdet efter nærværende overenskomst varetages af en Bestyrelse, i hvilken hver deltager er repræsenteret ved sin formand, sin næstformand og sin direktør.

- Stk. 2. Fratræder et bestyrelsesmedlem sit hverv hos den deltager, han repræsenterer, indtræder hans udpegede efterfølger i hvervet i Bestyrelsen.
I overgangsperioder, efter opløsning af en deltagers bestyrelse, forbliver deltagerens hidtidige repræsentanter medlemmer af ELSAM's bestyrelse, indtil deltagerens nye bestyrelse er valgt.
- Stk. 3. Deltagerne kan hver især udpege en stedfortræder for hver af sine repræsentanter i Bestyrelsen til under vedkommende repræsentants forfald — og såvidt muligt efter forudgående anmeldelse herom — at deltage i Bestyrelsens møder.
- Stk. 4. Bestyrelsen vælger af sin midte formand og næstformand, der dog ikke må være fra samme deltager. Valgene gælder for en byrådsperiode ad gangen.
Fratræder Bestyrelsens formand eller næstformand inden for en byrådsperiode, foretager Bestyrelsen straks nyt valg til den ledigblevne post.
- Stk. 5. Bestyrelsen afholder møde efter formandens bestemmelse, dog mindst tre gange årligt, nemlig senest i juni måned, hvor årsberetningen aflægges, og regnskabet for det sidst afsluttede regnskabsår forelægges til godkendelse, senest i begyndelsen af oktober, hvor budget for det kommende regnskabsår forelægges til behandling og vedtagelse, og senest i januar kvartal, hvor den årlige udvidelsesplan forelægges til behandling og vedtagelse.
- Bestyrelsesmøde skal endvidere afholdes, når mindst 1 af deltagerne forlanger det og opgiver, hvilke spørgsmål der ønskes behandlet. Et sådant møde skal indkaldes til afholdelse senest 14 dage efter begæringens fremsættelse.
Bestyrelsen fastsætter i øvrigt selv sin forretningsgang og kan nedsætte udvalg til behandling af særlige spørgsmål.
- Stk. 6. Alle spørgsmål afgøres ved simpel stemmeflerhed, jvf. dog bestemmelserne i nærværende paragrafs stk. 7—10, idet hvert medlem af Bestyrelsen har een stemme. I tilfælde af stemmelighed betragtes det forslag, hvorom der er stemt, som bortfaldet.
- Stk. 7. Følgende sager skal dog gøres til genstand for to behandlinger i Bestyrelsen:
- a. ændring af nærværende overenskomst,
 - b. opløsning af interessentskabet,
 - c. etablering af fælles produktionsanlæg,
 - d. optagelse af nye deltagere,
 - e. indgåelse af samarbejde med andre selskaber,
 - f. optagelse af lån og indgåelse af garantiforpligtelser.
- Ved 1. behandling af punkt f er det tilstrækkeligt at forelægge det samlede omfang af låneoptagelser indtil udgangen af det følgende regnskabsår, hvorefter de enkelte specificerede lånetilbud kan forelægges ved 2. behandling.
- Stk. 8. Bestyrelsens beslutning angående de i stk. 7 a—c nævnte sager er kun gyldig, hvis den ved 2. behandling er truffet enstemmigt og under medvirken af mindst 1 repræsentant for hver deltager.
- Bestyrelsens beslutning angående de i stk. 7 punkt d—f nævnte sager er kun gyldig, for så vidt der ved 2. behandling under medvirken af mindst 1 repræsen-

tant for hver deltager ikke er mere end 1 af deltagerne, der stemmer imod. Bestyrelsens medlemmer er ved sager, der efter stk. 7 og stk. 9 gøres til genstand for to behandlinger i Bestyrelsen, ved anden behandling bundet af deres kompetente forsamlings afgørelse.

- Stk. 9. Sager, der ikke klart falder ind under de i stk. 7 anførte, skal gøres til genstand for 2 behandlinger, hvis et af Bestyrelsens medlemmer fremsætter krav herom senest under sagens behandling i Bestyrelsen. Bestyrelsens beslutning angående sagen er da kun gyldig, hvis der ved 2. behandling under medvirken af mindst 1 repræsentant for hver deltager ikke er mere end 1 deltager, der stemmer imod.
- Stk. 10. Ændring af overenskomsten (stk. 7, punkt a), opløsning af interessentskabet (stk. 7, punkt b), etablering af fælles produktionsanlæg (stk. 7, punkt c) og optagelse af lån (stk. 7, punkt f) skal forelægges for Indenrigsministeriet til godkendelse.
- Stk. 11. ELSAM forpligtes ved underskrift af Bestyrelsens formand, næstformand og direktøren for ELSAM to og to i forening eller hver for sig i forening med 2 bestyrelsesmedlemmer.
- Stk. 12. Bestyrelsen nedsætter et Teknikerudvalg, i hvilket hver deltager er repræsenteret ved sin direktør.

Teknikerudvalget skal på Bestyrelsens vegne føre tilsyn med den tekniske ledelse af samarbejdet.

I møderne deltager endvidere normalt en medarbejder fra hver af deltagerne.

- Stk. 13. Direktøren for ELSAM antages af Bestyrelsen og er ansvarlig over for denne. Han deltager i Bestyrelsens og Teknikerudvalgets møder, dog uden stemmeret. Hans arbejdsområde og pligter fastsættes i en af Bestyrelsen godkendt instruks.

Lednings- og stationsanlæg for 150 kV og højere spændinger *)

§ 3.

Etableringspligt.

- Stk. 1. Som samarbejdsanlæg indgår alle de ledningsanlæg og koblingsstationer, der allerede er etableret, som angivet skematisk på vedhæftede kort.
- Stk. 2. Hver af deltagerne har pligt til at etablere:
- a) De for fordelingen af effekt og energi inden for hans eget område nødvendige ledninger og stationer, under hensyntagen til de for de enkelte områder til enhver tid gældende regler. Deltageren kan derudover etablere de reserver for anlæggene, som han selv måtte anse for nødvendige.

*) Hvor også 60 kV anlæg indgår, er dette nævnt specielt.

- b) Eventuelle forbindelser mellem egne kraftværker.
- c) Sådanne forbindelser fra kraftværk til 60/150 kV transformere og en sådan 60/150 kV transformereffekt, som Bestyrelsen måtte anse for at være nødvendig for at tilføre samarbejdet reserveeffekt fra deltagerens 60 kV anlæg.

Stk. 3. ELSAM har pligt til at etablere:

- a) Kabelforbindelser og bærefrekvensforbindelser for telefonering, overføring af driftsdata og eventuelle øvrige formål i nødvendigt omfang for varetagelse af ELSAM's arbejdsopgaver.
- b) De for ELSAM's administration og driftsarbejde nødvendige bygninger, anlæg m. v.
- c) De import- og eksportforbindelser, som er nødvendige for at gennemføre ELSAM's kontrakter med ud- og indland.
- d) Et sådant samarbejdsnet, at den effekt, en deltager kommer til at mangle ved udfald af sin af Bestyrelsen godkendte, maksimale enhedsstørrelse (jvf. § 7, stk. 7) kan tilføres deltagerens område på en sådan måde, at forsyning af området fortsat kan ske tilfredsstillende. Under manglende effekt henregnes foruden den største enhed, eventuelle faste effektkøb, herunder også mangel på grund af dispensation fra udvidelsespligten. ELSAM har ikke pligt til at etablere reserve for disse anlæg, men en deltager kan bygge sådanne yderligere netanlæg til dette formål, som han måtte anse for nødvendige.
- e) Sådanne yderligere anlæg, som måtte være nødvendige udover de i stk. 2 c nævnte for at tilføre samarbejdsnettet en deltagers overskudseffekt.
- f) Sådanne yderligere anlæg, som måtte være nødvendige for at gennemføre optimal lastfordeling inden for samarbejdet.

Stk. 4. Alle de anlæg, som er etableret eller etableres i henhold til stk. 1 eller stk. 2 i denne paragraf, skal vederlagsfrit af deltagerne stilles til rådighed for gennemførelsen af alle de i denne overenskomst omtalte formål på de i overenskomsten nævnte betingelser, idet benyttelsen af forsyningsledninger til samarbejdsformål dog stedse skal ske på en sådan måde, at de på de pågældende ledninger beliggende stationer forsynes tilfredsstillende.

Stk. 5. Bestyrelsen kan give en deltager midlertidig dispensation for etableringspligten efter stk. 2, dersom det krav til nettet, der igennem denne etablering skulle opfyldes, uden gener for samarbejdet eller eventuelle implicerede deltagere udover den dispensationssøgende, kan opfyldes over de efter stk. 1 eller stk. 3 allerede etablerede samarbejds-anlæg eller andre deltageres efter stk. 2 etablerede anlæg. En dispensation efter dette stk. vil normalt være vederlagsfri. I de tilfælde, hvor een linie kan tjene forsyningen inden for 2 eller flere deltageres område, kan betalingsdeling eller aftale om leje dog finde sted.

