

Prisbildningen på elenergi

Prisbildningen på elenergi och eltariffernas utformning har under senare tid varit föremål för livlig diskussion. Enligt Vattenfalls målsättning ska eltarifferna baseras på långsiktig marginalkostnad, samtidigt som de ger intäkter som täcker verksamhetens totalkostnad och medger nödvändig självfinansiering.

Den intensiva debatten om energiförsörjningen under senare år har även väckt intresse för prisbildningen på energi. Eftersom vi i Sverige ej kan påverka pris-sättningen på de importerade bränslena, har intresset väsentligen koncentrerats till elpriserna. Märkvärdigt nog har däremot prisbildningen på den med elförsörjningen i många avseenden likartade fjärrvärmeförsörjningen hittills ej diskuterats mera allmänt.

Elförsörjningens allmänna uppbyggnad

För att förstå prisbildningen på elenergi måste man ha klart för sig elförsörjningens ställning inom den totala energiförsörjningen samt dess speciella karaktäristik.

Låt mig först konstatera, att elenergin är en distributionsform för energi — vanligen benämnd sekundär energi — av samma karaktär som fjärrvärme. Den erhålles genom omvandling från de primära energikällorna — vattenkraft, uran, olja, kol, vind etc — i särskilt byggda kraftstationer. Alla förekommande energikällor kan utnyttjas för elproduktion, vilket är en av elförsörjningens väsentliga

fördelar. I de fall bränsle utnyttjas som energikälla, sker omvandlingen till elenergi vanligen via vattenånga och verkningsgraden blir relativt låg — ca 40 procent — i dessa stora kondenskraftverk. Väsentligt bättre verkningsgrad — ca 80 procent — uppnås i mottrycksverk, där bränslet utnyttjas för kombinerad elenergi- och värmeproduktion.

Elenergin kan till relativt låga kostnader överföras över hela landet och distribueras till de enskilda konsumenterna. Alla kraftstationer av någon betydelse anslutes till det landsomfattande stamledningsnätet och nya kraftstationer kan lokaliseras till den plats, som är fördelaktigast med hänsyn till miljösynpunkter och bränsleanskaffningen. Detta gäller dock ej mottrycksverk, som är bundna till de platser, där en betydande värmeförbrukning föreligger. Överförings- och distributionsförlusterna för elenergi är relativt små och uppgår i genomsnitt till 9 procent av produktionen. De överstiger normalt inte ens för de små detaljkonsumenterna 15 procent. För större elkonsumenter dominerar produktionskostnaderna över överförings- och distributionskostnader och endast för små detaljkonsumenter blir distributionskostnaderna dominerande.

Eftersom elenergin som sådan ej kan lagras, måste elproduktionen momentant anpassas till behovet. Därför har effektbegreppet fått stor betydelse för elförsörjningen. I ett elförsörjningssystem måste alltid finnas en produktionskapacitet i installerad effekt i kraftstationerna, som med viss marginal (reserveffekt) mot-

Civilingenjör SVEN LALANDER är driftdirektör på Vattenfall. Han är som expert knuten till den s k styrmedelsgruppen inom Energitransmissionskommissionen.

svarar det maximala totala behov, som systemets elkonsumenterna samtidigt kräver under någon tidpunkt av året.

Den helt dominerande delen av elproduktionen sker i stora kraftstationer (50 MW och större), som är anslutna till det hela landet omfattande samkörande ledningsnätet. Fortfarande dominerar produktionen av vattenkraftverken (ca 65 procent under normalårsförhållanden i 1977 års utbyggnadsstadium och minskning till knappt 55 procent under torrår). Kärnkraftverken beräknas täcka drygt 20 procent och de konventionella värmekraftverken resten (varav mottrycksverken tar huvuddelen eller ca 10 procent).

Största delen av vattenkraftverken ligger i de välreglerade norrländska älvarna, varigenom vattenkraftproduktionen i stort kan anpassas till elbelastningens variationer under såväl året som under veckan och dygnet (se *figur 1*). Härigenom kan elproduktionen i övriga kraftstationer — kärnkraft, mottryckskraft, ev vindkraft m m — utan stora kostnader anpassas efter sina speciella produktionsförutsättningar.

Det samkörande svenska ledningsnätet har starka samkörningsförbindelser med de nordiska grannländerna och ett omfattande elkraftutbyte äger rum inom Norden.

