

Interne notater

STATISTISK SENTRALBYRÅ

89/16

26. april 1989

PRISSETTING I ELEKTRISITETSMARKEDET
(PEAK LOAD PRICING)

AV

INGER ØSTENSEN

I N N H O L D

	Side
1. Innledning	2
2. Peak load pricing	3
2.1 Peak load pricing	3
2.2 Samfunnsøkonomisk optimal ressursallokering og peak load pricing	6
3. Elektrisitetsmarkedet	8
3.1. Tilbudssiden	8
3.2 Etterspørselssiden	12
4. Peak load pricing på elektrisitetsmarkedet. Tidstariff ...	14
4.1 Ideell optimal tariff	14
4.2 Praktisk tilnærming til optimal tariff	16
5. Det franske elektrisitetsmarkedet	20
5.1 Kjennetegn ved det franske elektrisitetsmarkedet	20
5.2 Prinsipper for prising av elektrisitet i Frankrike ..	25
5.3 Den franske tariffstrukturen	29
5.4 Oppsummering	39
6. Kort om tidsvariable tariffer i noen andre land	40
6.1 Sverige	40
6.2 Finland	40
6.3 Quebec, Canada	40
7. Det norske elektrisitetsmarkedet	42
7.1 Kjennetegn ved det norske elektrisitetsmarkedet	42
7.1.1 Vannkraft.....	42
7.1.2 Gasskraft.....	43
7.2 Prinsipper for prising av elektrisitet i Norge	44
7.3 "Prosjekt ny tariffstruktur"	46
7.4 Tidsvariabel tariff i Norge	48
8. Oppsummering	51
9. Litteratur	52

1. INNLEDNING

Etterspørselen etter elektrisk kraft varierer avhengig av bl.a. temperatur og tid på døgnet. På tilbudssiden er kapasiteten gitt på kort sikt. Peak-load pricing kriteriet sier at prisen på elektrisitet skal være forskjellig avhengig av etterspørselsvariasjonene og den gitte produksjonskapasiteten. Et differensiert pris-system vil føre til en effektivitetsgevinst fordi prisene vil gi konsumentene signaler om de kostnader deres etterspørsel påfører produksjonssystemet.

Først defineres hva som menes med peak-load pricing og hvordan denne prissettingen påvirker ressursallokeringen (kapittel 2). I kapittel 3 beskrives generelt elektrisitetsmarkedet. På tilbudssiden legges særlig vekt på et vannkraftbasert produksjonssystem. Kapittel 4 handler om hvordan peak-load pricing i praksis kan anvendes på elektrisitetsmarkedet. Konklusjonen er at en kan anvende tidsvariable tariffer.

Frankrike har et tariffsystem med svært differensierte priser. Electricite de France's prissettingskriterier og tariffutforming brukes som et eksempel på hvordan peak-load pricing kan anvendes i praksis. Det franske elektrisitetsmarkedet beskrives i kapittel 5.

I kapittel 6 refereres kort eksempler på andre land som har innført tidsvariable tariffer, og en canadisk undersøkelse av tids-differensierte priser ved Hydro Quebec. Hydro Quebec er et vannkraft-basert produksjonssystem.

Det norske elektrisitetsmarkedet omtales i kapittel 7. Den norske prissettingen innebærer store geografiske og næringsmessige forskjeller i prisene på elektrisk kraft. Over døgnet og året er det derimot ingen variasjon i prisene. Til slutt vurderes muligheten for å innføre tidsvariable tariffer i Norge.

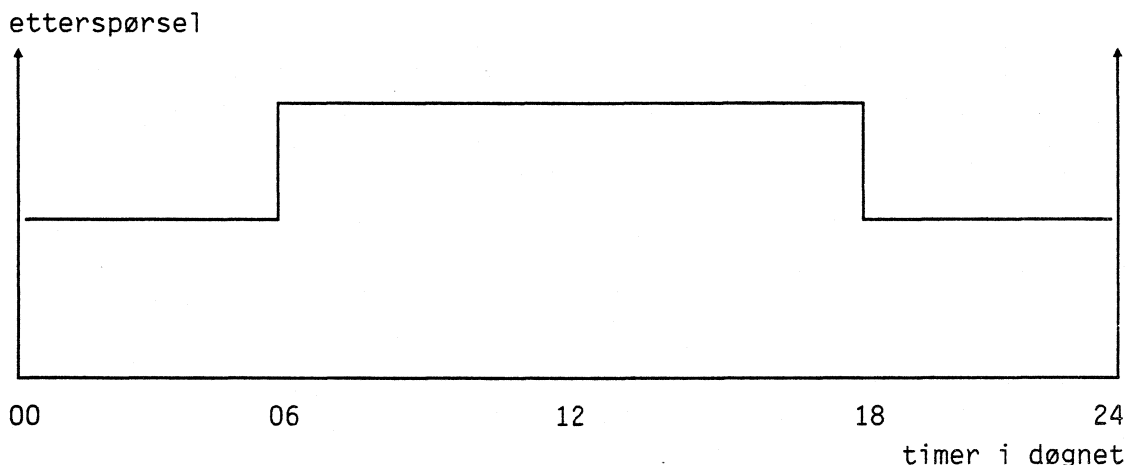
Dette internnotatet ble godkjent som hovedoppgave i Sosialøkonomi høsten 1988.

2. PEAK LOAD PRICING

2.1 Peak load pricing

Peak load pricing (prising etter toppbelastning), kan anvendes på et marked hvor etterspørselen varierer systematisk i en gitt periode, f.eks. et år. Variasjonen kan være kontinuerlig eller diskret. Perioden er for kort til at kapasitetsnivået kan endres for å tilpasses etterspørselens topper og bunner. Kapasitetsutnyttelsen varierer derfor innenfor perioden. Peak load pricing innebærer generelt sett to hovedproblemer; 1) bestemme optimalt antall prisperioder, og 2) bestemme kapasitetsnivå og en ens pris innenfor hver prisperiode. Problem 1) kan løses hvis man forenklet antar at etterspørselen kan deles i to 12 timers perioder (eller flere kortere perioder) for hvert døgn, etterspørselen innenfor hver periode er konstant, og den gjentas med 12 timers (eller færre) intervaller. Se figur 1.

Figur 2.1 Etterspørsel i to perioder, hver periode er 12 timer.



Problemet er nå å bestemme optimal pris innen hver periode. Vi antar at produksjonskapasiteten er konstant, og at grensekostnadene er konstante i hver periode. Grensekostnaden er kostnaden ved å produsere en ekstra enhet i en periode.

Symboler:

x_1 = etterspurt kvantum i periode 1.

x_2 = etterspurt kvantum i periode 2.

K = kapital.

r = markedrenten.

P = pris pr enhet kapital.

δ = kapitalslit pr enhet kapital pr år.

x_* = det en enhet kapital produserer i løpet av en periode.

x_{**} = det en enhet variabel innsatsfaktor produserer i løpet av en periode

L = variabel innsatsfaktor
 w = kostnad pr enhet variabel innsatsfaktor
 x^0 = kapasitetsnivået, likt i begge perioder
 p_1 = pris på produktet i periode 1
 p_2 = pris på produktet i periode 2

Årlig rentekostnad pr enhet kapital er nå rP . Årlig totale kostnader pr enhet kapital er $rP + \delta$.

Anta at kapitalslitet pr enhet kapital δ , er uavhengig av kapasitetsutnyttelsen. Kapitalslitet kan da uttrykkes pr. 12 timers periode ved (8760 timer pr år) $\delta' = \delta \cdot 12/8760$

Anta videre at r' er 12 timers rentekostnad (avkastningskrav) ved en enhet kapital. Kostnaden pr periode ved en ekstra enhet kapital uttrykkes ved kapitalslit og avkastningskrav pr. enhet kapital i 12 timers perioden:

$$(2.1) \quad n' = \delta' + r'P$$

Kostnaden per produsert enhet ved å øke kapasiteten i en periode fås ved å dividere kostnaden ved å anskaffe en ekstra enhet kapasitet på den ekstra produktmengde denne enheten produserer i løpet av 12 timers perioden:

$$(2.2) \quad \beta' = n'/x_*$$

Den variable innsatsfaktoren L koster w pr enhet. w' er kostnaden ved den mengde L som skal til for å produsere en enhet til i perioden, altså grensekostnaden av den variable innsatsfaktoren. w' forutsettes lik i alle perioder og uavhengig av produsert kvantum, dvs. grensekostnad er lik gjennomsnittskostnad.

$$(2.3) \quad w' = wL/x_{**}$$

Kostnadsfunksjonene for periode 1 og 2 kan dermed uttrykkes.

$$(2.4) \quad C_1 = w'x_1 + \beta'x^0 \quad \text{for } 0 \leq x_1 \leq x^0$$

$$(2.5) \quad C_2 = w'x_2 + \beta'x^0 \quad \text{for } 0 \leq x_2 \leq x^0$$

x^0 er innstallert kapasitet som er den samme i begge perioder. Kapitalkostnadene er like i de to periodene fordi kapasiteten er gitt.

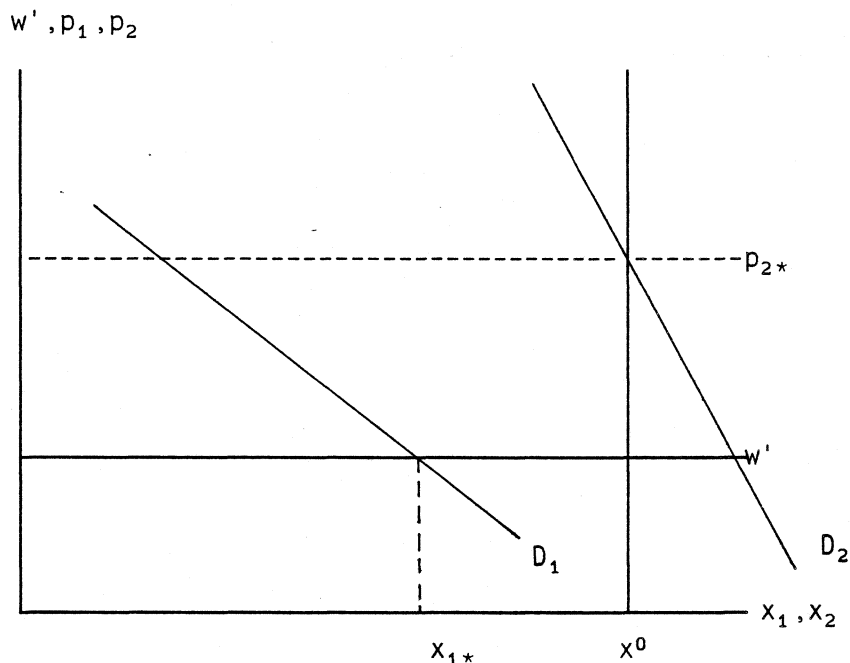
Total daglig kostnad er summen av C_1 og C_2 :

$$(2.6) \quad C = C_1 + C_2 = w'(x_1 + x_2) + 2\beta'x^0$$

Produsenten står i inneværende år (år 0) overfor to etter-

spørskurver D_1 og D_2 , som er avledet av det forenklete etterspørsmønsteret i figur 1, se figur 2.