Når en midlertidig tilladelse i forbindelse med en samarbejdslinie igen bortfalder, skal deltageren alt efter forholdene og efter Bestyrelsens beslutning overtage den pågældende del af samarbejdslinien som forsyningslinie eller selv bygge nye forsyningslinier til opfyldelsen af den forpligtelse, for hvilken der er dispenseret.

- Stk. 6. Ingen deltager er berettiget til — uden de øvrige deltageres indforståelse dermed — at udskifte eller inddrage de under denne paragraf henhørende anlæg eller ændre disse på en sådan måde, at deres udnyttelse efter det formål, hvortil de er etablerede i henhold til denne overenskomst, ændres, forflygtiges eller besværliggøres.

§ 4.

Bygning af anlæggene.

- Stk. 1. Bygning af anlæggene foretages af den etableringspligtige efter § 3, medmindre anden aftale træffes herom.
- Stk. 2. De linier, som ELSAM skal etablere, afsluttes ind mod en deltagers station for 150 kV-liniernes vedkommende med et liniefelt med tilhørende relæudrustning m. v. og for højere spændingers vedkommende med et transformieranlægs 150 kV-felt med tilbehør.
- Stk. 3. Alle anlæg skal opfylde de af Bestyrelsen fastsatte minimumsbestemmelser og udføres med det udstyr og de indretninger, som Bestyrelsen anser for nødvendige af hensyn til samarbejdet.
- Stk. 4. Planerne for udbygninger efter § 3, stk. 2 og sidste del af stk. 3 d, skal i god tid før deres realisation meddeles til ELSAM, som samtidig med den årlige udvidelsesplan for produktionsanlæg (jvf. § 7, stk. 6) skal forelægge en netudbygningsplan med bestemmelse om etableringspligt, bygning af anlæggene og ejendomsforhold for så lang en periode, som anses for nødvendig i hvert enkelt tilfælde. Netudbygningsplanen skal under iagttagelse af § 1, stk. 1, baseres på deltagernes planer om udbygning af forsyningsnettet og de samarbejdskrav, der skal opfyldes.
- Stk. 5. Deltagernes planer for anlæg efter § 3, stk. 2, skal være godkendt af ELSAM, før de overgår til udførelse.

§ 5.

Fordeling af anlægsudgifter og ejendomsforhold.

- Stk. 1. De i § 3, stk. 1, nævnte anlæg tilhører de deltagere, der har afholdt udgifterne.
- Stk. 2. De anlæg, der etableres i henhold til § 3, stk. 2, betales og ejes af de pågældende deltagere.
- Stk. 3. De anlæg, der etableres i henhold til § 3, stk. 3, betales og ejes af ELSAM, dog ikke de sidst i afsnit d nævnte reserveanlæg. Endvidere betales eventuelle merudgifter til gennemførelse af samarbejdsformål på udbygninger efter § 3, stk. 2, af ELSAM.
- Stk. 4. Hvis det formål, til hvilket en ledning oprindelig er bygget, helt falder væk eller ændres afgørende, skal spørgsmålet om betalings- og ejendomsforhold tages op til ny afgørelse i henhold til den anvendelse af ledningen, der da foreligger.

- Stk. 5. Hvis et anlæg ifølge § 3, stk. 5, sidste afsnit, eller ovenstående stk. 4 skal overgå til ny ejer, skal denne købe anlægget af den tidligere ejer for den nedskrevne værdi, regnet ud fra den oprindelige anlægssum, inklusive renter i byggetiden, efter serieafskrivning og 25 års levetid (eller anden af Bestyrelsen fastsat afskrivningstid). Ejerskifte sker pr. en 1. april efter Bestyrelsens afgørelse. Købet kan, hvis begge parter er indforstået, erstattes med en aftale om dækningen af de årlige kapital- og vedligeholdelsesudgifter.
- Stk. 6. Hvor en 150 kV-linie indføres i en station, der ikke tilhører linieejeren, betaler denne til stationsejeren, som fuld afregning for udførelsen af det til linien hørende liniefelt med udstyr, et af Bestyrelsen fastsat beløb (pr. 1965 - 400.000 kr.).

§ 6.

Vedligeholdelse og betjening.

- Stk. 1. Deltagerne har vedligeholdelses- og betjeningspligten vedrørende de anlæg, som de efter § 5, stk. 1 og stk. 2, ejer.
- Stk. 2. ELSAM har vedligeholdelses- og betjeningspligten for de anlæg, som ejes af ELSAM.
- Stk. 3. Ejeren kan overdrage vedligeholdelses- og betjeningspligten for et anlæg til andre efter nærmere aftale.

Produktionsanlæggenes udbygning og drift.

§ 7.

Effekt.

- Stk. 1. Hver af deltagerne har forsyningspligten til eget område, hvoraf følger, at hver deltager principielt har pligt til stedse at have en sådan effekt til rådighed og en sådan del deraf i drift, som anses for nødvendig for at dække den af deltagerens forsyningsområde krævede effekt inklusive den nødvendige reserve, jvf. dog stk. 4, 5 og 9.
- Stk. 2. En eller flere af deltagerne kan opnå midlertidig dispensation fra forpligtelsen i stk. 1 med hensyn til den effekt, han skal have til rådighed. Sådanne dispensationer gives kun i det omfang og for så lang tid, som anses for foreneligt med kravet om, at fællesreserven skal være tilstrækkelig.
- Så længe dispensationen varer, skal den deltager, der benytter sig af muligheden for dispensation, betale et beløb for hver manglende hele installerede MW. Beløbet er gældende for de år, for hvilke dispensationen ydes. Det fastsættes ved den årlige behandling af udvidelsesplanen under hensyntagen til forskydninger i rentefod, prisniveau og produktionsanlæggenes beskaffenhed.

- Stk. 3. De i henhold til stk. 2 i hvert regnskabsår indgåede betalinger tilfalder de deltagere, som i dette regnskabsår har mere effekt til rådighed end krævet i stk. 1, og fordeles blandt disse i forhold til hver enkelts effektoverskud (jvf. stk. 5). En deltager, der ikke gør brug af den i stk. 2 anførte mulighed for dispensation, men installerer effekt på et tidligere tidspunkt end fastlagt i den i stk. 7 nævnte udvidelsesplan, vil dog normalt ikke få andel i disse godtgørelser. Skulle de forudsætninger, på hvilke udvidelsesplanen er baseret, imidlertid ændre sig således, at effekt installeret tidligere end fastlagt i udvidelsesplanen bliver helt eller delvis nødvendig, for at deltagernes samlede effekt kan anses for tilstrækkelig (jvf. stk. 5), afgør Bestyrelsen, hvorvidt og i hvilket omfang deltageren skal have andel i betalingerne.
- Stk. 4. Den effekt, som en deltager har til rådighed, består af:
- a) den installerede effekt i deltagerens egne værker opgjort efter de i stk. 5 omtalte forskrifter med fradrag af den effekt, deltageren har stillet til rådighed for andre deltagere (jvf. stk. 6),
 - b) den installerede effekt i andre værker, han har stillet til rådighed for samarbejdet (jvf. § 1, stk. 3),
 - c) andel i de kontrakter om indkøb af effekt med fradrag af andel i de kontrakter om salg af effekt, som er sluttet af ELSAM med områder uden for Jylland-Fyn,
 - d) andel i effekten på eventuelle fællesværker.
 - e) effekt stillet til rådighed fra andre deltagere (jvf. stk. 6).
- Stk. 5. Bestyrelsen fastsætter de forskrifter, hvorefter det skal beregnes, om deltagernes samlede effekt er tilstrækkelig.
- Bestyrelsen fastsætter endvidere forskrift til bestemmelsen af hver deltagers bidrag til den samlede effekt og andel i fælles maksimum.
- Stk. 6. En eller flere af deltagerne kan træffe aftaler med ELSAM om at få stillet sådan effekt til rådighed, som ELSAM har kunnet erhverve gennem aftaler med en eller flere af de øvrige deltagere (jvf. § 9, stk. 2).
- Bestyrelsen fastsætter de regler, hvorefter sådanne effektkøb og -salg skal praktiseres. Muligheden for deltagelse i aftalerne skal være åben for alle, og deltagelsen skal være frivillig.
- Stk. 7. I en årlig udvidelsesplan fastsætter Bestyrelsen de enkelte deltageres effektpligt og herudfra tidspunkterne for udvidelsespligten og påpeger de muligheder for dispensation herfra, som foreligger, hvorefter maskinstørrelse og udvidelses-rækkefølge fastlægges. Samtidig fastsættes, hvilke kassationer eller salg af gammel effekt, der vil være mulig inden for udvidelsesplanens rammer, og hvilke der vil finde sted. Endvidere fastsættes den maksimale maskinstørrelse, deltagerne kan tillades at installere under hensyntagen til stabiliteten under maskinudfald og de ulemper i form af forøget disponibel og løbende reserve samt eventuelle andre ulemper, der kan påføres de øvrige deltagere i samarbejdet.
- Udvidelsesplanen behandles i januar kvartal (jvf. § 2, stk. 5), og er, hvad ud-

videlserne angår, bindende for de 5 kalenderår, der følger efter det år, hvori planen behandles. Derudover behandles den følgende 5-års periode som retningsgivende.