Elproduktionen ombesörjes av såväl statliga och kommunala som privata kraftföretag. Statens Vattenfallsverk (Vattenfall) svarar för 45 procent av den totala elproduktionen och de kommunala och enskilda företagen för 13 resp 42 procent. Eldistributionen och elförsäljningen till den stora mängden detaljkonsumenterna ombesörjes väsentligen av kommunala elverk och elverksbolag (svarar för ca 65 procent av antalet konsumenter), medan Vattenfall och större enskilda elkraftproducenter (råkraftföretagen) samt övriga enskilda distributionsföretag svarar för resterande eldistribution, som dock täcker största delen av landets yta.

Enligt särskilt riksdagsbeslut byggs och driver Vattenfall stamnätet för 400 och 220 kV. Övriga kraftföretag, som utnyttjar stamnätet, har långfristiga transiteringsavtal med transiteringsrätt, i prin-

cip baserade på självkostnaden för elöverföringen.

Kostnaden för elproduktionen sammanfattas av:

- energikostnad i öre per kWh, som kan variera med tidpunkten under året
- effektkostnad i kronor per kW och år, som bestäms av systemets produktionskapacitet och är direkt beroende av systemets maximala belastning.

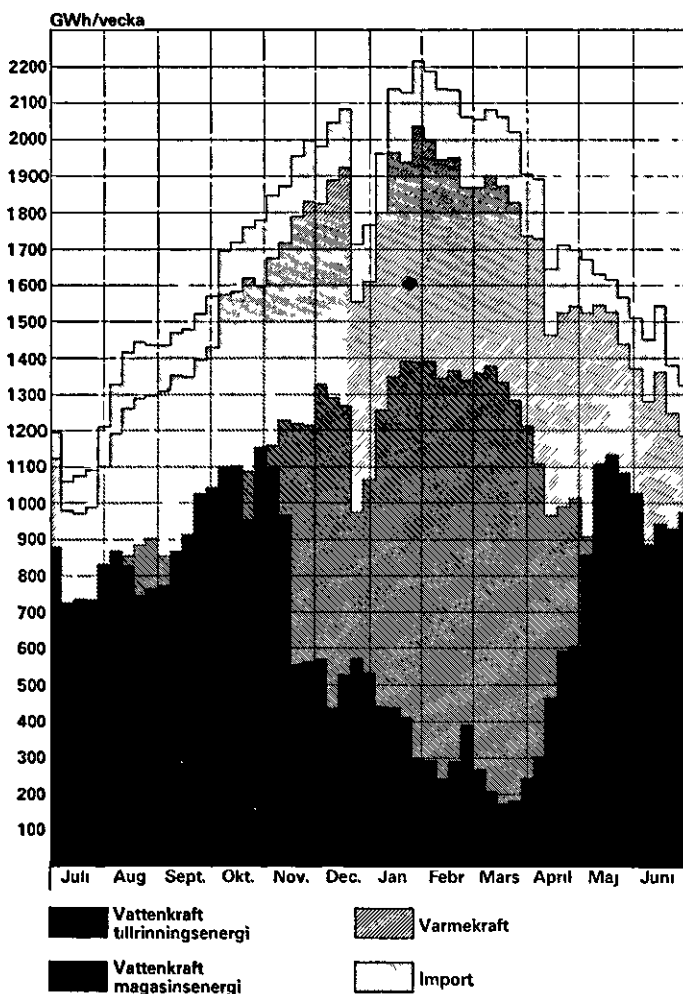
Produktionskostnaderna (inkl stamnätskostnaden) utgör den dominerande delen av elkostnaden vid leveranser till kraftföretagens stora konsumenter, storindustrin och de större elverken. För elleveranserna till de mindre elkonsumenterna erfordras därutöver ett omfattande distributionssystem, som ger upphov till betydande distributionskostnader. De större elkonsumenterna har egna distributionssystem för leverans till endera egna konsumenter (stora elverk) eller till egna användningsobjekt (industrikoncerner). Även mindre elkonsumenter såsom verkstadsindustrier, jordbruk och tom enskilda bostäder har interna distributionsnät för leverans till olika belastningsobjekt.

Principer för eltariffernas utformning

Elenergin levereras till det övervägande antalet elkonsumenter enligt i förväg fastställda avgiftsvillkor, som fixeras i offentliga sk eltariffer. Dessa tariffer anger avgiftsvillkoren för olika typer av leveranser. Av hävd skiljer man på högspänningstariffer för de större konsumenterna, som anslutes till högspänning, dvs normalt 600 V och högre leveransspänning, och lågspänningstariffer för den stora mängden små konsumenter, som anslutes till 380/220 V.