Figur 2.2 Marked med to etterspørselsperioder.



I periode 1 vil prisen bli lik grensekostnaden av den variable innsatsfaktoren som er lik den variable kostnaden pr. enhet, w' . Dette gjelder fordi etterspørselen ligger under kapasitetsgrensen.

$$(2.7) \quad p_1 = w'$$

gir et produsert kvantum på x_{1*} .

$$(2.8) \quad p_2 = p_{2*}$$

Pris i periode 2 blir p_{2*} . Til denne prisen vil etterspørselen ikke overstige kapasitetsnivået. Prisen i periode 2 blir brukt til å rasjonere konsumentene på markedet.

Produsenten står nå overfor problemet å planlegge priser for neste år (år 1) gjennom sine forventninger til periodenes etterspørsel og gitt at han kan anta kapasiteten som variabel. Disse planlagte prisene og produsert kvantum for år 1, vil bestemme de investeringer som vil bli gjennomført i inneværende år.

For å bestemme optimalt nivå på kapasiteten, er det nødvendig å definere konsumentenes betalingsvillighet for kapasitet. Vanligvis tolkes prisen på en vare som konsumentens betalingsvillighet for varen. Ved å trekke de variable enhetskostnadene fra produktprisene, får man et uttrykk for konsumentenes marginale betalingsvillighet for kapasitet.

Konsumentenes marginale betalingsvillighet for kapasitet til produksjon i periode 1 er gitt ved $p_1 - w'$. Konsumentenes marginale betalingsvillighet for kapasitet til produksjon i periode 2 er gitt ved $p_2 - w'$. Siden kapasiteten er lik i begge perioder, vil kapasiteten utvides med en enhet hvis summen av disse betalingsvillighetene er større en den marginale kapasitetskostnaden. Optimal kapasitet defineres som det nivået hvor summen av de marginale betalingsvillighetene er lik den marginale kapasitetskostnaden;

$$(2.9) \quad (p_1 - w') + (p_2 - w') = 2\beta'$$

Hvis man antar at etterspørselen i periode 1 også til neste år vil ligge under kapasitetsnivået, vil den marginale kostnaden ved dette konsumet fremdeles være w' , se (2.7). Settes (2.7) inn i betingelsen for optimal kapasitet (2.9), gis pris i periode 2;

$$(2.10) \quad p_2 = w' + 2\beta'$$

En økning i konsumet i periode 2 kan bare møtes ved en utvidelse av kapasitetsnivået. Prisen i denne perioden skal reflektere både den variable marginalkostnaden og to ganger kapasitetens marginalkostnad i en periode. Denne ($2\beta'$) uttrykker total kapasitetskostnad som summen av kapasitetskostnadene for de to periodene døgnet er delt opp i. Det er altså de brukerne som etterspør ekstra kapasitet som skal betale kostnadene ved en kapasitetsutvidelse. Ved optimalt kapasitetsnivå vil pris i periode 2 også i år 0 (hvor kapasiteten ikke er variabel) være lik denne kostnaden;

$$(2.11) \quad p_{2*} = w' + 2\beta'$$

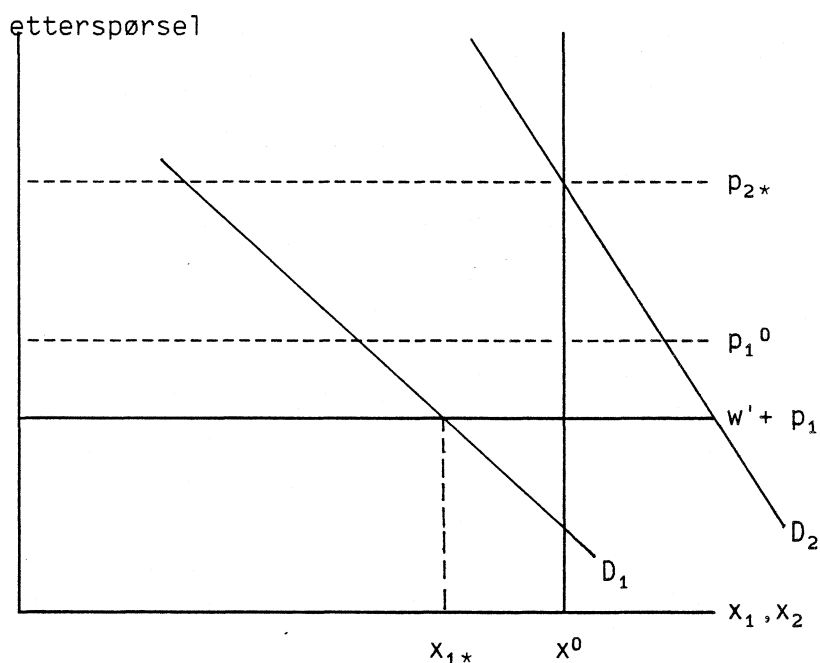
2.2 Samfunnsøkonomisk optimal ressursallokering og peak load pricing

En samfunnsøkonomisk optimal fordeling av de økonomiske ressursene vil si en fordeling som er slik at en omfordeling av ressursene ikke vil føre til at den totale inntekten økes, alle andre forhold konstante. I en økonomi som oppfyller kravene til en fullkommen frikonkurranse, vil samfunnsøkonomisk optimal allokering automatisk oppnås ved hjelp av markedsprisene. Prisene er informasjonsbærere mellom konsumenter og produsenter på markedet. Prisen på en vare uttrykker konsumentens marginale betalingsvillighet for varen. Ved anvendelse av pris lik grensekostnad i produksjonen er prisen et uttrykk for produktets alternativverdi, dvs hvor mye en ekstra enhet av varen krever av oppofrelse av andre varer. Ved grensekostnadsprising vil prisen måle alternativverdien både hos konsumentene og produsentene.

I et marked med varierende etterspørsel som beskrevet i kapittel 1, er betalingsvilligheten for en og samme vare forskjellig

til ulik tid på døgnet. Den marginale betalingsvilligheten i de to periodene, er uttrykt ved etterspørselskurvene D_1 og D_2 , se figur 3.

Figur 2.3 Marked med to etterspørselsperioder. Virkning av ens pris.



Pris i periode 1 er lik grensekostnaden i perioden, w' . Dette er den samfunnsøkonomisk riktige prisen fordi marginal betalingsvillighet er lik marginalkostnad. Hvis prisen hadde vært høyere, f.eks. p_1^0 ville vi fått en løsning hvor konsumentenes marginale betalingsvillighet for produktet ville være større enn produktets marginalkostnad. Det vil si at konsumentene verdsetter en ekstra enhet høyere enn hva det målt i andre varer koster å produsere den.

Gitt optimal kapasitet, uttrykker p_{2*} grensekostnaden ved produksjon i periode 2. Hvis kapasitetsnivået ikke oppfyller betingelsen i (2.9) dvs at investeringene enten har vært for høye eller lave, er p_{2*} ikke et uttrykk for grensekostnaden ved produksjon i periode 2. Prisen blir her brukt for å rasjonere konsumentene på markedet. Ikke-optimal kapasitet er et utslag av brist på en av forutsetningene for en perfekt frikonkurransøkonomi. Det kan f.eks være et resultat av ufulkommen informasjon om etterspørselen.

Ser en bort fra slike imperfeksjoner, vil peak load pricing føre til samfunnsøkonomisk optimal ressursallokering på et marked med varierende etterspørsel fordi det tas hensyn til at marginal betalingsvillighet for en og samme vare varierer innenfor gitte perioder.

3. ELEKTRISITETSMARKEDET

3.1 Tilbudsside

I Norge er bortimot all elektrisitet produsert ved vannkraft. I resten av verden er varmekraft dominerende. Mange land har en blanding av vannkraft og varmekraft. Jeg vil i dette avsnittet beskrive kostnadsstrukturen i et kraftsystem basert på vannkraft, og et system basert på varmekraft. Følgende forutsetninger er gjort for å forenkle analysen:

Vannkraft

- Stasjonært produksjonssystem, analysen gjelder for et år.
- Systemet inneholder kun ett vannkraftverk med ett vannreservoar.
- Deterministisk analyse, ser bort fra usikkerhet.
- Året deles inn i en våt og en tørr sesong; våt sesong defineres som en periode hvor energitilgangen i form av vanntilstrømming er større enn energietterspørselen. Tørr sesong defineres som en periode hvor energietterspørselen er større enn vanntilstrømmingen.

Muligheten for lagring av vann gir en mer komplisert kostnadsstruktur i et vannkraftsystem enn i et rent varmekraftsystem, fordi det innebærer valg mellom å bruke vannet nå eller i en senere periode. Dette skaper avhengighet mellom kostnadene i forskjellige perioder.

- V : total tilgjengelig effektkapasitet (kW) i vannkraftsystemet.
 \underline{S} : maksimal lagringskapasitet (kWh)
 C : årlig kapitalkostnad pr kW av tilgjengelig kapasitet
 R : årlig kapitalkostnad pr kWh av tilgjengelig lagringskapasitet
 U_A : produksjon av kW i periode A
 Θ_A : varighet av toppetterspørsel(peak) i periode A
 W : årlig tilstrømming av vann
 w_A : andel av W i periode A
 q : minimum av lagret vann i reservoaret
 Q_A : etterspurt kraft i periode A
 A : $A = 1 \dots n$. Hver periode A har lik toppspenning.
 S_A : lagret vannmengde ved slutten av periode A.