- Stk. 8. Differencen mellem eksporteret og importeret effekt fordeles således, at hver deltager overtager en andel proportional med vedkommende deltagers salg i kWh til egne interessenter (andelshavere) og aftagere inden for eget direkte eller indirekte forsyningsområde (i det følgende kaldet: salg til eget område) i det sidst afsluttede regnskabsår.
- Stk. 9. ELSAM fastsætter den effekt, der til enhver tid mindst skal være driftsklar, og den effekt, der mindst skal være løbende. Udgiften til at have den til enhver tid nødvendige løbende reserve bæres af deltagerne i et så retfærdigt forhold som muligt, og kørslen tilrettelægges under hensyntagen til overskudseffektens placering på værkerne og nettets driftssikkerhed.

§ 8.

Havarileverancer o. lign.

- Stk. 1. Deltagerne forpligter sig til gensidigt at levere hinanden effekt og energi eller hjælpe dermed, også over 60 kV-nettet om nødvendigt, hvis en deltager på grund af særlige omstændigheder helt eller delvis er forhindret i at fremstille, transformere eller transportere den for ham nødvendige el-energi. Det er dog en forudsætning, at den pågældende deltager snarest søger at afhjælpe virkningen af de særlige omstændigheder. Medfører særlige omstændigheder, som rammer en enkelt eller flere deltagere, at restriktioner må indføres, skal disse fordeles på samtlige deltageres forbruger kredse.
- Stk. 2. Ved særlige omstændigheder forstås sådanne, hvorved større eller mindre anlæg, som deltageren disponerer over, tvinges ud af drift, herunder også nødvendige eftersyn, restriktioner fra myndighederne, strejke, lockout og enhver art af force majeure, der forhindrer opfyldelsen af forpligtelser.
- Stk. 3. Alle leveringer ifølge denne paragraf går forud for lastfordelingsaftaler (jvf. § 9), og de anses for leveret til, henholdsvis modtaget fra ELSAM, som træffer de aftaler med deltagerne, som er nødvendiggjort af de særlige omstændigheder. Leveringerne afregnes efter de samme retningslinier, som er gældende for lastfordelingsaftaler.

§ 9.

Energi.

- Stk. 1. Udover levering under særlige omstændigheder ifl. § 8 kan deltagerne gennem ELSAM træffe aftale om levering under normale forhold med det formål til fælles gavn at reducere de samlede brændsels- og driftsudgifter. Disse aftaler be-

tegnes som lastfordelingsaftaler. De træffes i henhold til retningslinier, som kun kan fastsættes eller ændres efter en forudgående prøvetid på mindst 3 måneder og ved enstemmig beslutning i Bestyrelsen under medvirken af mindst 1 repræsentant for hver deltager.

- Stk. 2. De i § 7, stk. 6, nævnte aftaler om andel i andre deltagers effekt skal kombineres med aftaler om andele i den med effekten producerede energi.
- Stk. 3. Den energi, en deltager på grund af manglende effekt er ude af stand til at producere på egne maskiner som følge af en efter § 7, stk. 2, givet dispensation, skal leveres deltageren af de øvrige deltagere efter de retningslinier, som er gældende for lastfordelingsaftaler.
- Stk. 4. Differencen mellem eksporteret og importeret energi fordeles afregningsmæssigt således, at hver deltager overtager en andel proportional med vedkommende deltagers salg til eget område i det sidst afsluttede regnskabsår. Energien indgår i øvrigt i den i stk. 1 omtalte lastfordeling.
- Stk. 5. Alle leveringer ifølge denne paragraf anses for leveret til, henholdsvis modtaget fra ELSAM, som træffer aftalerne med deltagerne om afregning og fordeling af leverancerne.

§ 10.

Tab.

- Stk. 1. Bestyrelsen fastsætter de nærmere forskrifter for bestemmelsen af og afregningen for tabene på 150 kV-nettet og net for højere spændinger.

§ 11.

Måling.

- Stk. 1. Bestyrelsen fastsætter forskrifter for bestemmelse og måling af de for afregning efter denne overenskomst nødvendige størrelser.
- Stk. 2. Udgifterne til det nødvendige måleapparat udgør en del af udgifterne til stationerne.

Regnskabsforhold.

§ 12.

Kapital- og driftsudgifter.

- Stk. 1. ELSAM's udgifter og indtægter er følgende:
- Udgifter:*
- a. renter af anlægslån,
 - b. renter af indskud i henhold til § 13, stk. 1,

- c. renter af interessentskabskapitalen (jvf. stk. 2),
- d. afskrivninger på ELSAM's anlæg i henhold til Bestyrelsens beslutning. Afskrivningstiderne må dog ikke oversiige de af Danske Elværkers Forening anbefalede,
- e. køb af effekt og energi fra selskaber uden for ELSAM-deltagernes forsyningsområder,
- f. udbetalinger til deltagerne efter dispensationsordningen for effekt i § 7, stk. 2,
- g. køb af effekt og energi fra deltagerne,
- h. udgifter til drift, vedligeholdelse og administration af samtlige anlæg, der drives, vedligeholdes eller administreres af ELSAM, herunder renter bortset fra de i punkt a og b nævnte,
- i. eventuelle andre udgifter.

Indtægter:

- a. salg af effekt og energi til selskaber uden for ELSAM-deltagernes forsyningsområder,
- b. indbetalinger for dispensation efter § 7, stk. 2,
- c. salg af effekt og energi til deltagere,
- d. eventuelle andre indtægter.

Stk. 2. Forskellen mellem de i stk. 1 nævnte udgifter og indtægter fordeles mellem deltagerne i forhold til disses salg til eget område i det pågældende regnskabsår. Bestyrelsen bestemmer, i hvilket omfang den nævnte forskel skal afregnes kontant med deltagerne eller udlignes over en kapitalkonto (interessentskabskapitalen), der forbliver indestående i ELSAM.

§ 13.

Financiering.

- Stk. 1. De udvidelser eller nyanlæg, det påhviler ELSAM at udføre, finansieres enten ved kontante indskud fra deltagerne, gennem interessentskabskapitalen eller ved optagelse af lån.
- Stk. 2. De enkelte deltageres kontante indskud fastsættes i forhold til disses salg til eget område i det regnskabsår, hvor indskuddene ydes.
Indskud fra deltagerne forrentes med en årlig rente. Størrelsen af rente og eventuelle afdrag på indskuddene fastsættes af Bestyrelsen.
- Stk. 3. Interessentskabskapitalen kan årligt tilskrives renter, hvis størrelse fastsættes af Bestyrelsen.
- Stk. 4. Hvis et forsyningsområde overgår fra en deltager til en anden inden for et regnskabsår, regnes der, som om overgangen var sket fra regnskabsårets begyndelse, og Bestyrelsen fastsætter den for de implicerede parter ændrede andel i interes-

sentskabskapitalen og den indbyrdes regres såvel med hensyn til lån (stk. 5) som forpligtelser i øvrigt (stk. 6).

For deltagere optaget efter 1/4 1965 fastsættes indskud, andel i interessentskabskapitalen og andel i låneforpligtelser i den aftale, som i øvrigt oprettes vedrørende optagelsen.

Stk. 5. For lån optaget af ELSAM hæfter deltagerne udadtil ubegrænset solidarisk over for långiverne. En deltager hæfter dog ikke for lån optaget efter indsendt skriftligt varsel om opsigelse af deltagelse i ELSAM (jvf. § 18, stk. 1).

Deltagernes indbyrdes regres med hensyn til lånebeløb bestemmes i forhold til salget til eget område siden 1/4 1964, dog maksimalt sidste 20 år.

Stk. 6. For ELSAM's forpligtelser i øvrigt hæfter deltagerne udadtil ubegrænset solidarisk, mens de indbyrdes hæfter i det i stk. 5 nævnte forhold.

§ 14.

Betalinger

Stk. 1 Til de i § 13 anførte indskud kan kræves indbetalt a conto beløb, hvis fordeling mellem deltagerne fastsættes i forhold til deres salg til eget område i det foregående regnskabsår. A conto beløb forrentes som endelige indskudsbeløb.

Ved hvert års regnskabsafslutning finder endelig regulering sted i overensstemmelse med § 13, stk. 2.

Stk. 2. Til dækning af de i § 12, stk. 1, anførte udgifter kan ligeledes efter behov kræves indbetalt a conto beløb, hvis fordeling mellem deltagerne fastsættes i forhold til deres salg til eget område i det foregående regnskabsår.

Ved regnskabsårets udløb foretages endelig opgørelse og fordeling ifl. § 12, stk. 2.

Stk. 3. Såfremt årets afdrag på lån overstiger årets afskrivninger, kan der kræves indbetalt beløb til dækning af differencen. Fordelingen mellem deltagerne fastsættes i forhold til deres salg til eget område i det foregående regnskabsår.

Beløbet betragtes som indskud. Det tilbagebetales, når ELSAM's likviditet igen giver mulighed herfor.

Stk. 4. For a conto betalinger efter stk. 1—3 kan der dog efter deltagerens behov og ønske fastsættes en anden fordeling end den anførte.

Stk. 5. Effektbetalinger ifl. § 7, stk. 2, afregnes ved regnskabsårets udgang.