För högspänningskonsumenterna tecknas individuella leveranskontrakt, där förutom de olika avgiftselementen även övriga leveransvillkor fixeras. Det gäller t ex leveransspänning, leveranspunkt, abonnerad effekt, mätutrustning, regler för uttag av reaktiv effekt samt kontrak-

Figur 1. Elproduktionens variation under året. Enligt Centrala Driftledningens redogörelse för elkraftförsörjningen i Sverige driftåret 1975/76.



tets giltighetstid. I särskilda till kontraktet hörande allmänna bestämmelser för högspänningsleveranser regleras frågor av mera allmän art såsom markupplåtelse för ledningar, mättnings-, avbrottsersättnings- samt force majeure-bestämmelser. Kontraktstiden för flertalet högspänningsleveranser har tidigare normalt varit fem år. För vissa speciella leveranser har även längre kontraktstid förekommit.

Lågspänningsleveranserna har mera standardiserad utformning och följer som regel de för dessa utarbetade allmänna leveransbestämmelserna. Nya lågspänningstariffer kan införas med ca 14 dagars varsel.

Den allmänna målsättningen för eltariffernas utformning har varit att de bör främja en optimal resursanvändning inom samhället. Mot denna bakgrund bör

- eltariffernas huvuduppgift vara
- att ge elleverantörerna tillräckliga inkomster för sin verksamhet
 - att ge elkonsumenterna sådan prisinformation, att en rationell elproduktion och elanvändning erhålles inom landet.

För att uppnå denna målsättning har Vattenfall uppställt följande riktlinjer för eltariffernas utformning:

- a. Tarifferna skall såvitt möjligt baseras på långsiktig marginalkostnad. Samtidigt måste de emellertid ge intäkter, som täcker verksamhetens totalkostnad, och medge nödvändig självfinansiering.
- b. Tariffen skall vara så enkel som möjligt men samtidigt i stora drag kostnadsriktig.
- c. Tariffen bör vara stabil och så enhetlig som möjligt.
- d. Tariffen bör utformas så att produktions- och distributionsanläggningarna utnyttjas optimalt.

I första hand eftersträvas att anpassa elpriserna efter marginalkostnad. Härmed avses att ny elanvändning bör ge leverantören så stora inkomster, att de täcker samtliga för den ökade leveransen nödvändiga kostnader (såväl för produktion som för överföring och distribution). Härigenom animeras elkonsumenten att utnyttja elenergin på ett från samhälls-ekonomisk synpunkt optimalt sätt. Under förutsättning att samma princip tillämpas även för andra energiformer och inom andra samhällssektorer, kommer elenergin rent teoretiskt att få sin optimala andel av landets energiförbrukning samtidigt som samhällsresurserna kommer att fördelas optimalt mellan energisektorn och andra delar av samhälls-ekonomin.

Flertalet ekonomer synes med marginalkostnad avse den s k kortsiktiga marginalkostnaden. Inom energiförsörjningen kan endast detta marginalkostnadsbegrepp användas för importbränslen och får då vanligen motsvara det faktiska importpriset (eventuellt kan ett tillägg göras för att motsvara risken för importsvårigheter). Inom elförsörjningen utgöres den kortsiktiga marginalkostnaden

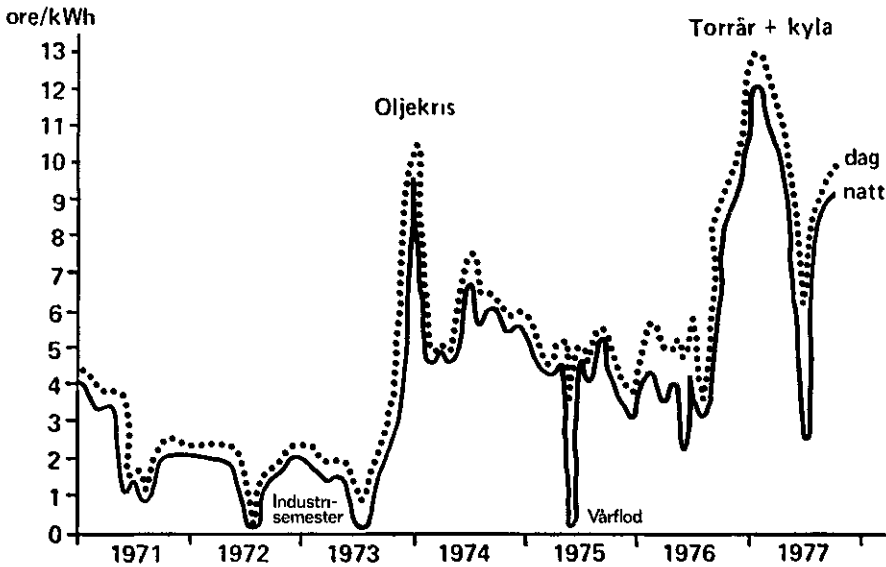
dels av risken för effektbrist, dels av den rörliga kostnaden för "den sist producerade kWh" i elförsörjningssystemet. Såsom framgår av figur 2 varierar den kortsiktiga marginalkostnaden för energi mycket kraftigt från tid till annan — under senare år från 3 à 4 öre/kWh då mottryckskraftens rörliga kostnader bestämt kostnadsnivån, till upp emot 15 öre/kWh, då gasturbinerna haft stort inflytande på prisnivån.