De totale kostnadene for kraftproduksjon blir:

$$(3.1) \quad CV + \underline{RS}$$

(3.1) skal minimeres gitt et sett av beskrankninger som gir uttrykk for begrensningene i den disponible tilgangen på ressurser;

$$(3.2) \quad U_A \leq V$$

gir at kW produksjonen fra vannkraftverket i periode A kan ikke overstige kapasitetsnivået. Dualvariabelen K_A uttrykker kalkulasjonsprisen på effektkapasiteten V (se nedenfor).

$$(3.3) \quad S_A + U_A \Theta_A \leq w_A W + S_{A-1}$$

Den vannmengde som blir brukt i en periode og den mengde som er lagret på slutten av perioden kan ikke være større enn vanntilstrømmingen i perioden og den mengden som er lagret i begynnelsen av perioden. Dualvariabelen E_A er kalkulasjonsprisen på vann som får sin verdi på grunn av muligheten for lagring. Denne er lik kostnaden ved bruk av vann i en periode A, som måles i forhold til det tapet en får i neste periode fordi "vannet er brukt opp".

$$(3.4) \quad S_A \leq \underline{S}$$

Lagret vannmengde kan ikke overstige lagringskapasiteten. Dualvariabelen H_A uttrykker kalkulasjonsprisen på lagringskapasiteten; hvor mye de totale kostnadene øker ved en marginal økning i magasinkapasiteten.

$$(3.5) \quad q \leq S_A$$

Vannreservoaret må inneholde en minimumsbeholdning av vann. Dualvariabelen L_A uttrykker hvor mye de totale kostnadene øker hvis minimumskravet til vannreservoaret øker marginalt.

$$(3.6) \quad Q_A \leq U_A$$

Produksjonen av kraft i en periode må møte etterspørselen i perioden. Dualvariabelen M_A uttrykker grensekostaden ved kraftproduksjon, den gir økningen i kostnadene ved en marginal økning i produksjonen, (her en kW)

Med utgangspunkt i modellen (3.1) - (3.6) skal det tilordnes et sett kalkulasjonspriser på de kapasitetsbegrensede ressursene. Fra lineær programmeringsteori kan en finne et slikt kalkulasjonsprissystem ved å løse det såkalte duale problem som svarer til det gitte problem (3.1) - (3.6). Det duale problem fås ved å innføre en ny variabel for hver av de begrensede ressurser som inngår i (3.2) - (3.6). Løsning av det duale problemet gir et sett av verdier på dualvariablene som har de egenskaper at de kan tolkes som de kalkulasjonspriser på de begrensede ressursene som minimerer de totale kostnadene i (1). Kalkulasjonsprisene uttrykker den økningen en får i de totale kostnadene ved en marginal økning av ressursbruken.

Minimering av (3.1) gitt beskrankningene (3.2)-(3.6), gir følgende optimalitetsbetingelser;

$$(3.7) \quad C - \Sigma K_A = 0$$

$$(3.8) \quad E_A - E_{A+1} + H_A - L_A = 0$$

$$(3.9) \quad R - \Sigma H_A = 0$$

$$(3.10) \quad K_A + \Theta_A E_A - M_A = 0$$

(3.7)-(3.10) er skrevet som likheter fordi V , S_A , \underline{S} , og U_A , dvs. effektkapasitet, vannlager, lagerkapasitet og produksjon i alle perioder A , er forutsatt positive størrelser. M_A gir som nevnt uttrykk for grensekostnaden pr kW og M_A/Θ_A uttrykker grensekostnaden pr kWh. Hvis man forutsetter at beskrankning (3.2) ikke er effektiv, dvs at kW uttaket aldri nærmer seg kapasitetsnivået, er kapasitetskostnaden ved effektproduksjon lik 0 i periode A , dvs. $K_A = 0$. Fra (3.10) får en dermed $M_A = \Theta_A E_A$ og $M_A/\Theta_A = E_A$; grensekostnaden ved kraftproduksjon er lik kalkulasjonsprisen på vann. Fra (3.8) ser en at vannverdien E_A er konstant fra periode til periode, bortsett fra når skranke (3.4) og (3.5) gjør seg gjeldende. Grensekostnaden på kraftproduksjon i periode A vil gå opp med H_A som er kalkulasjonsprisen på lagringskapasitet, når skranke (3.4) gjelder, dvs når vannbeholdningen nærmer seg øvre nivå for vannlagringskapasitet. Når (3.5) gjelder, dvs når vannlageret er så lite at det nærmer seg nivået for minimumsbeholdningen av lagret vann, går grensekostnaden opp med L_A i periode $A+1$, dvs. neste periode. L_A er kostnaden ved å holde en viss minimumsbeholdning av vann. Grensekostnaden for produksjon av energi kan altså anta to verdier; den høyeste varer fra den siste perioden hvor reservoaret er fullt til det blir tomt, dvs den tørre sesongen. Den laveste verdien gjelder resten av tiden. I denne perioden er produksjonen av energi mindre enn tilgangen i form av vanntilstrømming, slik at (3.3) ikke er bindende. Kalkulasjonsprisen på vann, E_A , er altså lik 0 i den våte sesongen.

Hvis man tar utgangspunkt i en våt periode og antar at B er neste tørre periode, sier (3.8) at

$$(3.11) \quad E_B = H_{B-1}$$

Det vil si at kalkulasjonsprisen på vann i den tørre perioden B , er lik kalkulasjonsprisen på vannlagringskapasitet i den forrige perioden, $B-1$. Det er denne kostnaden som bestemmer det optimale nivå på lagringskapasiteten gitt at de totale kostnadene minimeres. Det optimale nivået på lagerkapasiteten bestemmer vannmengden (og dermed potensialet for energiproduksjon) i den neste tørre perioden, B .

Dette fordi $E_{B-1} = 0$ og $L_B = 0$. Siden H_{B-1} bare er positiv i $B-1$, gir (3.9) at

$$(3.12) \quad R = H_{B-1} \quad \text{slik at}$$

$$(3.13) \quad E_B = R \quad \text{og}$$

$$(3.14) \quad M_B/\Theta_B = R$$

Dette betyr at den årlige kapitalkostnaden pr kWh av tilgjengelig lagringskapasitet R , er lik kalkulasjonsprisen på lagringskapasitet i den våte delen av året.

Grensekostnaden ved energiproduksjon i den våte perioden er 0 fordi vanntilstrømmingen er større enn vannmengden som skal til for å dekke energiproduksjonen i perioden. I den tørre sesongen må økt etterspørsel møtes med økt lagringskapasitet. Grensekostnaden ved en ekstra etterspurt kWh er lik grensekostnaden ved å anskaffe nødvendig lagringskapasitet for å muliggjøre produksjon av en ekstra kWh. På kort sikt må prisen settes slik at etterspørselen holdes innenfor den grense for energiproduksjon som vannreservoaret setter. (se kap.2.)

Vi har hittil forutsatt at total tilgjengelig vannkraftkapasitet i kW har vært tilstrekkelig i begge perioder. Forutsett nå at (3.2) gjelder, dvs. at kraftproduksjonen begrenses av effektkapasiteten. K_A er nå positiv i perioder $\alpha \in A$ der α betegner perioder hvor etterspørselen er så stor at den overstiger kapasitetsnivået for kW produksjon (peak perioder). Av (3.7) og (3.10) følger

$$(3.13) \quad C = K\alpha$$

Den årlige kapitalkostnad av tilgjengelig effektkapasitet er lik kalkulasjonsprisen på effektkapasitet multiplisert med det antall perioder hvor produksjonen begrenses av denne gitte kapasiteten (skranke (3.2) er effektiv).

Grensekostnaden for effektproduksjon i toppbelastningsperiodene er lik kalkulasjonsprisen på vann i toppbelastningsperiodene multiplisert med periodenes antall og varighet, pluss kalkulasjonsprisen på effektkapasitet i det antall perioder effektkapasiteten begrenser produksjonen:

$$(3.14) \quad M_C = \Theta\alpha E\alpha + K\alpha$$

Grensekostnaden pr kWh er

$$(3.15) \quad M\alpha/E\alpha = E\alpha + C/\Theta\alpha$$

Grensekostnaden ved elektrisitetsproduksjon i perioden med toppbelastning blir altså $R + C/\Theta\alpha$ i den tørre sesongen hvor kalkulasjonsprisen på vann er positiv. Grensekostnaden ved toppbelastning i den våte sesongen er bare avhengig av kostnadene ved effektkapasitet og er lik $C/\Theta\alpha$. C er den årlige kapitalkostnad pr kW av tilgjengelig effektkapasitet, og $\Theta\alpha$ toppetterspørselens varighet. Optimalitetsbetingelse (3.7) viser at ved optimal utbygging er kalkulasjonsprisen pr kW på ny kapasitet lik kostnaden pr kW av tilgjengelig kapasitet. Dette gjør at grensekostnaden på kapasitet er lik årlig kapitalkostnad pr enhet kapasitet. I perioder hvor effektkapasiteten ikke begrenser produksjonen er grensekostnaden ved kraftproduksjon lik 0 i perioder av året som er definert som våt sesong, og lik kalkulasjonsprisen på vann i

perioder som er definert som tørr sesong.

Varmekraft

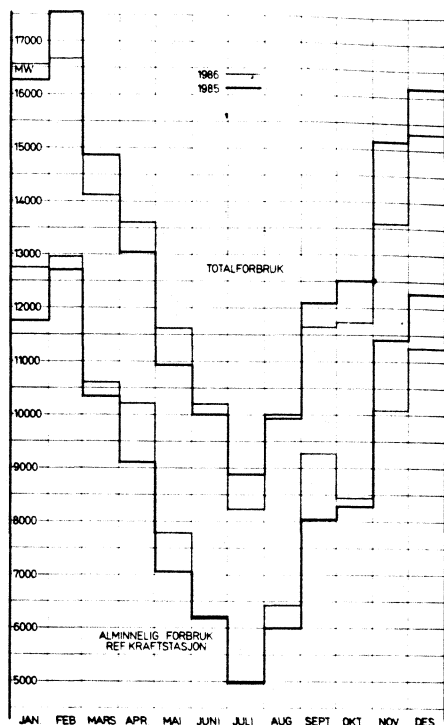
I et varmekraftsystem er energiproduksjonen basert på forbrenning av kull, olje, gass e.l.. Produksjon av en ekstra kWh vil kreve en gitt mengde brensel (forutsettes konstant pr kWh). Når etterspørselen er slik at en ekstra enhet kan produseres uten at kapasitetsnivået er nådd, er grensekostnaden lik kostnadene ved den mengde brensel som skal til for å produsere en kWh. I perioder hvor etterspørselen overskrider kapasitetsnivået, blir grensekostnaden pr kWh på samme måte som i vannkrafttilfellet lik den årlige kapitalkostnad pr kW kapasitet delt på toppetterspørselens varighet (i tillegg til brenselkostnaden).