Stk. 6. Energiudvekslinger afregnes månedsvis, medmindre andet fastsættes af Bestyrelsen.

Stk. 7. Betalinger ifølge denne paragrafs stk. 1—6 finder sted senest 14 dage efter, at der er fremsendt a conto opgørelse og senest 30 dage efter fremsendt endelig opgørelse.

Ved overskridelse af betalingsfristen betales rente med 3/4 % for hver påbegyndt 30 dage efter forfaldsdato.

- Stk. 8. I tilfælde af, at der i ELSAM i perioder opstår overskydende likvid kapital, kan denne placeres hos deltagerne efter behov og ønsker og inden for beløbs- og tidsrammer og øvrige vilkår, der fastsættes af Bestyrelsen.
- Eventuel likvid kapital, der ikke kan placeres på den i foranstående afsnit omtalte måde, anbringes efter Bestyrelsens beslutning. Beslutningen skal dog forelægges for Indenrigsministeriet til godkendelse, såfremt kapitalen anbringes på anden måde end i bank eller sparekasse eller de i anordning nr. 30. af 11. februar 1928 § 1, c—e, omhandlede værdipapirer.

§ 15.

Regnskabsføring og budget.

- Stk. 1. Der føres anlægs- og driftsregnskab over ELSAM's indtægter og udgifter. Ved hvert regnskabsårs afslutning opstilles driftsregnskab og status, der forelægges til godkendelse i Bestyrelsen i juni måned (jvf. § 2, stk. 5).
- Stk. 2. ELSAM's regnskabsår løber fra 1. april til 31. marts.
- Stk. 3. ELSAM's regnskaber skal revideres af en statsautoriseret revisor.
- Stk. 4. Det af Bestyrelsen godkendte regnskab indsendes til Indenrigsministeriet senest 6 måneder efter regnskabsårets udløb. Regnskabet skal indeholde oplysninger om størrelsen og fordelingen af beløb, der i årets løb tilbagebetales deltagerne fra interessentskabskapitalen eller indskuddene.
- Stk. 5. Til forelæggelse på et bestyrelsesmøde i begyndelsen af oktober måned (jvf. § 2, stk. 5) udarbejdes hvert år et budget for det kommende regnskabsår.

Diverse bestemmelser.

§ 16.

Aftaler, oplysninger, forskrifter og anvisninger.

- Stk. 1. Deltagerne forpligter sig til at underrette ELSAM om alle foranstaltninger vedr. indretning og drift af egne anlæg, som kan være af betydning for samarbejdet efter denne overenskomst, og dette såvidt muligt før de pågældende foranstaltninger træffes.
- Stk. 2. Deltagerne forpligter sig til når som helst at give ELSAM alle oplysninger og data, som af dette anses for nødvendige for at opfylde denne overenskomst, såsom alle oplysninger om produktionsmidlernes kapacitet og tilstand, belastning og produktion for værkerne, udvidelses-, ombygnings- og revisionsplaner og prog-

noser for belastning og produktion. Hvis en deltager forventer at kunne blive forhindret eller besværet i produktionen eller fordelingen, skal han hurtigst muligt give ELSAM besked derom samt besked om den formentlige varighed.

Stk. 3. Hvis en deltager ved fejlmanøvrer eller -koblinger eller skader inden for eget værk eller forsyningsområde forvolder skade eller gener for en anden deltager i dennes værk eller forsyningsområde, kan sidstnævnte deltager ikke rejse erstatningskrav over for førstnævnte.

For skader på deltagernes anlæg forvoldt ved fejlmanøvrer eller -koblinger udført af ELSAM på deltagernes anlæg eller ved fejlmanøvrer, -koblinger eller skader inden for ELSAM's anlæg, kan deltagerne normalt ikke rejse erstatningskrav over for ELSAM.

Stk. 4. ELSAM kan såvel for alle deltagere tilsammen som for hver deltager separat give de forskrifter og anvisninger, som det anser for nødvendige for en hensigtsmæssig gennemførelse af samarbejdet efter denne overenskomst. Deltagerne er forpligtede til at følge disse anvisninger efter evne og i det omfang, det kan gøres uden at hindre eller besvære leveringen inden for eget forsyningsområde, jvf. dog § 8, stk. 1. Disse forskrifter og anvisninger skal, ud over det øvrige af denne overenskomst nødvendiggjorte, f. eks. have til formål

- a) at regulere samarbejdet, således at de samlede omkostninger ved energileveringen bliver så små som muligt, såvel for havarileverancer som for lastfordelingsaftaler og im- og eksport,
- b) at iværksætte den for helheden, under tilbørligt hensyn til den enkelte deltager, billigste fordeling af den reaktive effekt,
- c) at koordinere paralleldriften, relæbeskyttelsen, målingen, telekommunikationen og lignende tekniske spørgsmål.

Stk. 5. Direktøren for ELSAM og de af ham dertil bemyndigede personer skal have adgang til alle anlæg, som af deltagerne stilles til rådighed for udførelsen af denne overenskomst, såvel som til alle de produktionsanlæg, som deltagerne disponerer over, samt til at føre kontrol med, at givne forskrifter og anvisninger efterfølges, og at de af deltagerne givne oplysninger er rigtige. Deltagerne afholder hver for sit vedkommende udgifterne ved de prøver og undersøgelser, som kontrolvirksomheden medfører på den pågældendes anlæg.

§ 17.

Uoverensstemmelser.

Stk. 1. Skulle der mellem ELSAM og en eller flere af deltagerne eller mellem to eller flere af disse indbyrdes opstå uenighed om forståelsen af nærværende overenskomst, eller i det hele som følge af de ved denne overenskomst skabte forhold, påhviler det deltagerne at søge uenighed fjernet ved indbyrdes imødekommende forhandlinger.

Fører disse forhandlinger ikke til enighed, kan stridsspørgsmålet af enhver af

deltagerne indbringes for en voldgiftsret. Til denne voldgiftsret vælger hver af parterne sin voldgiftsmand. Voldgiftsmændene vælger selv en opmand, der skal være jurist; i tilfælde af uenighed vælges opmanden af Dansk Ingeniørforening. Klageren vælger først sin voldgiftsmand og giver modparten skriftlig meddelelse om valget, hvorefter denne vælger sin voldgiftsmand senest 14 dage derefter. Sker dette ikke, vælger klageren begge voldgiftsmænd. Voldgiftsrettens kendelse er endelig, og deltagerne er forpligtet til at efterkomme kendelsen.

§ 18.

Udtræden ved opsigelse.

Stk. 1. Hver af deltagerne kan opsig sin deltagelse i ELSAM med 6 års forudgående skriftligt varsel til en 1. april.

Stk. 2. For udtrædelsen gælder følgende bestemmelser:

- a. Den udtrædende deltager hæfter fortsat for lån optaget af ELSAM (jvf. § 13, stk. 5), indtil lånene er fuldt amortiserede.
- b. På udtrædelsestidspunktet opgøres ELSAM's status beregnet efter et likvidations-synspunkt. — Den udtrædende deltagers andel i den på denne måde opgjorte formueafvigelse i forhold til den ordinære statusopgørelse udregnes efter det i § 13, stk. 5, nævnte forhold (20 år).

Er likvidationsværdien større end den bogførte værdi, udbetales dog kun deltagerens andel i interessentskabskapitalen. Er likvidationsværdien mindre end den bogførte værdi, belastes den udtrædende deltagers andel i interessentskabskapitalen med hans andel i differencen, og beløbet afskrives ekstraordinært på anlæggene.

Deltagerens tilsvær over for eller krav på ELSAM betales kontant eller med lige store rater over 5 år at regne fra udtrædelsesdagen, i hvilket tilfælde kreditor har krav på forrentning svarende til Nationalbankens diskonto.

- c. Den udtrædende deltager bevarer ejendomsretten til de anlæg, han har etableret ifl. § 3, stk. 1 og 2, og sidste del af stk 3 d, men skal i 2 år efter sin udtræden tillade anvendelsen af disse anlæg til de i denne overenskomst omtalte formål under iagttagelse af bestemmelsen i § 3, stk. 6.
- d. Derimod mister den udtrædende deltager enhver ejendomsret til de anlæg, der tilhører ELSAM.

§ 19.

Udtræden ved misligholdelse.