I ett optimalt dimensionerat elförsörjningssystem i jämvikt är den kortsiktiga marginalkostnaden lika stor som såväl den långsiktiga marginalkostnaden som systemets genomsnittliga medelkostnader. Den långsiktiga marginalkostnaden definieras därvid såsom de totala leveranskostnaderna — inkluderande kapital- och driftskostnader — för de anläggningar som erfordras för att täcka förbrukningsökningen under en viss tidsperiod, t ex en kontraktperiod på fem år. I verkligheten befinner sig systemet under långa perioder i viss obalans, t ex genom att produktionsutbyggnaderna ej hållit jämna steg med tillväxten hos systemets totala belastning. Därigenom kan den kortsiktiga och den långsiktiga marginalkostnaden komma att avvika från varandra. Medelkostnaden kan därutöver avvika från marginalkostnaden t ex genom att befintliga kraftstationer utbyggs i ett väsentligt lägre penningvärde än det aktuella.

Vattenfall har sedan mitten av 1950-talet i princip använt den långsiktiga marginalkostnaden såsom bas för bestämningen av prisnivå i tarifferna och benämnt denna kostnad systemets självkostnad. Av skilda anledningar har den på detta sätt beräknade kostnadsnivån kommit att tämligen väl överensstämma med systemets medelkostnad. De på basis av denna marginalkostnad fastställda tarifferna har därför i stort sett givit ett tillfredsställande resultat för den totala rörelsen, dvs givit en önskvärd avkastning på det i anläggningarna investerade och ej avskrivna kapitalet.

I samband med oljekrisen vintern 1973/74 steg bränslekostnaderna i de konventionella värmekraftverken mycket

Figur 2. Samkörningens marginalpriser 1971—1977.



kraftigt. Samtidigt har under senare år anläggningskostnaderna för alla typer av kraftanläggningar ökat starkt, väsentligen som en följd av den internationella inflationen. Detta har lett till en kraftig stegring av elförsörjningssystemets kostnader såväl marginellt som genomsnittligt. Atminstone hittills har de långsiktiga marginalkostnaderna stigit kraftigare än de kortsiktiga och även mera än systemets medelkostnader. Detta har lett till en viss justering av hittillsvarande praxis vid fastställande av prisnivån i 1978 års högspänningstariff (se avsnittet 'Prisnivån i 1978 års högspänningstariff').

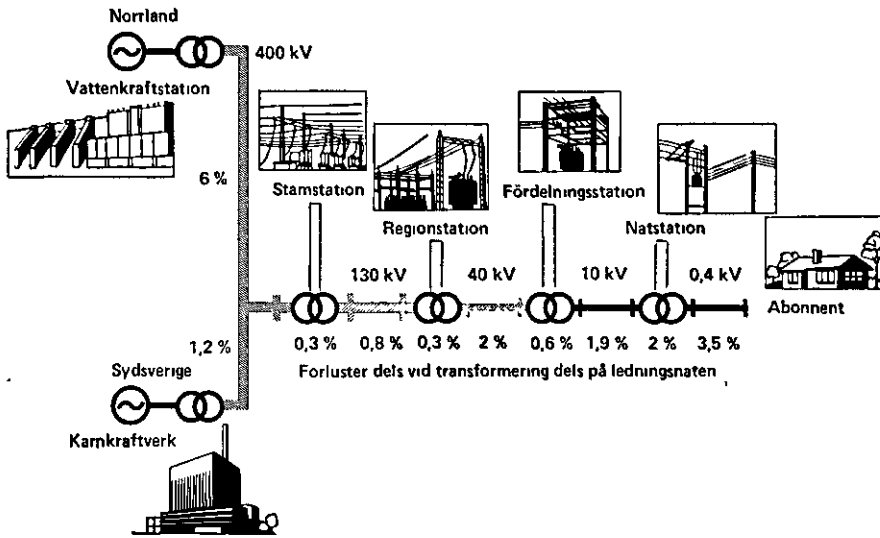
Självkostnadernas omformning till tariffer