I et system med både vannkraft og varmekraft hvor vannkraftkapasiteten hele tiden er utnyttet fullt ut, vil grensekostnadene være de samme som i tilfellet med bare varmekraft.

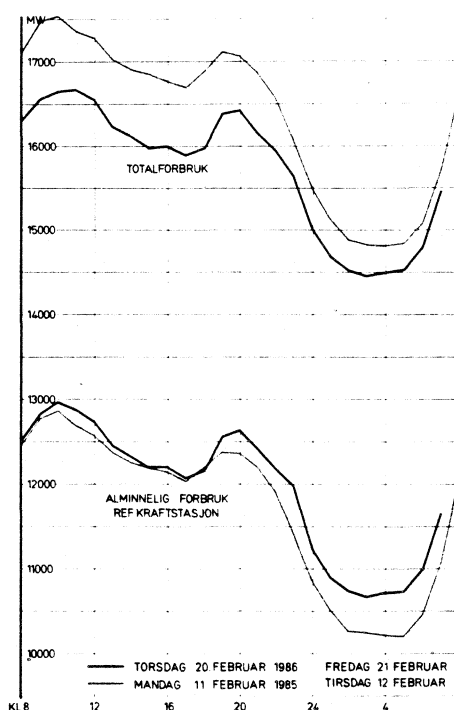
3.2 Etterspørselssiden

Forbruket av elektrisk kraft vil variere over tid, også innenfor perioder hvor kapasitetsnivået er gitt. I alminnelig forbruk (definert som totalt konsum eksklusive kraftintensiv industri, pumpekraft og elektrokjeler) vil etterspørselen variere gjennom døgnet og gjennom året. Dette fordi kraften i stor grad blir brukt til belysning, tekniske formål og oppvarming, evt avkjøling (air-condition). Dette forbruket er avhengig av klimatiske forhold og tid på døgnet. I Norge er effektuttaket størst i vintermånedene og om dagen, se figur 4 og 5. I 1986 nådde alminnelig forbruk en klar topp i februar på i underkant av 13000 MW. Forbruket holdt seg på over 10000 MW fra november til april. Fra april til oktober lå forbruket på under 10000 MW med klart minst effektuttak i juli på 5000 MW. Figur 5 viser variasjonene i effektuttaket gjennom døgnet målt i maksimalbelastningsdøgnet i 1986. Mellom klokken 08.00 og 23.00 ligger alminnelig forbruk over 12000 MW med topputtak ca. klokken 10.00 på 13000 MW. Laveste forbruk er klokken 03.00 på i overkant av 10000 MW. I andre land med andre klimatiske forhold og annen husholdningsstandard, vil kurvene kunne se annerledes ut. Utstrakt bruk av air-condition eller tilgang på alternative varmekilder, vil f.eks. endre belastningskurven over året.

Figur 3.1 Månedlig maksimallast for alminnelig forbruk og total forbruk. 1986.



Figur 3.2 Registrert forbruk i maksimalbelastningsdøgnet. 1986.
*kilde: Samkjøringen, 1986.



Av figur 3.1 og 3.2 ser en at totalforbruket stort sett viser samme variasjon som alminnelig forbruk. Dette indikerer at forbruket kraftintensiv industri er bortimot konstant gjennom året og døgnet, og at variasjonene i totalt forbruk skyldes variasjonene i alminnelig forsyning. Det er rimelig å anta at dette gjelder for andre land også, hvis en forutsetter samme teknologi i kraftintensiv industri. En måte å måle forskjellen i forbruksmønsteret i alminnelig konsum og kraftintensiv industri er å se på brukstiden. Denne er definert som det antall timer det vil ta for etterspørsel på maksimalt spenningsnivå å møte observert energiforbruk, dvs. energiforbruk/maksimaleffekt. Brukstiden i kraftintensiv industri er ca. 90% og i alminnelig forsyning ca. 60% (i 1986). Andelen av den totale kraftetterspørselen til kraftintensiv industri har gått ned fra 41% i 1966 til 29% i 1986. Som en følge av dette har også brukstiden i totalt konsum gått ned. Dette betyr at maksimaleffekten har steget raskere enn energiforbruket altså at elektrisitetsetterspørselen er blitt mer effektorientert i den senere tid. Denne utviklingen har sammenheng med at industriens andel av total økonomisk vekst har avtatt. Det er særlig de tjenesteytende næringer og det private konsumet som har hatt sterk vekst i Norge. (se kapittel 7.)

4. PEAK-LOAD PRICING PÅ ELEKTRISITETSMARKEDET TIDSTARIFF

4.1 Ideell optimal tariff

Elektrisitetsetterspørselen varierer både over døgnet og året, innenfor perioder hvor kapasiteten er gitt. Under visse forutsetninger vil det i følge kapittel 2 være samfunnsøkonomisk lønnsomt med differensierte priser i tilbudet av elektrisk kraft. Dette kan gjøres ved å anvende en tidstariff, dvs et prissystem som gir ulik pris til ulik tid på døgnet og året. En slik tariff er allerede innført i flere land bl.a. Finland, Sverige, England og Frankrike.

En ideell optimal tariff vil være en tariff som maksimerer konsumentoverskuddet. I et marked hvor betalingsvilligheten for et gode varierer med tiden, er konsumentenes totale nytte av godet den tidsveide summen av arealet under etterspørselskurvene.

Følgende forutsetninger om etterspørselen gjøres;

- etterspørselen varierer systematisk; ser bort fra tilfeldig variasjon
- konsumentene er en homogen gruppe
- bare el-prisene er relevante for etterspørselen; ser bort fra priser på andre energikilder og inntektsvirkninger.

Året er delt inn i n perioder av ulik varighet med likt etterspurt spenningsnivå.

Symboler:

Q_A = effektetterspørsel i periode A av lengdet t_A timer
 F_A = energietterspørsel i periode A av lengde t_A timer, $F_A = Q_A t_A$
 p_A^* = pris på effekt i kr/kW
 p_A = pris på energi i kr/kWh
 $A = 1 \dots n$

For hvert tidspunkt innen en periode A er det gitt en etterspørselsfunksjon for effekt i markedet:

$$(4.1) \quad Q_A = f_A(p_A^*)$$

Følger av forutsetningen om at etterspørselen bare er avhengig av prisene, og at etterspørselen varierer mellom perioder men er lik innefor hver periode A. Anta at den deriverte av Q_A er negativ, slik at høyere pris i en periode gir lavere etterspørsel i perioden.

Energiprisen gis ved:

$$(4.2) \quad p_A = p_A^*/t_A = f_A^{-1}(Q_A)/t_A = p_A(Q_A)$$

Dvs. etterspørselen etter elektrisitet (kWh) i en periode A er en funksjon av etterspurt mengde i perioden. (4.2) fås ved å invertere effektetterspørselen i (4.1) og dele på varigheten av periode A for å uttrykke energietterspørselen i kWh.

Konsumentenes totale nytte er gitt ved den tilsveide sum av arealet under etterspørselskurvene:

$$(4.3) \quad U = \sum_{A=1}^n t_A \int_{S=0}^{G_A} p_A(\zeta) d\zeta$$

Arealet under en etterspørselskurve, som gir et mål på konsumentenes totale nytte kan uttrykkes ved et integral. I tilfellet med varierende etterspørsel etter samme vare, gir dette flere etterspørselskurver. Ved å summere arealene under hver av disse etterspørselskurvene, gir (4.3) et uttrykk for konsumentenes totale nytte av varen innenfor en gitt tidshorisont f.eks. et år. Hver etterspørselsperiode gis en spesiell vekt i denne summen, fordi periodene ikke nødvendigvis er like lange.

En ideell optimal tariff vil maksimere konsumentoverskuddet gitt ved total nytte (4.3) minus minimerte kostnader. Denne tariffen vil bestemme energikapasitet, effektkapasitet, energiforbruk og effektuttak i hver periode. I en periode hvor kapasiteten er gitt, skal prisene være lik korttidsgrensekostnaden når kapasiteten ikke er fullt utnyttet. Ved toppetterspørsel skal prisen settes slik at kapasiteten ikke overskrides. Ved optimalt utbygd kapasitet vil toppetterspørselsprisen være lik langtidsgrensekostnaden = korttidsgrensekostnaden + grensekostnaden ved å utvide kapasiteten, (se kapittel 2).

Disse prissettingskriteriene forutsetter deterministisk analyse. I "virkeligheten" er det slik at både tilbud og etterspørsel av elektrisitet er forbundet med usikkerhet. Dette reiser nye problemer for prissettingen, og den viktigste er at for en stor del av de tilfeldige forstyrrelsene er det ikke mulig å svare ved å endre prisene. Feil ved produksjonsanlegget eller uventede temperaturbestemte svingninger i etterspørselen skjer altfor fort, og kan være av for kort varighet for en tilsvarende prisjustering. Selv om en slik justering var teknisk mulig, vil det medføre kostnader i form av administrasjon, informasjon og dessuten et problem å finne den markedsklarere prisnivå. Det er således ønskelig med kapasitetsoverskridelser (medfølgende tilbudsavbrudd), fordi det er altfor dyrt å unngå dette både ved prising og ved å ha store kapasitetsmarginer. Prissetting som tar hensyn til usikkerhet er avbrytbare kontrakter. Det går ut på at en lavere pris betales mot at mottakeren har risiko for utkobling i perioder ved uvanlig stor etterspørsel eller feil ved produksjonsanlegget.