Stk. 1. Hvis en deltager gør sig skyldig i væsentlig og tilregnelig misligholdelse af de her påtagne forpligtelser, kan Bestyrelsen forlange, at den pågældende deltager udtræder. Forinden misligholdelsesbestemmelserne kan gøres gældende, må ELSAM ved anbefalet brev have opfordret deltageren til at opfylde sine forpligtelser, hvorefter der skal være hengået 30 dage, uden at deltageren har opfyldt

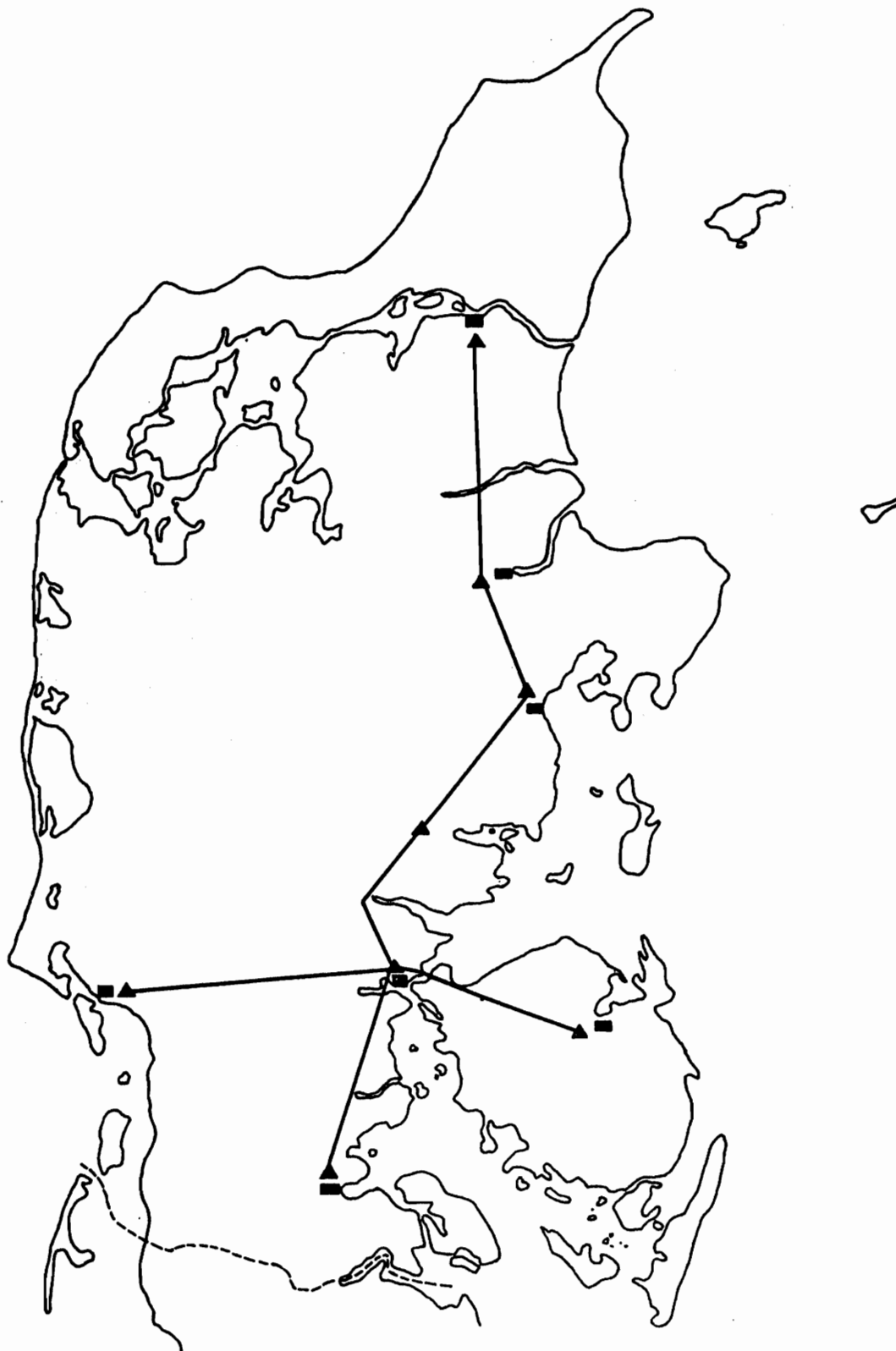
sine forpligtelser. I skrivelsen må det være anført, at nærværende paragraf vil blive bragt i anvendelse.

- Stk. 2. Ved opgørelse mellem ELSAM og en deltager, der udtræder på grund af misligholdelse, følges reglerne i § 18, stk. 2, idet den udtrædende dog ikke kan gøre krav gældende over for ELSAM efter punkt b, medens et eventuelt tilsvarende krav over for ELSAM skal betales efter de i punkt b's sidste afsnit anførte regler. Udtrædelse finder sted til den 1. april mindst 3 år og højst 6 år, efter at misligholdelsesbestemmelsen er gjort gældende.
- Stk. 3. I tilfælde af en deltagers konkurs betragtes deltageren som udtrådt fra konkursens begyndelse. Ved opgørelse mellem ELSAM og konkursboet følges reglerne i § 18, stk. 2.
- Stk. 4. I tilfælde af, at en deltager træffer beslutning om at opløse sin organisation, betragtes deltageren som udtrådt fra opløsningstidspunktet. Ved opgørelsen mellem ELSAM og deltageren følges reglerne i § 18, stk. 2.

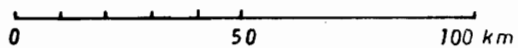
§ 20.

Opløsning af Interessentskabet.

- Stk. 1. Beslutter Bestyrelsen, at ELSAM skal opløses til et nærmere fastsat tidspunkt, realiseres anlæggene, og det herved fremkomne tab eller den konstaterede for-tjeneste fordeles på deltagernes andel i interessentskabskapitalen i det i § 13, stk. 5, nævnte forhold. Bestyrelsen bestemmer derefter, på hvilken måde deltagernes andele i interessentskabskapitalen skal anvendes til billiggørelse af elproduktionen i Jylland-Fyn, eventuelt på hvilken måde et tab, som deltagernes andele i interessentskabskapitalen ikke kan dække, skal indbetales. Bestyrelsen træffer endvidere bestemmelse om, hvorledes indgåede forpligtelser skal videreføres eller afvikles.



— 150 kV samarbejdsanlæg ifølge § 3, stk. 1.



Således vedtaget med virkning fra 1/4 1966 og til afløsning af tidligere overenskomst af 11. marts 1958.

Skærbæk, den 24. august 1966.

Knud Andersen. for I/S Fynsværket
Sv. Aa. Andersen. *N. K. Kristensen.*

P. A. Pedersen. for I/S Midtkraft
Svend Aage Nielsen. *H. Weldingh.*

Peder Christensen. for I/S Nordkraft
Th. Christensen. *P. E. Nielsen.*

Willy Sørensen. for I/S Skærbækværket
Jørgen Juul. *Sandorff.*

for An/S Sønderjyllands Højspændingsværk
Johan Philipsen. *J. J. Paulsen.* *J. Poulsen.*

Vinding Dalgas. for I/S Vestkraft
Henning Rasmussen. *J. Møller.*

Foranstående vedtægter for Det Jysk-Fynske Elsamarbejde stadfæstes herved.

Indenrigsministeriet, den 18. oktober 1966.

P. M. V.

E. B.

Erik Harder.

VEDETKTER

FOR

**SAMKJØRINGEN
FORENING MED BEGRENSET ANSVAR**

Revidert siste gang 26. november 1968.

INNHold

VEDTEKTER

Samkjøringens rettslige konstruksjon og formål	§ 1	side 3
Medlemskap	§ 2	» 3
Medlemskap (forts.)	§ 3	» 4
Representasjon	§ 4	» 5
Valg av styre	§ 5	» 5
Om styret	§ 6	» 6
Innkallelse til generalforsamling	§ 7	» 7
Generalforsamlingens myndighet	§ 8	» 7
Ekstraordinær generalforsamling	§ 9	» 8
Stemmerett på generalforsamling m. v.	§ 10	» 8
Kontingent	§ 11	» 10
Tekniske og statistiske oppgaver	§ 12	» 10
Bruk av ledig overføringskapasitet	§ 13	» 11
Forpliktelse til å yte midlertidig hjelp for Samkjøringen. Gjensidig støtte under driftsuhell	§ 14	» 11
Beregning av kraft- og energimengder	§ 15	» 13
Vedlikehold	§ 16	» 13
Ervervelse og iverksettelse av anlegg for produksjon av kraft	§ 17	» 13
Forsyningsområde	§ 18	» 14
Renter, oppgjør	§ 19	» 15
Forandring av vedtektene	§ 20	» 15
Medlemskapets varighet	§ 21	» 16
Medlemmenes rettigheter og ansvar ved uttredelse . . .	§ 22	» 16
Foreningens oppløsning	§ 23	» 16
Voldgift	§ 24	» 16

REGULATIV FOR AVGIFT TIL SAMKJØRINGEN AV
LEVERINGSKONTRAKTER OG FORTJENESTE PÅ
SAMKJØRINGENS KRAFTOMSETNING

» 18

INSTRUKS FOR SAMKJØRINGSJEFFEN

» 19

INSTRUKS FOR SAMKJØRINGENS TEKNISKE
KONTROLLKOMITE (TK)

» 23

Oslo 1969.

Vedtekter

§ 1.

Samkjøringens rettslige konstruksjon og formål.

1. Samkjøringen er en forening med begrenset ansvar med vekslende medlemstall og vekslende kapital.
2. Samkjøringens formål er rasjonell utnyttelse av kraftkilder, samkjøring, formidling og utveksling av elektrisk energi og hva dermed står i forbindelse. Foreningen kan også som hjelp for sine medlemmer kjøpe elektrisk energi og selge denne til sine medlemmer. Foreningens kjøp og salg av elektrisk energi må ikke skje i konkurranse med de enkelte medlemmer.
3. Foreningens sete er i Oslo.

§ 2.