Självkostnaderna på produktionsnivå erhålles vid användande av långsiktig marginalkostnad såsom förhållandet mellan de totalt beräknade årskostnaderna för de nya produktionsanläggningarna och den antagna elbelastningen, som skall försörjas från de nya anläggningarna. Uppdelningen i effekt- och energikostnader erhålles genom marginella kostnads-kalkyler för effekt resp energi, eftersom

man i ett optimalt produktionssystem vid given leveranssäkerhet får täckning för systemets totala kostnader. Den marginella effektkostnaden (uttryckt i kr per kW och år) motsvarar årskostnaden för erforderlig topp effekt med beaktande av erforderlig reserveffekt. Den marginella energikostnaden (uttryckt i öre per kWh) erhålles som den genomsnittliga energikostnaden över en längre årsserie med varierande vattenförhållande och tillgänglighet hos värme- och kärnkraftsanläggningar. Den kan variera över året såväl mellan vinter och sommar som mellan dag och natt.

Det svenska stamnätet utnyttjas för hopsamling av elproduktionen från de individuella kraftstationerna och överföring till landets olika delar. De marginella överföringskostnaderna baseras liksom produktionskostnaderna på de nytillkommande överföringsanläggningarna under aktuell tariffperiod. Eftersom stamnätet under överskådlig framtid kommer att överföra elenergi från Norrland till södra Sverige, belastar dessa överföringskostnader väsentligen konsumenterna i mellersta och södra Sverige och konstituerar därmed grunden för en lägre prisnivå i Norrland.

Figur 3. Genomsnittliga förluster på överförings- och distributionsnäten.



Den resulterande produktionskostnaden (inkl stamnätsöverföringen) uttrycks i en effekt- och en energikostnadsdel K kr/kW, år + e öre/kWh.

Effektkostnaden hänförs till den på systemet uppträdande maximala toppbelastningen, som erfarenhetsmässigt kan uppträda under vinterhalvårets dagtid (vardagar kl 7—21 under perioden oktober—mars). Energifkostnaden ligger genomsnittligt något lägre under sommarmånaderna än under vinterhalvåret. Skillnaden mellan energikostnaden under dag- och natt-tid är i Vattenfalls system relativt liten såsom bl a framgår av figur 2. Orsaken härtill är vattenkraftsstationernas goda regleringsmöjligheter, som normalt kan mer än väl utjämna belastningsvariationerna.

De marginella distributionskostnaderna kan normalt ej beräknas med utgångspunkt från de under tariffperioden tillkommande distributionsanläggningarna, eftersom dessa har kortare byggnadstid än beräkningsperioden. Istället beräknas utvecklingen av de genomsnittliga distributionskostnaderna för de olika distributionsleden vid stigande belastningsnivå och med vid kalkyltillfället aktuella nu-anläggningsvärden för de olika distribu-

tionsanläggningarna. Ur detta material kan den vid belastningsökning uppträdande långsiktiga marginella distributionskostnaden beräknas. Den har för de regionala distributionsnäten hittills visat sig uppgå till ca 50 procent av de genomsnittliga distributionskostnaderna, räknat vid samma penningvärde. För de lokala distributionsnäten erhålles lägre relativa marginella distributionskostnader.

Beräkningen av de genomsnittliga distributionskostnaderna göres på de verkliga distributionsnäten genom sk kartläggning av de faktiska belastningsförhållandena. En viktig del av dessa kostnader utgöres av överförings- och distributionsförlusterna, som beräknas med utgångspunkt från de registrerade belastningarna på de olika distributionsanläggningarna. Såsom figur 3 visar, är förlusterna små, speciellt för de regionala överföringsnäten.

I motsats till förhållandena på produktionssystemet är effektkostnaden dominerande på distributionssystemen. Viktigt är därför att beakta effektens sk sammanlagring i kraftsystemet. Denna sammanhänger med det förhållandet, att konsumenternas förbrukningskurvor va-

rieras starkt över året, varvid deras individuella maximibelastning inträffar vid olika tidpunkter. Maximibelastningen för ett distributionsnät, som matar ett större antal elkonsumenter, blir därför väsentligt lägre än summan av konsumenternas individuella maximibelastningar. Sammanlagringens inverkan är störst på de lokala distributionsnäten, men den ger sig till känna ända upp till stamnätet. Vid självkostnadsberäkningen användes de sammanlagringsfaktorer, som erfarenhetsmässigt visat sig uppträda på de olika distributionsnäten.