På lengre sikt, ved forstyrrelser av en viss varighet, er prisrespons mulig. Dette gjelder i tre ulike tilfeller; 1) feil ved investeringsplanene for kapasitetsutvidelse, 2) kapasiteten er basert på ukorrekte estimater av tilfeldig produksjonsstans, 3) kapasitets-

utvidelsen går ikke som planlagt. I slike situasjoner kan midlertidige korreksjoner i prisene være mulige inntil kapasitetsjusteringer er gjennomført. Bortsett fra ved slike mer langsiktige (forutsigbare) situasjoner, må toppbelastningsprisen settes på forhånd på et slikt nivå at de forventede kapasitetsoverskridelser holdes på et akseptabelt nivå. For lav pris vil øke muligheten for overskridelser og for høy pris vil føre til for liten etterspørsel og produksjon resten av tiden. Overskridelser (pga. kapasitetsmangel) ved ikke-toppbelastningsperioder skal ikke forekomme. Hvis slike likevel er tilfelle, bør topperiodene redefineres.

Konsekvensen av usikkerhet er at etterspørselen til en gitt pris er forventet å overstige tilgjengelig kapasitet i enkelte tilfeller. En kan anta at hver kWh som etterspørres men ikke tilbys, har samme samfunnsøkonomiske kostnad. Denne kostnaden er større enn den maksimale pris etterspørrene normalt er villige til å betale. Dette er fordi kostnaden ved plutselig avbrudd må antas å være større enn ved planlagte avbrudd. Optimale priser vil nå oppnås ved å maksimere forventet areal under etterspørselskurven minus forventede drifts- og kapitalkostnader minus forventede kostnader ved avbrudd i tilbudet i en gitt periode. Ulike perioder vil ha ulike forventninger om sannsynligheten for avbrudd.

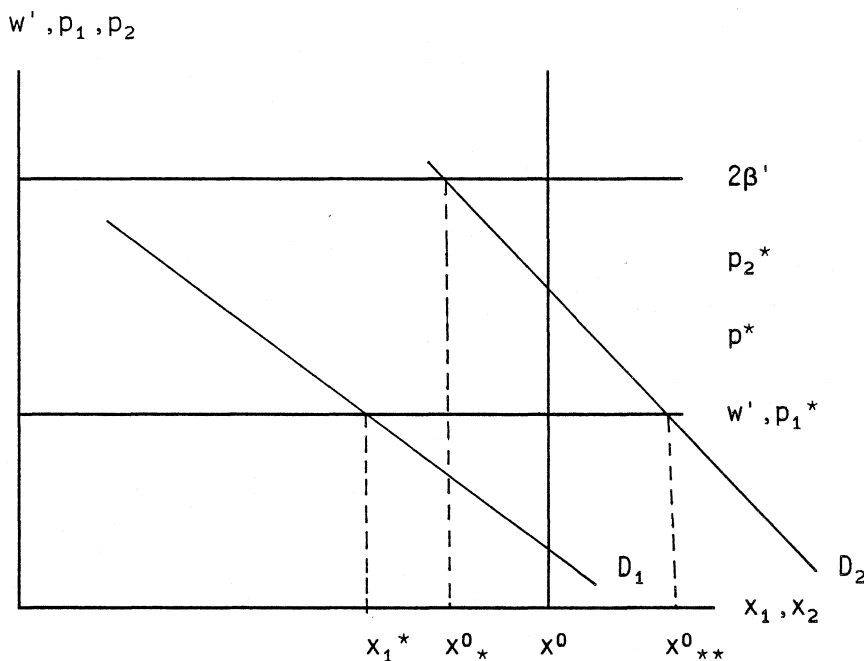
Jeg har hittil sett bort fra usikkerhet i tilbud og etterspørsel av elektrisitet og konsekvenser av dette. Det vil jeg også gjøre i resten av oppgaven.

4.2 Praktisk tilnærming til optimal tariff

I praksis må en tidstariff bli en tilnærming til den ideelle optimale tariffen. Et tariffsystem innebærer kostnader i form av måling av forbruket, innhenting av informasjon om prisene, endring av prisene, osv. Tariffens kompleksitet bør være en avveining mellom disse kostnadene og nytten av differensierte priser målt ved konsumentoverskuddet. Optimalt antall prisperioder i en tariff er oppnådd når kostnadene ved en ekstra prisperiode er lik nytten ved den ekstra perioden.

Tidligere i denne oppgaven er det antatt at korttids grensekostnader i produksjonen av vannkraftbasert elektrisitet er konstante, (selv om de vil kunne anta forskjellig nivå i våt og tørr sesong). På kort sikt (f.eks. et år), er kapasiteten gitt. Etterspørselen over døgnet viser i følge figur 3.2 to topper, mellom klokken 08.00 og 13.00, og mellom klokken 18.00 og 21.00. I begge periodene er effekt- etterspørselen i overkant av 16000 MW. En kan gjøre den forenkling å anta to etterspørselskurver til ulik tid på døgnet, en for de to topperiodene og en for resten av døgnet. Hvis en antar at effektkapasiteten er på litt over 16000 MW, vil tilbud og etterspørsel etter elektrisk kraft i et døgn være som vist i figur 6. D_1 er etterspørsel utenom toppbelastningsperiodene, og D_2 er etterspørselen ved toppbelastning.

Figur 4.1 Marked med to etterspørselsperioder. Effekt av ens pris vs. to priser på konsumentoverskudd og kapasitetsnivå.



Problemet med å finne optimalt antall prisperioder kan analyseres ved å introdusere $n+1$ antall prisperioder når utgangspunktet er n . Enklest mulig utgangspunkt er $n=1$. Her blir problemet å identifisere (det samfunnsøkonomiske) tapet ved å ha ens pris i en periode med to nivåer på etterspørselen. Eliminering av dette tapet er gevinsten ved å innføre to prisperioder.

I følge figur 6 vil en ens pris som ligger under p_2^* føre til overflødig etterspørsel i periode 2 (toppetterspørselsperioden). En pris over p_1^* vil føre til tap av konsumentoverskudd i periode 1. Her må derfor muligheten og evt. kostnadene ved en rasjonering av konsumentene i periode 2 (ikke-pris rasjonering) veies mot tapet i periode 1. Hvis man kostnadsfritt kan rasjonere konsumentenes toppetterspørsel skal ikke ens pris settes høyere enn p_1^* fordi man da har minimert velferdstapet, dvs. maksimert konsumentoverskuddet. Optimal ens pris blir i dette tilfellet p_1^* . Hvis man antar den andre ytterlighet, at rasjoneringskostnadene er uendelig store, vil ens pris lik p_2^* være den som minimerer velferdstapet.

Både ingen og uendelig store rasjoneringskostnader er urealistiske forutsetninger. Det er mer rimelig å anta en mellomløsning hvor rasjoneringskostnadene avhenger av nivået på ønsket etterspørsel i periode 2, x_2 og kapasitetsnivået x^0 . Kostnadene eksisterer bare hvis $x_2 > x^0$. En generell rasjoneringskostnadsfunksjon er nå;

$$(4.4) \quad R = R(x^0, x_2) \quad \partial R / \partial x^0 < 0, \quad \delta R / \delta x_2 > 0$$

Denne funksjonen inneholder de to kostnadselementene ved ikke-pris rasjonering; -administrasjon av ordningen og velferdstap som følge av ulikhet mellom konsumentenes marginale betalingsvillighet for godet i periode 2. Optimal ens pris p_* må oppfylle betingelsene i (4.5);

$$(4.5) \quad (p_* - w')\delta x_1/\delta p = MC\delta x_2/\delta p$$

MC er den marginale økningen i rasjoneringskostnadene som en følge av en økning i ønsket etterspørsel i periode 2. $\delta x_1/\delta p$ og $\delta x_2/\delta p$ er helningen på etterspørselskurvene i henholdsvis periode 1 og 2. Venstresiden i (4.5) uttrykker det marginale velferdstapet i form av tapt konsumentoverskudd ved en differanse mellom pris og grensekostnad. Høyresiden uttrykker den marginale rasjoneringskostnaden ved en endring i ens pris. I følge (4.5) må disse være like ved optimal ens pris.

Selv om (4.5) gir optimal ens pris for et gode hvor etterspørerne har ulik betalingsvillighet til forskjellig tid og produksjonskapasiteten er gitt, er denne prisen ikke samunnsøkonomisk optimal. I et marked med de kjennetegn som vist i figur 6, vil samfunnsøkonomisk effektiv prising gi pris lik grensekostnad (p_1^*) i periode 1 og pris i periode 2 vil være den som ikke gir etterspørsel større enn kapasitetsnivået (p_2^*). (4.5) gjelder hvis man av en eller annen grunn ikke ønsker prisdifferensiering (eks. det norske elektrisitetmarkedet eller som regel for prissetting innen en prisperiode i et tidsvariabelt tariffsystem.

Gitt at ens pris ønskes vil dette få andre konsekvenser for planleggingen av priser og kapasitetsnivå for neste år (år 1). Ved differensierte priser vil kapasitetsnivået, (x^0_*) bli satt slik at marginal betalingsvillighet i periode to er lik langtidsgrensekostnaden $2\beta'$ som er summen av kapasitetskostnaden i de to periodene i døgnet. Dette vil ikke gjelde i tilfellet med ens pris. Jeg antar at ens pris oppfyller betingelsene i (4.5). En utvidelse av kapasiteten vil ha to effekter på velferden i periode 2. Det vil tillate en økning av konsumet, nettonytten av dette kan skrives total nytte (MB) - w' . I tillegg vil en økning av kapasiteten redusere rasjoneringskostnadene (MC). Optimalt kapasitetsnivå skal således oppfylle betingelsene i (4.6);

$$(4.6) \quad (MB - w') + MC = 2\beta'$$

som sier at nettonytten av en kapasitetsutvidelse skal være lik marginal kapasitetskostnad. Av figur 6 ser en at kapasitetsnivået gitt planlegging under ens pris (x^0_{**}) vil være større enn ved differensierte priser (x^0_*).