Medlemskap.

1. Som medlem av Samkjøringen opptas:
Ethvert elektrisitetsverk som vil og kan samkjøre med foreningens medlemmer og som eier kraftverk med en samlet maskininstallasjon av minst 5.000 kW og/eller kjøper minst 5.000 kW prima kraft til eget behov etter fast kontrakt.
2. Innmeldelse skjer skriftlig. Kontingent betales for hele det driftsår (1. juli—30. juni) hvori innmeldelsen finner sted.

3. Dersom et elektrisitetsverk leverer den største del av den energi som det selv produserer og/eller kjøper til storindustrielle formål, blir det å treffe en særskilt avtale med dette elektrisitetsverk om hvor stor del av dets ytelse (egen ytelse med tillegg av kjøpt kraft) som skal innmeldes i foreningen. Den innmeldte kraftmengde må dog minst være 5.000 kW.
4. Foreningen kan ikke nekte å oppta noe elektrisitetsverk som medlem som oppfyller ovenstående betingelser, og som for øvrig godtar foreningens vedtekter.
5. Medlemmene er kun ansvarlige overfor foreningen og tredjemann i den utstrekning hvori sådant ansvar følger av nærværende vedtekter.

§ 3.

Medlemskap (forts.).

1. Når det gjelder disse vedtekter anses muligheten for å kunne samkjøre å være til stede når elektrisitetsverket eier et eller flere kraftverk av rimelig størrelse som er tilknyttet et eller flere av foreningens medlemmers ledninger eller når elektrisitetsverkets ledningsnett kan brukes til transitt av kraft i rimelig utstrekning mellom andre verker som på forhånd er medlemmer. I tilfelle av tvil om de nevnte vilkår er oppfylt, avgjøres saken med bindende virkning av styret. Styret kan også oppta et verk som medlem selv om det ikke oppfyller ovennevnte vilkår hvis særlige forhold gjør medlemskapet ønskelig.
2. Kraftverk som helt ut eies av et medlem kan ikke opptas som selvstendig medlem av foreningen med mindre verket er organisert som et eget rettssubjekt.

§ 4.

Representasjon.

Hvert elektrisitetsverk (medlem) deltar i foreningen med en representant med varamann. Representantens og varamannens navn skal av elektrisitetsverket oppgis til foreningens styre, som fører protokoll over medlemmer, representanter og varamenn.

§ 5.

Valg av styre.

1. Samkjøringen ledes av et styre på 6 medlemmer.
2. 5 styremedlemmer og 3 varamenn for disse velges av generalforsamlingen. De velges blant de representanter som elektrisitetsverkene har oppgitt overensstemmende med § 4. Disse styremedlemmer velges for 2 år og varamennene for 1 år ad gangen. De kan gjenvelges, men har rett til å frasi seg gjenvalg.
3. Ett styremedlem skal være den representant som Norges vassdrags- og elektrisitetsvesen har oppnevnt som representant i Samkjøringen i henhold til § 4.

Denne representants varamann er personlig varamann for dette styremedlem.

4. Styrets formann og varaformannen velges for hvert år av generalforsamlingen ved særskilt valg.
5. Når et styremedlem opphører å være et verks representant i Samkjøringen, trer han samtidig ut av Samkjøringens styre.

Når uttredelse gjelder et av de i punkt 2 nevnte styremedlemmer, velges på nærmest følgende generalforsamling nytt styremedlem for resten av det uttrådte styremedlems funksjonstid.

§ 6.

Om styret.

1. Styret sammenkalles av formannen eller i hans forfall av varaformannen. I innkallelsen angis så vidt mulig hva der skal behandles på styremøtet.
2. For at styret skal være beslutningsdyktig må styrets formann eller varaformann samt to øvrige medlemmer være til stede. I tilfelle av stemmelikhet gjør formannens eller varaformannens stemme utslaget.
3. Styret avgjør alle saker som ikke i nærværende vedtekter er forbeholdt generalforsamlingen. Hvert medlem av styret kan forlange en sak forelagt generalforsamlingen til avgjørelse. Styret har å forberede og avgi innstilling om alle de saker som skal forelegges for generalforsamlingen.
4. Styret treffer avtale om opptagelse av nye medlemmer i henhold til § 2, punkt 3. Oppnås ikke enighet med det nye medlem om slik avtale, skal styret forelegge saken for generalforsamlingen til avgjørelse. Styret avgjør antallet av stemmer for det enkelte medlem på grunnlag av bestemmelsene i § 10 og fastsetter den tilsvarende kontingent på grunnlag av bestemmelsene i § 11. Innen 14 dager etter at et medlem har mottatt underretning om styrets avgjørelse kan dog medlemmet innanke saken for generalforsamlingen, som treffer den endelige avgjørelse.
5. Foreningen forpliktes ved underskrift av styrets formann eller varaformann sammen med et annet styremedlem.
6. Styret kan gi bestemte personer rett til å tegne per procura.
7. Hvert kvartal avgir styret til medlemmene en rapport

om alt vesentlig som styret har foretatt seg i det forløpne kvartal.

8. Etter utgangen av hvert driftsår oppstiller styret innen 15. september en status med en fortegnelse over foreningens rørlige og urørlige eiendeler. Disse dokumenter skal verifiseres av revisjonen innen 30. september og ledsages av styrets årsberetning og minst 14 dager før den årlige generalforsamling sendes til samtlige medlemmer.
9. Over styrets forhandlinger føres protokoll som undertegnes av samtlige styremedlemmer.

§ 7.

Innkallelse til generalforsamling.

1. Generalforsamlingen sammenkalles av styrets formann eller i hans forfall av varaformannen.
2. Innkallelse til ordinær eller ekstraordinær generalforsamling skjer ved rekommantert brev med minst 14 dagers varsel til den av hvert medlem oppgitte adresse. Varsel regnes fra og med den dag da brevet postlegges, men møtedagen medregnes ikke.
3. Innkallelsen skal angi samtlige de saker som vil foreligge til behandling, samt inneholde en oppgave over det antall stemmer som hvert medlem vil få på generalforsamlingen, overensstemmende med styrets avgjørelse etter § 6, punkt 4.

§ 8.

Generalforsamlingens myndighet.

1. Ordinær generalforsamling holdes hvert år innen november måneds utgang.
2. På den ordinære generalforsamling refereres styrets

budsjettoversikt og behandles følgende saker:

- a. Styrets årsberetning og regnskap.
- b. Valg av styremedlemmer og varamenn samt styrets formann og varaformann.
- c. Oppnevning av 2 medlemmer av Teknisk Kontrollkomité og utførelse av instruks for komitéens arbeide.
Oppnevning av statsautorisert revisor til å forestå den merkantile revisjon.
- d. Fastsettelse av godtgjørelse for revisjon og eventuelt for styret.
- e. Fastsettelse av medlemskontingentens størrelse.
- f. Enhver annen sak som er særskilt nevnt i innkalelsen. Foruten de saker som er nevnt i disse vedtekter som hørende under generalforsamlingen, tiligger det generalforsamlingen å fatte beslutning om:
- g. Opptagelse av medlemmer og fastsettelse av deres stemmetall jfr. § 6, punkt 4.
- h. Dannelse og anvendelse av fonds.
- i. Erverv eller salg av fast eiendom.
- j. Pantsettelse av foreningens eiendeler.

§ 9.

Ekstraordinær generalforsamling.

Ekstraordinær generalforsamling holdes så ofte som det finnes fornødent av styret, eller når minst 1/5 av medlemmene ønsker det.

§ 10.

Stemmerett på generalforsamling m. v.

1. Generalforsamlingen, som består av en representant for hvert medlem, ledes av styrets formann eller i

hans fravær av varaformannen.

2. Stemmeretten på generalforsamlingen for det enkelte medlem beregnes på grunnlag av summen av maskininstallasjon, hvormed medlemmet vil og kan samkjøre med foreningens øvrige medlemmer, og medlemmets kjøp av primakraft til eget behov etter fast kontrakt.
3. Et medlem opptatt i foreningen i henhold til § 2, punkt 3, får stemmetall beregnet på grunnlag av den innmeldte kraftmengde ifølge § 2, punkt 3.
4. Av summen ifølge punkt 2 eller 3 ovenfor gir hver hele 5.000 kW 1 stemme opp til 125.000 kW (dvs. inntil 25 stemmer).
Av summen ifølge punkt 2 eller 3 som er over 125.000 kW, men som ikke overstiger 375.000 kW gir hver hele 10.000 kW ytterligere 1 stemme (dvs. inntil 25 stemmer).
Av summen ifølge punkt 2 eller 3 som overstiger 375.000 kW gis ingen stemme, idet intet medlem kan oppnå mer enn 50 stemmer.
5. Maskininstallasjonen i et kraftverk som er selvstendig medlem, men helt ut eies av et annet medlem, skal medtas ved beregningen av sistnevnte stemmetall. Eies et slikt kraftverk av flere, skal den del av maskininstallasjonen som svarer til eierinteressene medtas ved beregning av eiernes stemmetall.
6. Til grunn for beregningen av stemmeretten legges forholdene ved utgangen av foregående driftsår.
Ved opptagelse av nytt medlem legges forholdene ved opptagelsestidspunktet til grunn.
7. Alle beslutninger hvorom intet annet er bestemt i nærværende vedtekter, fattes med alminnelig stemmefler-tall av de på møtet representerte stemmer.
8. Generalforsamlingen er beslutningsdyktig når minst halvdel av stemmene er representert. Såfremt der på

generalforsamlingen ikke møter det tilstrekkelige antall medlemmer, innkalles ny generalforsamling med 14 dagers varsel. Den nye generalforsamling er beslutningsdyktig uten hensyn til hvor mange stemmer er representert. Den nye generalforsamling kan kun fatte beslutning i de saker som er nevnt i innkallelsen til den første generalforsamling.