De beräknade självkostnaderna måste omformas till eltariffer, som trots de olika elkonsumenternas starkt varierande belastningsförhållanden uppfyller kravet på självkostnadsföljsamhet. Efter många års utredningar har Vattenfall funnit att en fullständig eltariff kan uttryckas med fyra tariffelement, vart och ett motsvarande delar av självkostnaden. Tariffelementen har benämnts:

- Fast avgift
- Abonnemangavgift
- Högbelastningsavgift
- Energiavgift.

Den fasta avgiften utgår i kronor per år och skall motsvara den av konsumentens elförbrukning oberoende delen och täcker bl a kostnaderna för uppmätning, avräkning och debitering.

Abonnemangavgiften skall täcka den del av effektkostnaden, som motsvarar den lokala effektberoende mätkostnaden. Abonnemangavgiften utgår i kronor per kW och år, där debiteringseffekten utgöres av medelvärdet av konsumentens två högsta månadsvärden av entimmes-effekten.

Högbelastningsavgiften skall i första hand täcka resterande del av effektkostnaden. Den motsvarar väsentligen konsumentens andel av produktionssystemets och de centrala delarna av distributions-systemets effektkostnader. Även högbelastningsavgiften utgår i kronor per kW och år, men debiteringseffekten är här medelvärdet av konsumentens fyra högsta månadsvärden för uttagen sextimmars-effekt (med sextimmars-effekt menas medeleffekten under en sextimmarsperiod).

Energiavgiften skall täcka leveransens energikostnader. Den kan i princip variera under årets och veckans delar.

Den något högre energikostnad, som beräkningsmässigt uppträder under vinterns högbelastningstid, uttages genom ett pålägg på högbelastningsavgiften. Debiteringseffekten för denna effektagift är väl korrelerad med energiförbrukningen just under vinterns högbelastningstid. Detta beror dels på högbelastningsavgiftens karaktär av energiavgift genom den utsträckta debiteringsperioden, dels på elkonsumentens starka tidsstyrning. Få konsumenter kan i realiteten undgå en höjning av högbelastningsavgiften om de ökar elkonsumention under vinterns högbelastningstid.

I Vattenfalls elförsörjningssystem uppträder tills vidare en signifikant skillnad i produktionssystemets energikostnad under vinter- och sommartid, varför energiavgiften satts lägre under sommarmånaderna än under övrig tid.

Den fullständiga tariffen konstrueras genom att de beräknade självkostnaderna fördelas på de fyra angivna tariffelementen. Såsom framgår av *tabell 1*, vilken visar Vattenfalls tariffsystem för år 1978, har antalet leveransnivåer inskränkts till fyra, motsvarande leverans från ledningssystemen för 130 (eller 70), 40 (eller 20), 10 (eller 6) resp 0,4 kV (den sistnämnda leveransnivån återfinns i lågspänningstariffen).

Tariffen har i princip beräknats för ett visst bestämt kostnadsläge. Eftersom den vanligen skall gälla under flera år enligt mellan leverantören och konsumenten upprättade kraftkontrakt, måste den kompletteras med särskilda prisregleringsklausuler. I Vattenfalls tariffsystem utgöres dessa av dels en indexklausul, dels en energiprisklausul.

Det ovan beskrivna fullständiga tariffsystemet (se *tabell 1*) utnyttjas huvudsakligen för högspänningsleveranser. För de många små detaljkonsumenterna, som anslutes till lågspänningnäten, måste — med hänsyn såväl till mätningkostnaden som kravet på enkelhet — tariffen väsentligt förenklas. Detta möjliggöres genom att högbelastningsavgiften omfor-

Tabell 1. Vattenfalls högspänningstariff fr o m 1978-01-01 i mellansvenska förvaltningar.

| Tariffblock | | 1 | 2 | 3 |
|---|-----------------|--------------|-------------|--------------|
| Leveransspänning | kV | 130—70 | 40—20 | 10—6 |
| Tariff | | N 1 | N 2 | N 3 |
| Fast avgift | kr/år | 200 | 35 | 1,6 |
| Abonnemangsavgift | kr/kW (1 h), år | 15 | 20 | 30 |
| Högbelastningsavgift | kr/kW (6 h), år | 140 | 185 | 240 |
| Energiavgift, maj—aug | öre/kWh | 5,8 | 6,1 | 6,4 |
| Energiavgift, övrig tid | öre/kWh | 6,7 | 7,0 | 7,3 |
| Indextillägg på samtliga ovanstående avgifter | % | | 0,2 (K—415) | |
| Energi pristillägg | öre/kWh | 0,50 (C—3,5) | | 0,53 (C—3,5) |

K = konsumentprisindex

C = officiellt oljepris mätt i öre/kWh

(C = 3,5 öre/kWh motsvarar oljepriset 400 kr/ton tung eldningsolja)

mas till en energiavgift, som adderas till den normala energiavgiften. Abonnemangsavgiften uttages genom en med konsumenternas huvudsäkning varierande avgift. Härigenom förenklas tariffen för det stora antalet små detaljkonsumenter till att bestå av enbart en fast avgift och en energiavgift.