Optimal elektrisitetstariff over døgnet med en etterspørselsstruktur som beskrevet for det norske markedet, vil altså gi høyere pris i periodene klokken 08.00 - 13.00 og 18.00 - 21.00 enn i resten av døgnet. Dette er under forutsetning av at etterspørselen i disse

periodene ligger ved kapasitetsnivået. Ovenfor ble det vist at praktisering av ens pris fører til at kapasitetsnivået blir høyere enn ved optimal prising. I den timen med maksimal belastning i 1986 (17311 MW) hadde det norske produksjonssystemet ledig kapasitet på 2436 MW (Årsberetning 1986, Samkjøringen). Dette kan skyldes overinvestering som følge av ikke-optimal prissetting, dvs. store regionale prisforskjeller og lik pris ved varierende etterspørsel. Siden det er store regionale og næringsmessige prisforskjeller, oppfyller heller ikke den pris man betaler for kraften i Norge det optimalitetskrav som stilles til ens pris i relasjon (4.5), og som er vist i figur 4.1.

5. DET FRANSKE ELEKTRISITETSMARKEDET

I det franske elektrisitetmarkedet, er det innført et tariffsystem med svært differensierte priser. Det er uttrykt politikk hos den franske elektrisitetsprodusenten Electricite de France at prisene skal settes slik at konsumentene betaler for den kostnaden de påfører produksjonssystemet til enhver tid. Det franske systemet kan ses på som et forsøk på å gjennomføre peak-load pricing i praksis. Formålet er en mest mulig effektiv fordeling av ressurstilgangen.

5.1 Kjennetegn ved det franske elektrisitetmarkedet

Frankrike produserte i 1985 328 TWh elektrisk kraft. 303 TWh ble konsumert innenlands, resten ble eksportert til land som Italia, Spania, Storbritannia og Vest-Tyskland. Kraftproduksjonen fordelte seg etter produksjonsmåte i følge tabell 1.

Tabell 5.1 Elektrisk kraft i Frankrike fordelt etter produksjonsmåte

	TWh	%
Vannkraft	63,6	19,0
Kjernekraft	213,1	65,0
Varmekraft (olje, gass, kull)	52,1	16,0

Totalt	328,8	100,0

*kilde:EdF

Det statlige Electricite de France (EdF) produserte 90% av kraften. EdF hadde lavest andel på varmekraft, 52,1% av samlet produksjon. De siste 35 år har vannkraftens andel av total produksjon sunket, noe som tyder på at det meste er utbygd. Produksjon av kjernekraft startet i begynnelsen av 60-årene. Den har hatt særlig stor vekst fra slutten av 70-årene og frem til i dag. Andelen av olje og gass økte frem til 1973, for siden å avta. Andelen av kullbasert varmekraft viser en svak men jevnt synkende tendens.

Edf finansieres ved ca 50% låneopptak og ca 50% egenfinansiering. Offentlig støtte ble mindre og mindre frem til slutten på 70-tallet og er i dag opphørt.

Forbruket av elektrisk kraft i 1973 og 1985 fordeler seg i følge tabell 2.

Tabell 5.2 Forbruk av høyspent og lavspent kraft i Frankrike 1973-1985

		TWh	
		1973	1985
høyspent:	Industri	95,4	127,0
	Annen	19,4	38,1

	Totalt	114,8	165,1
lavspent:	Husholdninger	30,2	86,5
	Annen	14,9	28,2

	Totalt	45,1	114,7

*kilde:EdF

Eksporten av kraft økte fra 3,8 TWh i 1982 til (antatt) 25,0 TWh i 1985. Dette er over en 6-dobling på 4 år.

Produksjonskostnader

EdF oppgir produksjonskostnader etter produksjonsmåte og driftsutnyttelse, se tabell 5.3. Kostnadene er oppgitt i franske centimes/kWh pr 01.01.1986. Tabellen er omregnet til norske øre/kWh med valutakurs pr 01.01.1986, 100 Franske francs=100,89 Nkr.

Tabell 5.3 Produksjonskostnader i fransk elproduksjon. Norske øre/kWh

Produksjonsmåte	Driftsutnyttelse i timer pr år		
	8760	2000	400
<u>Kjernekraft</u>			
Investeringskostnader	11,3	44,6	
Driftskostnader	3,9	15,7	
Brenselkostnader	6,0	8,1	

Totalt	21,1	68,4	
<u>Kullbasert varmekraft</u>			
Investeringskostnader	8,1	30,6	143,7
Driftskostnader	3,1	12,8	60,3
Brenselkostnader	16,3	16,4	16,3

Totalt	27,5	59,8	220,3
Rensing for svovel			
alternativ 1)/2)	3,1/2,1	4,2/7,7	9,9/35,4

Totalt	30,6/29,6	64,0/67,5	230,2/255,7
<u>Oljebasert varmekraft</u>			
Investeringskostnader	6,8	25,6	120,7
Driftskostnader	2,8	11,5	54,1
Brenselkostnader	46,2	46,2	46,2

Totalt	55,8	83,3	221,0
Rensing for svovel			
alternativ 3)/2)	6,1/2,1	6,1/7,7	6,1/35,4

Totalt	61,9/57,9	89,4/91,0	230,2/255,7
<u>Gassturbin</u>			
Investeringskostnader		15,0	70,2
Driftskostnader		6,8	31,8
Brenselkostnader		101,8	101,8

Totalt		123,6	203,8

*kilde: EdF.

Rensealternativene:

- 1) Rensing av svovelholdig røykutslipp ved innsprøyting av kalk i ovnene.
- 2) Rensing av svovelholdig røykutslipp ved kalkstenskrubbing.
- 3) Bruk av olje med lavt svovelinnhold.

Tabell 5.3 viser at produksjonskostnadene varierer med driftsutnyttelsen. Ved full driftsutnyttelse har kjernekraft lavest kostnader. Kostnadene ved kjernekraft stiger raskt ved lavere utnyttelsestid fordi investeringskostnadene er relativt høye. Ved middels utnyttelsestid (2000 t) har kullbasert varmekraft lavest kostnader. Dette er fordi denne produksjonsmåten har relativt lavere investeringskostnader enn kjernekraft, og fordi kull var billigere som brensel enn olje og gass i 1986. Ved lav utnyttelsestid er gasskraft billigst fordi gassturbiner krever relativt små investeringer. Gasskraft blir relativt dyr ved full driftsutnyttelse på grunn av de høye prisene på gass i 1986.

Tabell 5.4 viser den prosentvise fordelingen av kostnadene (investering, drift og brensel) etter produksjonsmåte og grad av driftsutnyttelse.

Tabell 5.4. Kostnadstype i prosentandel av totale kostnader (utenom)
rensekostn. pr. 01.01.1986

Produksjonsmåte	Driftsutnyttelse i timer pr år		
	8760	2000	400
<u>Kjernekraft</u>			
Investeringskostnader	53	65	
Driftskostnader	19	23	
Brenselkostnader	28	12	
<u>Kullbasert varmekraft</u>			
Investeringskostnader	29	51	65
Driftskostnader	11	22	27
Brenselkostnader	60	27	8
<u>Oljebasert varmekraft</u>			
Investeringskostnader	12	31	55
Driftskostnader	5	14	25
Brenselkostnader	83	55	20
<u>Gassturbin</u>			
Investeringskostnader		12	34
Driftskostnader		6	16
Brenselkostnader		82	50

*kilde: EdF.

Denne prosentfordelingen viser at investeringskostnader og (faste) driftskostnader utgjør en stigende andel av de totale kostnadene ved lavere driftsutnyttelse. Dette er naturlig siden det blir færre timer å dele kostnadene på. Ved 2000 og 400 timers utnyttelsestid har gasskraft klart lavest både investerings og driftskostnader, og høyeste brenselkostnader. Denne type anlegg gir relativt lavere kostnader ved liten driftsutnyttelse enn produksjon med høye investeringskostnader og lave brenselkostnader.

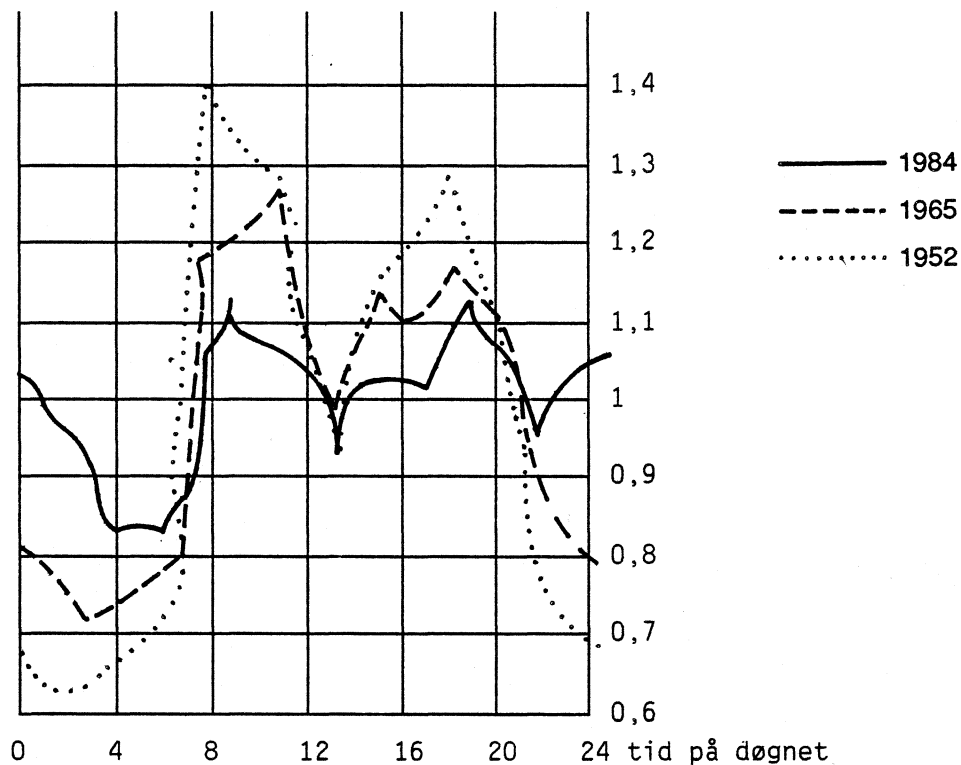
Tabellene 5.3 og 5.4 viser at det er ulik kostnadsstruktur i kraftproduksjonen. Minimering av de totale kostnadene vil gi forskjellig bruk av produksjonsmetodene. Kjernekraft gir lave kostnader ved drift hele året, men relativt høye kostnader ved liten driftstid. Gasskraft gir lavest relative kostnader ved liten driftsutnyttelse. Dette gjør at gasskraft er egnet til å møte etterspørselens topperioder og at kjernekraft bør møte grunnetterspørselen, dvs. det etterspørselsnivået som er uendret gjennom året og døgnet. Kostnadene ved elektrisitetsproduksjon er altså svært avhengig av etterspørselsstrukturen.