9. Over generalforsamlingens forhandlinger føres en særskilt protokoll som undertegnes av styrets formann eller varaformann og minst to av de øvrige tilstedeværende medlemmer, valgt av generalforsamlingen.

§ 11.

Kontingent.

1. For hver stemme som et medlem får etter bestemmelsen i § 10 erlegges en årlig kontingent av kr. 2 000,— som, om fornødent av generalforsamlingen, kan forhøyes inntil kr. 3 000,—.
2. Av kontingenten innbetales kr. 2 000,— pr. stemme innen hvert års 31. juli, resten 1 måned etter at generalforsamlingen har fastsatt størrelsen av kontingenten.

§ 12.

Tekniske og statistiske oppgaver.

1. Samkjøringens medlemmer skal på forhånd varsle samkjøringsjefen når de ønsker å foreta koblinger og andre driftsmessige disposisjoner i sine nett som har betydning for samdriften.
2. For å oppnå ensartede tekniske anlegg som kan arbeide sammen på en tilfredsstillende måte, skal alle forandringer og nyanlegg, som har konsekvenser for

samdriften mellom verkene, forelegges foreningen til uttalelse før de iverksettes.

3. Medlemmene plikter å gi foreningen alle opplysninger av teknisk og økonomisk art som har konsekvenser for samarbeidet mellom verkene.

§ 13.

Bruk av ledig overføringskapasitet.

Samkjøringens medlemmer er forpliktet til å stille ledig overføringskapasitet til disposisjon for andre medlemmer etter regler som til enhver tid er godkjent av NVE's hovedstyre og Samkjøringens generalforsamling.

§ 14.

Forpliktelse til å yte midlertidig hjelp for Samkjøringen.
Gjensidig støtte under driftsuhell.

1. Samkjøringens medlemmer er forpliktet til etter forlangende av samkjøringsjefen å foreta produksjon, overføring, utveksling og lagring av elektrisk energi i form av vann. Det forutsettes at inngåtte forpliktelser herved ikke krenkes, at anleggene ikke utsettes for fare og at leveranse til egne bedrifter ikke innskrenkes.
2. Medlemmene er kun forpliktet til å etterkomme samkjøringsjefens forlangende i et sammenhengende tidsrom av inntil 7 døgn ad gangen. Levering av elektrisk energi og benyttelse av et medlems anlegg utover dette tidsrom forutsettes ordnet gjennom avtaler direkte gjennom kjøper og selger og den hvis anlegg benyttes.
3. Samkjøringsjefen skal påse at hans forlangende er for-

enlig med en rasjonell utnyttelse av medlemmenes kraftkilder og anlegg sett i sin helhet. Ved sine forslagender samt ved sin fordeling av leveringen mellom de forskjellige kraftprodusenter skal samkjøringsjefen følge den instruks som generalforsamlingen fastsetter.

4. Foreningen skal for ytelser forlangt av samkjøringsjefen betale:

a. en rimelig godtgjørelse for den produserte kraft og energi og for benyttelsen av anlegget, fastsatt av styret på grunnlag av alminnelig gjeldende kraft- og energipriser, fratrukket beregningsavgiften etter § 15.

b. erstatning for tap eller ulemper som samkjøringsjefens forlangende måtte påføre medlemmene og som ikke må ansees dekket ved godtgjørelsen etter punkt 4 a.

5. Er samkjøringsjefens forlangende fremsatt for å kunne lagre elektrisk energi i form av vann, betales kun erstatning etter punkt 4 b. Om den senere utnyttelse av det lagrede vann forutsettes truffet nærmere avtale i hvert enkelt tilfelle før påbud etter punkt 1 meddeles.

6. Det beløp som foreningen skal betale etter punkt 4, blir å dekke av de medlemmer som mottar elektrisk energi eller benytter det anlegg som er stillet til foreningens rådighet med et rimelig tillegg til foreningens, samt beregningsavgift etter § 15.

7. Godtgjørelsen og erstatningens størrelse etter punkt 4 og betalingens størrelse etter punkt 6 fastsettes av styret. Styrets avgjørelse kan innankes for generalforsamlingen til endelig avgjørelse innen 1 måned etter mottagelsen av styrets fastsettelse.

§ 15.

Beregning av kraft- og energimengder.

1. Samkjøringen foretar beregning av hvilke kraft- og energimengder medlemmene leverer eller mottar, hvis disse leveringer berører Samkjøringen.
2. Beregningen baseres på målinger med registrerende eller trykkende kWh-målere med 1 times registreringsperiode og foretas pr. uke. Styret kan under særlige forhold tillate andre måleapparater.
3. Medlemmene erlegger en avgift til foreningen for dens arbeid med beregning av kraft- og energileveringen. De nærmere regler vedrørende avgiftens størrelse, fall m. v. inntas i et regulativ som fastsettes av generalforsamlingen.

§ 16.

Vedlikehold.

1. Foreningens medlemmer må anlegge, vedlikeholde og drive sine anlegg på fullt forsvarlig måte, og uoppholdelig rette enhver feil eller mangel som er sjenerende for et annet anlegg.
2. Oppstår der i et anlegg feil eller mangler som kan innebære fare for driften for andre anlegg, er foreningen berettiget til uten varsel å la avbryte forbindelsen med anlegget inntil manglene er rettet.

§ 17.

Ervervelse og iverksettelse av anlegg for produksjon av kraft.

1. Oppstår der spørsmål om at der i foreningens navn skal erverves eller iverksettes et anlegg for produksjon av kraft, skal der herom søkes oppnådd enighet

medlem hvis forsyningsområde det gjelder å overta levering. Vedkommende medlem og foreningen skal på forhånd ha anledning til å uttale seg.

§ 19.

Renter, oppgjør.

1. For beløp som skal erlegges etter nærværende vedtekter og som ikke betales i rett tid, erlegges en rente av 3/4 prosent pr. påbegynt måned.
2. Twist om riktigheten av et oppgjør som er foretatt av foreningen, berettiger ikke vedkommende medlem til å tilbakeholde beløpet til endelig dom foreligger. Motregning er ikke tillatt.

§ 20.

Forandring av vedtektene.

1. Forslag til forandring av vedtektene innsendes til styret som forelegger det for generalforsamlingen. Begrunnet forslag må innsendes så betids at styret får anledning til å sende forslaget med sin egen uttalelse til samtlige medlemmer minst en måned før den generalforsamling skal holdes hvor forslaget skal behandles.
2. Ved spørsmål om forandring i vedtektene må alltid minst to tredjedeler av medlemmene være representert, og beslutningen om forandring må, for å være gyldig være fattet med minst 3/4 flertall av de møtende stemmer.
3. Til forandring av vedtektenes §§ 1 og 2 kreves enstemmighet blant alle foreningens medlemmer.

mellom foreningens medlemmer, hvorunder der bl. a. treffes avtale om hvorledes utgiftene ved anleggets ervervelse eller iverksettelse, drift og vedlikehold skal fordeles på medlemmene. I avtalen kan der treffes bestemmelse om at et medlem ved sin uttreden av foreningen skal kunne bibeholde sin økonomiske interesse i anlegget, eller ha krav på utløsning etter nærmere regler som blir å innta i avtalen.

2. For hvert anlegg føres særskilt regnskap for utgiftene til ervervelse eller utførelse, og for drift og vedlikehold.
3. Oppnås ikke enighet mellom alle medlemmer, kan anlegget ikke erverves eller iverksettes i foreningens navn.
4. De av medlemmene som vil erverve eller iverksette et anlegg for produksjon av kraft, hvorom der ikke er oppnådd enighet, skal gi foreningens styre meddelelse herom og til enhver tid holde det underrettet om planleggelsen og iverksettelsen av slike nyanlegg.

§ 18.

Forsyningsområde.

1. Foreningen og dens medlemmer forplikter seg til ikke å levere elektrisk energi innen et annet medlems forsyningsområde.
2. Fra denne bestemmelse er unntatt:
 - a. Levering innen et medlems forsyningsområde som dette medlem ikke kan eller vil påta seg.
 - b. Levering til et medlems egne storbedrifter med tilsluttede selskaper når denne skjer i henhold til meddelt konsesjon.
 - c. Levering fra statens anlegg i spesielle tilfelle hvor Kongen finner at det ikke faller naturlig for det

§ 21.

Medlemskapets varighet.

1. Medlemskapet er bindende i to år fra inntredelsesårets begynnelse.
2. Uttredelse av foreningen kan kun skje ved et driftsårs avslutning etter forutgående skriftlig varsel til styret av minst 6 måneder.