Prisnivån i 1978 års högspänningstariff

Fastställandet av prisnivån i 1978 års tariffer blev komplicerad av flera olika orsaker. För närvarande råder stor säkerhet om de fortsatta utbyggnaderna av det svenska elförsörjningssystemet. Osäkerheten går så långt, att riksdagen genom den s k villkorlagen satt ifråga idrifttagningen av de kärnkraftverk, som för närvarande är under utbyggnad. Det är därför för kraftföretagen just nu mycket svårt att bestämma den långsiktiga marginalkostnaden för någon längre tid framåt. Vattenfall beslöt därför att förkorta den normala kontraktstiden från fem till två år och 1978 års tariffer gäller endast under perioden 1978—1979.

De långsiktiga marginalkostnaderna för perioden 1978—1979 har baserats på kostnaden för de nya produktionsan-

läggningar, som planerats tagas i drift under dessa år (skulle idrifttagningen ej accepteras på grund av villkorlagen, har kraftföretagen utlovats kompensation för i projekten nedlagda kostnader). De långsiktiga marginalkostnaderna uppgår i 1978 års antagna prisnivå (oljepris ca 450 kr/ton tjock eldningsolja) till ca 11,5 öre/kWh på stamnätsnivå vid systemets genomsnittliga utnyttjningstid, ca 5 500 timmar.

De genomsnittliga kostnaderna för Vattenfalls elförsörjningssystem i 1978 års stadium har beräknats motsvara en specifik kostnad på ca 10 öre/kWh på stamnätsnivå. Det innebär att tariffer baserade på denna kostnadsnivå ger inkomster tillräckliga för att täcka samtliga kapitalkostnader, inkl avskrivning på anläggningarnas nuanläggningsvärde och av statsmakterna fastställd förräntning med 8,5 procent på det investerade statskapitalet. Denna prisnivå fyller därför det av statsmakterna uppställda avkastningskravet på Vattenfalls elförsörjningssystem.

De kortsiktiga marginalkostnaderna på stamnätsnivå bestäms väsentligen av tre faktorer:

1) Balansen mellan å ena sidan syste-

mets produktionskapacitet i energi samt dess sammansättning, å andra sidan den totala förbrukningen (=belastningen). För närvarande (1977) täcker vattenkraft, kärnkraft och mottryckskraft med deras relativt låga rörliga energikostnader ca 95 procent av belastningen under normalår, medan nettoimport och kondenskraft täcker resterande 5 procent. Förhållandena under 1978—1979 är svårbedömda med hänsyn dels till belastningsutvecklingen, dels till den osäkra idrifttagningen av kärnkraftsaggregaten. Om belastningen återhämtas från nuvarande av extrem industriell lågkonjunktur beroende förbrukningsnivå är det sannolikt att kondenskraftverken kommer att utgöra det för energins marginalkostnader bestämmande produktions-skiktet under en stor del av året. Skulle lågkonjunkturen bli bestående, är det däremot sannolikt att den marginella energiproduktionen kommer att till stor del utgöras av mottryckskraft med dess väsentligt lägre rörliga energikostnader.

2) Kostnaden för tung svavelfri importolja som utnyttjas som bränsle i de stora värmekraftverken. Prisnivån för denna olja uppskattas för åren 1978—1979 komma att uppgå till ca 450 kr/ton. Det bör påpekas, att den marginella energikostnaden ej är proportionell mot oljepriset, eftersom den även beror av det marginella produktionskiftet enligt föregående punkt.

3) Marginell effektkostnad, som bestämmas av sannolikheten för att effektbrist skall uppträda på systemet. Då av skilda anledningar ett betydande överskott på effekt föreligger för det svenska elproduktionssystemet under de närmaste åren, är denna kostnad försumbar på produktionsnivå.