5.2 Prinsipper for prising av elektrisitet i Frankrike

Frankrike har et blandet produksjonssystem for elektrisk kraft. Produksjonskostnadene varierer med hvordan dette systemet utnyttes. Etterspørselens belastningskurve vil derfor ha stor betydning for produksjonskostnadene i et slikt system. Konsumentene bestemmer sin etterspørsel på grunnlag av elektrisitetsprisene (ser bort fra andre faktorer her). Tilbyderen, i dette tilfelle Electricite de France, vil derfor kunne endre formen på belastningskurven ved sin prissetting og dermed påvirke kostnadene for elektrisitetsproduksjon. Innføring av en tariff med tidsdifferensierte priser, førte til en reduksjon av toppetterspørselen og utflating av belastningskurven gjennom døgnet fra 1957-84, se figur 5.1.

Figur 5.1. Belastningskurver for elforbruket i Frankrike, 1952-1964.

reduisert belastning



*kilde:EdF

Figur 5.1 viser at belastningskurven over døgnet har blitt flatere i løpet av perioden 1952-1984. Toppbelastningen er både i 1952 og 1984 ca. kl 08.00 om morgenen. Effektuttaket på dette tidspunktet er imidlertid redusert med ca. 27% fra 1952 til 1984. Belastningskurven i 1952 varierer mellom ca. 0,65 og 1,4, dvs. en forskjell på 75% mellom høyeste og laveste belastning. I 1984 var forskjellen mellom høyeste og laveste belastning 25%. Hovedgrunnen for denne utviklingen er ifølge EdF innføring av tidsdifferensierte tariffer. En annen grunn kan være at flere bruker elektrisitet til oppvarming, noe som gir en

jevne belastning på elforbruket.

To hovedprinsipper ligger til grunn for EDF's prispolitikk:

- 1) Lik behandling
- 2) Økonomisk effektivitet

Ad 1) Alle konsumenter med likt forbruksmønster skal betale samme pris eller ha samme tariffmuligheter å velge mellom. Dette prinsippet åpner for utstrakt tariffdifferensiering.

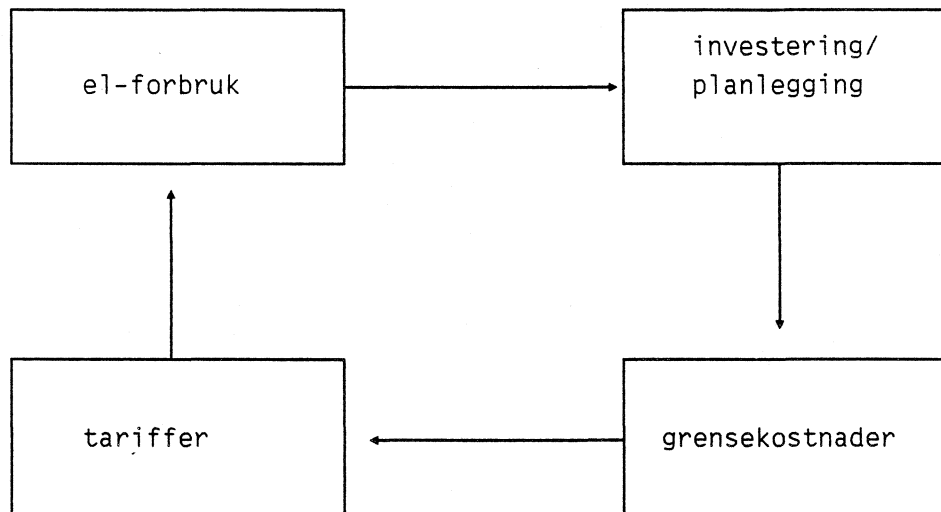
Ad 2) For samfunnet er prinsippet om økonomisk effektivitet konsistent med prinsippet om lik behandling. Dette følger av at den kostnaden en konsument etterspør skal reflekteres i den tariffen han bruker. På denne måten oppnås effektiv ressursutnyttelse fordi elektrisitet ikke blir produsert hvis kostnaden er større enn konsumentenes betalingsvillighet.

Konsumenten tar avgjørelser om sin etterspørsel ut fra egen interesse. Alt annet konstant, vil etterspørselen avhenge av de priser (tariffer) han står overfor. Det er produsentens oppgave å informere konsumentene om de økonomiske konsekvenser etterspørselen påfører samfunnet. Å gi riktig informasjon vil i følge økonomisk teori si å selge til pris lik grensekostnad, gitt et marked uten imperfeksjoner.

Selv om pris lik grensekostnad er en nødvendig forutsetning for samfunnsøkonomisk effektivitet, er det ikke alltid tilstrekkelig. Etter at oljeprisene økte sterkt i 1973, var ikke produksjonssystemet for elektrisitet optimalt på grunn av at endrede relative kostnader ikke momentant kunne tas hensyn til av konsumentene. Det tar tid å skifte fra f.eks. oljefyr til el-oppvarming. Grensekostnadsprising må (bør) i slike tilfelle suppleres med andre energipolitiske virkemidler, f.eks. subsidiering av oljebesparende investeringer. De økte oljeprisene førte også til endrede kostnader i produksjonen av elkraft (varmekraft).

Siden elektrisitet ikke kan lagres, er kostnaden pr kWh avhengig av de forhold den blir produsert under. Når etterspørselen øker må produksjonen trappes opp etter økende grad av brenselkostnader. Tilbud og etterspørsel bestemmes ikke uavhengig av hverandre, slik at EDF står overfor oppgaven å regulere både etterspørsel og tilbud. Dette kan illustreres som i figur 5.2.

Figur 5.2.



En kWh til forskjellig tid kan oppfattes som ulike varer. "Hver vare" dvs. hver kWh skal selges til grensekostnad. Dette gjelder også under usikkerhet ved tilfeldige forstyrrelser som kan forekomme i etterspørselen og tilbudet.

I praksis er det ikke mulig å ha et tariffsystem basert på forskjellig pris pr kWh til alle mulige tidspunkt og for enhver mulighet for tilfeldige forstyrrelser. Dette ville innebære store administrasjonskostnader og dessuten måleproblemer. Tariffdesigneren må derfor skape et prissignal som er enkelt nok til at det lar seg gjennomføre uten for store kostnader og samtidig bevarer hensynet til økonomisk effektivitet best mulig.

To grensekostnadsbegreper er relevante; korttids- og langtidsgrensekostnad. Korttidsgrensekostnaden (KGK) defineres som kostnaden ved å tilby en ekstra kWh ved uendret produksjonskapasitet. Jo større etterspørselen er, jo høyere er grensekostnaden fordi produksjonssystemet utnyttes slik at produksjonen trappes opp etter stigende kostnader i kraftanleggene. På kort sikt kan etterspørselen være større enn produksjonskapasiteten i enkelte perioder. Derfor må korttidsgrensekostnaden implisere en "knappetskostnad" som reflekterer den samfunnsøkonomiske kostnaden ved at produsenten ikke er i stand til å møte ønsket etterspørsel. Slik knapphet er et resultat av at det eksisterer usikkerhet i elektrisitetsmarkedet. Langtidsgrensekostnaden (LGK) er kostnaden ved å tilby en ekstra kWh når dette innebærer at produsenten må endre kapasiteten. Korttids- og langtidsgrensekostnaden er begge begreper som definerer hva ekstra tilbud koster. Forskjellen ligger i om kapasiteten endres eller ikke.

Når produksjonssystemet for elektrisk kraft er optimalt utbygd, dvs. at man ved en endring i produksjonssystemet ikke vil kunne produsere til lavere kostnader, vil korttidsgrensekostnad være lik langtidsgrensekostnad. Hvis $KGK > LGK$ vil en utvidelse av produksjonssystemet gi tilbud til lavere totale kostnader. Hvis $LGK > KGK$

bør investeringene utsettes. Kapasiteten er for stor. Når $KGK = LGK$ er systemet optimalt -produksjon kan ikke skje til lavere kostnader. Tar en usikkerhet med i dette optimalitetskravet, innebærer denne likheten matematiske forventninger. For en optimal løsning må produsenten minimere de forventede produksjonskostnadene. Gitt optimalt produksjonssystem, er det likegyldig om man bruker KGK eller LGK som grensekostnadsbegrep.

Tariffene må være enkle nok til at det ikke medfører uforholdsmessige store kostnader å iverksette dem. Grad av kompleksitet i tariffstrukturen bestemmes i lys av konsumentenes reaksjon og måle- og iverksettelseskostnader. Å bestemme optimal tariffstruktur innebærer at grensekostnadene aggregeres i hovedgrupper over døgnet og året. Etterspørselen i hver av disse gruppene er en parameter i tariffutforming. Denne konsumentparameteren er ikke tilstrekkelig for å definere et effektivt prissignal fordi det ikke skiller mellom konsumenter som har samme etterspørsel innen en periode men hvor deres totale forbruksmønster er forskjellig. Et effektivt prissignal må vise hver enkelt konsument (evt. grupper av konsumenter) ansvar for de kapasitetsmarginene som eksisterer i elproduksjonen. En nødvendig betingelse for å oppnå dette er at konsumenten gir (tydelig) signal om hvor mye kraft produsenten må garantere ham til enhver tid.

Denne andre parameteren som tariffstrukturen er basert på kalles abonert etterspørsel. Denne garantien fra produsentens side innebærer ulike kostnader alt etter hvilket etterspørselsmønster kunden har. Forbruksmønsteret kan defineres etter hvilken grad av korrelasjon med de andre etterspørerne en kunde har. Tariffstrukturen tar hensyn til dette ved at det er flere tariffversjoner for forskjellig grad av korrelasjon i etterspørselen. Det franske systemet er basert på valg mellom ulike tariffversjoner med et begrenset antall parametre istedenfor en enkelt tariff basert på et stort antall prisparametre.