§ 22.

Medlemmenes rettigheter og ansvar ved uttredelse.

1. Et medlem som uttrer av foreningen har ikke rett til noen andel av foreningens formue. Noe annet kan dog avtales med hensyn til anlegg etter § 17.
2. En uttredelse av foreningen medfører ingen forandring i det ansvar som vedkommende medlem måtte ha til foreningen eller måtte påhvile ham som følge av den avtale han måtte ha sluttet i medhold av § 17.

§ 23.

Foreningens oppløsning.

Ved foreningens oppløsning bestemmer generalforsamlingen hvorledes der skal forholdes med foreningens formue.

§ 24.

Voldgift.

1. Såfremt det måtte oppstå tvist i anledning av nærværende vedtekter, skal tvisten, hvis den ikke kan løses gjennom forhandlinger, avgjøres av en voldgiftsrett bestående av 3 medlemmer.

2. Rettens formann skal være en jurist i dømmende stilling, som oppnevnes av Høyesteretts justitiarius. Etter en foreløpig gjennomgåelse av tvistens gjenstand, avgjør formannen om de to øvrige medlemmer skal ha juridisk eller teknisk kyndighet.
3. De juridisk utdannede medlemmer av voldgiftsretten oppnevnes av Høyesteretts justitiarius. De teknisk utdannede medlemmer oppnevnes av Den Norske Ingeniørforenings Hovedstyre.
4. For øvrig befølges lov om rettergangsmåten for tvistemål av 13. august 1915, kapitel 32.

Instruks for samkjøringsjefen

(Vedtatt av styret 23. april 1969)

Regulativ

for avgift til Samkjøringen av leveringskontrakter og fortjeneste på Samkjøringens kraftomsetning

1. Avgift i henhold til vedtektenes § 15, punkt 3, erlegges av verdien av den effekt (kW) og/eller energi (kWh) som beregnes gjennom Samkjøringen. Verdien bestemmes av vedkommende leveringskontrakt.
Inntil annet måtte bli bestemt, utgjør avgiften inntil 0,3 % fra mottager og inntil 0,3 % fra leverandør.
2. Ved kjøp fra og salg av kraft til Samkjøringen kan Samkjøringen beregne seg en fortjeneste, hvis størrelse fastsettes av styret. Den skal maksimalt være 5 % av kraftverdien for resp. kjøper og selger.

§ 1.

Samkjøringsjefen er underordnet Samkjøringens styre. Han er overordnet Samkjøringens øvrige funksjonærer. Han har en fast stedfortreder oppnevnt av styret.

§ 2.

Samkjøringsjefen er likeoverfor styret ansvarlig for at Samkjøringens daglige virksomhet skjer overensstemmende med gjeldende lover, vedtekter, nærværende instruks samt de retningslinjer som gis og vedtak som fattes av styre og generalforsamling.

§ 3.

Samkjøringsjefen forbereder og utreder saker for styret. Han skal når styret ønsker det eller han selv finner det nødvendig, utrede og forelegge for styret saker som kan være av interesse og betydning for Samkjøringens virksomhet på kort og lang sikt.

Han avgir de rapporter som styret ønsker og sørger for at det føres den nødvendige statistikk over kraftproduksjon, kraftleveringer og hydrologiske forhold.

Han fører protokoll over alle saker som er behandlet av styret, iverksetter de vedtak som styret treffer og sørger for at hans underordnede får tilstrekkelig orientering om styrets vedtak.

§ 4.

Samkjøringsjefen deltar i Samkjøringsens styremøter og generalforsamlinger, men uten stemme.

§ 5.

Samkjøringsjefen skal påse at det daglige arbeid i Samkjøringen fremmer de formål som er angitt i vedtektenes § 1 pkt. 2.

Ved samarbeid med andre samkjøringsorganisasjoner skal han sørge for at foreningens forpliktelser oppfylles og dens rettigheter varetas overensstemmende med de til enhver tid gjeldende avtaler.

§ 6.

Samkjøringsjefen skal på foreningens vegne overvåke driften av samkjøringsnettets overensstemmende med vedtektene.

Han skal ved sine driftsmessige disposisjoner og forlangender søke å fremme en rasjonell utnyttelse av medlemmenes kraftkilder og anlegg sett i sin helhet og skal herunder såvidt mulig stille alle medlemmer likt.

Han skal føre tilsyn med regulering av spenning og frekvens samt fordeling og produksjon av reaktiv effekt.

§ 7.

Samkjøringsjefen skal føre tilsyn med det arbeid de øvrige ansatte i Samkjøringen utfører. Han skal holde sine underordnede tilfredsstillende orientert om Samkjørings aktuelle arbeidsoppgaver og den målsetting som er satt for foreningens virke.

Han skal sørge for at de enkelte avdelinger i Samkjøringen har en klart formulert målsetting for sitt arbeid, både på kort og lang sikt.

Han skal påse at de forskjellige avdelingens arbeid er koordinert, at det er utbygget et effektivt informasjonssystem og at det er rasjonelle arbeidsrutiner.

§ 8.

Samkjøringsjefen avgir innstilling til styret om ansettelse, oppsigelse eller avskjedigelse av Samkjøringsens faste funksjonærer.

Han ansetter og sier opp den midlertidige arbeidshjelp. Han kan, når det foreligger grunn til avskjedigelse av en av Samkjøringsens faste eller midlertidige funksjonærer, straks suspendere denne fra stillingen hvis han anser dette for absolutt påkrevet, men han skal straks avgi rapport herom til styret.

§ 9.

Samkjøringsjefen har ledelsen av Samkjøringsens forretningsmessige virksomhet, herunder kjøp og salg av energi, og forestår alle inn- og utbetalinger, regnskapsførsel og forvaltning av Samkjøringsens midler.

Han har disposisjonsrett over de midler som er stillet til disposisjon i henhold til styrets eller generalforsamlingens beslutning.

Han skal selv anvisse alle utgiftsbilag, men kan delegerer denne rett når det gjelder kraftoppgjør. Den faste stedfortreder kan gis anvisningsmyndighet for begrenset periode ved særskilt skriftlig fullmakt fra samkjøringsjefen eller styrets formann.

Han skal påse at utgifts- og inntektspostene konteres riktig i regnskapet og at foreningens tilgodehavender inngår ved forfall.

Han skal gjennomgå og signere revisjonsprotokollen og fremlegge denne for styret.

§ 10.

Samkjøringsjefen skal påse at det er budsjettmessig dekning for alle utgifter. Ved overskridelse av budsjett skal såvidt mulig styrets godkjennelse innhentes på forhånd. Større anskaffelser som det ikke er tatt spesielt hensyn til ved budsjetteringen, må godkjennes av styret på forhånd.

§ 11.

Samkjøringsjefen skal sørge for at Samkjøringsens egne anlegg blir drevet og vedlikeholdt på en fullt forsvarlig måte.

§ 12.

For å kunne ivareta sine funksjoner delegerer samkjøringsjefen i hensiktsmessig utstrekning arbeidsoppgaver innen sitt ansvars- og myndighetsområde til sine underordnede. Delegering fritar ikke samkjøringsjefen for ansvar overfor styret.

§ 13.

Forandringer i denne instruks kan finne sted etter vedtak av Samkjøringsens styre. Eventuelle forandringer skal forelegges for den følgende generalforsamling til godkjennelse.

Instruks

for

Samkjøringsens tekniske kontrollkomité (TK)

1. TK består av to medlemmer valgt av generalforsamlingen for 1 år ad gangen. Medlemmer av den tekniske kontrollkomité kan ikke være ansatt ved samme verk som et av styrets medlemmer. Varamann til styret regnes i denne forbindelse ikke som styremedlem.
2. Samkjøringen skal tilstille TK:
 - a. Alle rapporter og sirkulærer som sendes ut om driftsforhold.
 - b. Referater fra styrets møter, medlemsmøter og generalforsamlinger.
 - c. Alle avregningsoppgjør.
 - d. Fortløpende orientering om de avtaler som inngås mellom verkene og som har betydning for avregningen.
3. a. TK skal kontrollere de prinsipper som ligger til grunn for avregningsoppgjørene for kraftomsetningen og den fremgangsmåte som anvendes.

Videre skal TK kontrollere at oppgjørene er rettferdige under de foreliggende forhold og overensstemmende med styrets og generalforsamlingens vedtak, de bestående avtaler mellom verkene innbyrdes og mellom verkene og Samkjøringen.

TK skal påse at den tekniske side av avregningen utføres etter et prinsipp som gir god intern kontroll.

TK's detaljrevisjon kan da begrenses til stikkprøver.

- b. TK skal kontrollere at driften av de samkjørende verk foregår slik at det oppnås en rasjonell utnyttelse av medlemmenes kraftkilder og anlegg sett i sin helhet.
 - c. TK skal avgi uttalelse om saker som styret måtte forelegge komitéen.
4. TK kan fremsette forslag for styret og generalforsamlingen. Den gir hvert år en innberetning til generalforsamlingen om sin virksomhet i det forløpne driftsår.
 5. TK bestemmer selv tiden for sine møter. Det føres protokoll som fremlegges for styret.