Den kortsiktiga marginalkostnaden för perioden 1978—1979 med ovanstående förutsättningar kommer att uppgå till högst ca 10 öre/kWh och praktiskt taget helt utgöras av energikostnad. Det bör emellertid betonas, att det ej behövs stora ändringar av förutsättningarna för att den skall bli så låg som 5 à 6 öre/kWh.

Mot ovanstående bakgrund och med speciellt beaktande av den svenska indu-

strins dåliga räntabilitetsläge för närvarande har Vattenfall ansett det rimligt att kortsiktigt frångå principen att basera tarifferna på de långsiktiga marginalkostnaderna och i stället utgå från företagets genomsnittliga kostnadsnivå. 1978 års tariff utgår därför från en stamnätskostnad vid genomsnittlig utnyttningstid på 10 öre/kWh i 1978 års prisnivå. Såsom framgår av ovan motsvarar denna kostnadsnivå ungefär den aktuella kortsiktiga marginalkostnaden och kan därför försvaras även från rent nationalekonomisk synpunkt.

Ett ytterligare argument för att för närvarande frångå de långsiktiga marginalkostnaderna har varit den elskatt, som uttages direkt av elkonsumenterna och som uppgår till 2 öre/kWh för industrin och 3 öre/kWh för detaljkonsumenterna. Genom detta avgiftstillägg kommer elkonsumenterna att känna en total avgiftnivå, som klart överskrider elförsörjningens långsiktiga marginalkostnad.

Trots att den kortsiktiga marginalkostnaden 1978—1979 ej innehåller någon nämnvärd effektkostnad på produktionsnivå, har högbelastningstariffen i 1978 års tariff bibehållits på tidigare tariffnivå. Detta har ansetts önskvärt bl a för att garantera att efterfrågan på effekt ej långsiktigt kommer att utvecklas på ett från nationalekonomisk synpunkt felaktigt sätt (motsvarar kravet på stabila tariff). Samtidigt medför emellertid högbelastningsavgiftens karaktär av såväl effekt- som energiavgift, att den faktiska energikostnaden under högbelastningstid för flertalet konsumenter kommer att med säkerhet överstiga leverantörens marginalkostnad. Under övrig tid av året kan dock tariffens energikostnad bli för låg. Den överstiger dock mottryckskraftens energikostnader och ger därför ej incitament till felaktig körning av konsumenternas produktionsaläggningar.

Det bör påpekas, att högbelastningsavgiftens karaktär av såväl effekt- som energiavgift på konsumentens sida motsvaras av konsumtionens starka tidsstyrning. Häri ligger den stora fördelen med den i och för sig relativt svårbegripliga konstruktionen av högbelastningsavgiften.

Ändring av energibeskattningen önskvärd

Medan oljeprisernas betydelse för näringslivet har kartlagts i detalj har litet intresse hittills visats för elpriserna. Ett typiskt exempel härpå är den speciella elskatten, som utan närmare utredningar höjts till en betydande nivå (2 öre/kWh för industrin och 3 öre/kWh för detaljkonsumenterna). Elenergin har härigenom kommit att kraftigt diskrimineras jämfört med andra energiformer, speciellt fjärrvärme och eldningsolja. De argument som framförts härför är synnerligen magra och synes inskränka sig till att elenergin varit billig och enkel att beskatta.

Följderna av den höga elskatten och de under senare år kraftigt stegrade elpriserna har märkts främst inom den tunga industrin. Trots regeringens principiella motvilja mot att bevilja undantag från elskatten, har så skett även i år i betydande omfattning. Så länge nuvarande energiskatt bibehålles, torde fortsatta individuella undantag bli nödvändiga om ej ytterligare betydande industrigrenar skall råka i stora ekonomiska svårigheter.

I flertalet europeiska länder har energiskatten inordnats i mervärdesskattesystemet. Härigenom erhålles en mellan olika energiformer neutral beskattning, samtidigt som inhemsk industri får konkurrera på lika villkor från energiförsörjningssynpunkt med industrin i andra länder såväl vid export som vid konkurrens på den inhemska marknaden med importvaror. Det vore önskvärdt att nuvarande energiskatt även i Sverige ändrades, så att energin inkluderades i moms-systemet.

Om så anses önskvärdt, kan energins inordnande i momssystemet givetvis kombineras med speciell beskattning av råenergin i produktionsledet. En sådan energibeskattningsform kan motiveras av de samhällskostnader, som vissa energikällor förorsakar, t ex genom luftförorening vid oljeförbränning eller genom strålningsrisker vid kärnkraftproduktion. Denna produktionsbeskattning uttages lämpligen av energiproducenterna och energiimportörerna och inkluderas i kraftföretagens självkostnader och därmed i energitarifferna.