Valg av prisperioder i tariffstrukturen er et resultat av følgende kriterier;

- Relativ homogenitet av kostnadene innenfor hver periode.
- Avveining mellom nytten ved prissignalet gitt ved en (ekstra) prisperiode og kostnadene forbundet ved den.
- Skape et incentivsystem som reflekterer kostnadene ved et størst mulig antall tilbud.

Disse kravene innebærer ikke nødvendigvis samme inndeling i prisperioder for alle typer tariff.

Et problem er om prisperiodene skal være faste eller fleksible. Fleksible prisperioder svarer best til kravet om homogenitet i kostnadene og produserer et mer effektivt prissignal slik at kundene får informasjon om de reelle toppbelastningsperiodene. Ulempen er at en stor del av konsumentene ikke vil dra nytte av en slik tariff fordi de ikke vil kunne reagere på signalet. Dessuten vil fleksible prisperioder i stort omfang være vanskelig å kontrollere. Denne varianten

kan allikevel tilbys som en valgmulighet blant tariffversjonene hvis nettonytten for endel konsumenter blir større enn ved et fast system.

Tariffen skal vise brukeren hva kostnadene er ved hans etterspørsel. Dette gjøres ved en abonnementsavgift (fast avgift) og energiprisen. Grensekostnaden i løpet av tariffperioden avspeiles i energiprisen. Et eksempel illustrerer hvordan Edf bruker virkemidlene abonnementsavgift og energipriser : Kunder med svært høy brukstid bør ikke betale for uregelmessigheter i etterspørselen fordi han ikke bidrar til disse. Energiprisen i denne brukerens tariff bør settes på lavest mulig nivå; lik marginal brenselkostnad. Tariffen skal ikke være attraktiv for andre konsumenter slik at abonnementsavgiften settes høyere og altså energiprisen lavere enn i andre tariffversjoner. Dette er Edf's begrunnelse for sin tariffversjon. En kan argumentere for at alle konsumenter skal betale det det koster å produsere den kraften de etterspør til enhver tid, uavhengig om de har jevn eller varierende belastningskurve. På denne måten tar en hensyn til alternativkostnaden ved deres etterspørsel.

I Frankrike er all elektrisitetsproduksjon sentralisert bortsett fra små vannkraftanlegg og varmekraft produsert ved industrielt mottrykk, hvor elkraften kan ses på som et slags biprodukt. Disse produsentene kan selge kraften til Edf som er forpliktet til å kjøpe den. Reglene for salg av slik kraft må gjenspeile den samfunnsøkonomiske nytten av kraften. Gjenkjøpstarriffene for slik kraft er basert på langtidsgrensekostnad i det franske produksjonssystemet. På denne måten oppmuntres privat produksjon hvis deres kostnader er lavere enn hos den sentrale produsenten og omvendt.

Edf's uttalte målsetting i prispolitikken er "å guide etterspørselen til samfunnets beste". Dette gjøres ved å bygge tariffene på langtidsgrensekostnad og gjøre dem forståelige for konsumentene. Målet er ikke for enhver pris en fullstendig utflating av belastningskurven, dvs. eliminering av variasjonene i etterspørselen, men ved prissignaler å gjenspeile de reelle kostnadene ved toppbelastningsetterspørsel slik at de brukerne som har mulighet til det kan endre sin etterspørsel.

5.3 Den franske tariffstrukturen

Ved grensekostnadsprising leder tariffen konsumentene til å etterspørre samfunnsøkonomisk optimal mengde elektrisk kraft. Tariffens prissignaler må være stabile fordi konsumentenes tilpasning tar tid. Etter 1973 var ikke produksjonsstrukturen lenger optimal grunn av økte oljepriser. Det ble da nødvendig å revidere tariffene for å gi konsumentene korrekte prissignaler om fremtidige kostnader. De nye økonomiske forholdene krevde reduksjon i oljeandelen i fransk energi-produksjon og en økning i kull og kjernekraftandelen. Den nye tariffen skal reflektere virkningen på kostnadene av endret tilbuds- og etterspørselsstruktur. Etterspørselen hadde tre dominerende kjennetegn;

- Økning i sesongvariasjonen på grunn av økt bruk av elektrisitet til oppvarmingsformål.
- Utflatet daglig belastningskurve som følge av tidsdifferensiert prising og storage heating
- Fremkomst av en variabel toppbelastningsperiode noen få dager i året som følge av belastningsøkningen grunnet økt eloppvarming

Temperatursvingninger fører til at de nye toppbelastningsperiodene varierer.

Den nye situasjonen på tilbudssiden hadde to dominerende kjennetegn;

- Reorganisering av produksjonssystemet nødvendig for å oppnå optimal produksjon på grunn av økte oljepriser. Dette har ført til utvikling av kjernekraft.

- Det begrensede antall vannkraftverk hadde ført til en nedgang i andelen av modulabel vannkraftproduksjon.

Gitt disse endringene i markedet er grensekostnadene beregnet på basis av et nytt optimalt system som man imøteså i 1985, estimerte etterspørselsendringer tatt i betraktning.

Den nye tariffen er basert på kundenes energietterspørsel, effektetterspørsel og spenningsnivå. Det er 7 forskjellige tariffer. Tabell 5.3 indikerer hovedretningslinjene ved tariffsystemet.

Tabell 5.5. Oversikt over den franske tariffstrukturen

Tariff	effekt etterspørsel	spenningsnivå	antall pris- perioder
<u>Blå</u> -liten levering	3 kVA	lavspent	1
<u>Blå</u> valgmuligheter; -grunnversjon(basic)	3 kVA-36 kVA	lavspent	1
-lav-belastningversjon (off-peak)			2
-varierende topp- belastningsperioder (peak-day withdrawal)	12 kVA-36 kVA		2
<u>Gul</u> valgmuligheter; -grunnversjon	36 kVA-250 kVA	lavspent	4
-varierende topp- belastningsperioder			4
<u>Grønn A 5</u> valgmuligheter; -grunnversjon	250 kW-10000kW	middels-høyspent	5
-varierende topp- belastningsperioder			4
<u>Grønn B</u> valgmuligheter; -grunnversjon	10000 kW - 40000 kW	middels-høyspent	8
-varierende topp- belastningsperioder			6
<u>Grønn C</u> valgmuligheter; -grunnversjon	mer enn 40000 kW	høyspent	8
-varierende topp- belastningsperioder			6

*kilde:EdF

Blå tariff	:	25 mill. kunder	
Gul tariff	:	180000	"
Grønn tariff A	:	20000	"
Grønn tariff B	:	400	"
Grønn tariff C	:	70	"

Gul og blå tariff baseres på levering av lavspent kraft. Brukere av grønn tariff er klassifisert både etter størrelsen på etterspørselen og spenningsnivå. I stedet for å tilby kundene en komplisert tariff er det ansett for bedre å tilby dem muligheten til å velge mellom tariffalternativer. Valgmuligheten med varierende toppbelastningsperioder går ut på at produsenten med utgangspunkt i 18 timer pr dag i de 22 mest belastede dagene i året kan bestemme dato/dag hvor toppbelastningen er reell. Denne tariffmuligheten tar altså hensyn til at både etterspørsel og tilbud av elektrisitet er påvirket av tilfeldige variable. Prisperiodene er derfor mobile. Den er basert på brukere som har mulighet til å tilpasse sin etterspørsel til varierende priser og til å dra nytte av de besparelser produsenten oppnår ved at brukere ikke etterspør ved toppbelastning.

Den grønne tariffen.

Valgmulighet; grunnversjon (basic option).

Denne varianten inneholder tre grupper (A, B, C) basert på kundenes størrelse. Det finnes fire versjoner avhengig av kundenes brukstid.

- Svært lang brukstid: mer enn 6000 timer (69% og mer)
- Lang brukstid : 4-6000 timer (46%-69%)
- Middels brukstid : 2-4000timer (23%-46%)
- Lav brukstid : mindre enn 2000timer (mindre enn 23%)

Tariff grønn A (250-10000 kW) har to sesongklasser og tre døgnklasser

Sesong: vinter = november - mars
: sommer = april - oktober

Døgn : topp = 4 timer pr dag mandag-lørdag i desember, januar og februar
: lav = 8 timer pr dag mandag-lørdag og hele søndag alle mnd.
: middels= alle andre timer

-Toppbelastning	309 t
-Middelbelastning,vinter	1762 t
-Lavbelastning,vinter	1553 t
-Middelbelastning,sommer	2935 t
-Lavbelastning,sommer	2201 t

TARIFF GRØNN A: MINDRE ENN 10 000 KW
GRUNNVERSJON

	Fast ab. avgift Nkr/kW	Energipris no. øre/kWh				
		Vinter			Sommer	
		Topp belastn.	Middel belastn.	Lav belastn.	Middel belastn.	Lav belastn.
Svært lang brukstid	902,7	44,8	35,1	24,9	14,2	10,1
Lang brukstid	589,3	65,5	48,0	25,9	17,2	10,2
Middels brukstid	371,9	114,6	58,3	27,2	18,6	11,1
Kort brukstid	120,0	159,7	80,5	36,2	23,0	12,6

*kilde:EdF

Omregnet med valutakurs lik gjennomsnitt for 1986: 100 FF = 107,5 Nkr

For kunder med svært høy brukstid er høyeste pris betalt i toppbelastningstimer på vinteren fire ganger høyere enn laveste pris betalt i lavbelastningstimer på sommeren. For kunder med høy brukstid er høyeste pris ca. seks ganger så høy som laveste pris. Kunder med middels brukstid betaler ca. ti ganger så mye i høyprisperioden som i lavprisperioden. For brukere med lav brukstid er høyeste pris ca. tretten ganger høyere enn laveste pris. Forskjellen i prisvariasjoner skyldes at kunder med høy brukstid ikke har store variasjoner i sin etterspørsel og derfor heller ikke bidrar til de kostnadene som dette medfører for produsenten (se side 25). Prisene skal gjenspeile grensekostnadene ved de ulike konsumentgruppers etterspørsel. For å hindre at grupper med lavere brukstid gjør bruk av tariffene med lave energipriser, er den faste abonnementsavgiften satt høyere pr kW for kunder med høy brukstid.

Tariff grønn B (10-40000 kW) og tariff grønn C (over 40000 kW) skiller mellom fire sesongklasser og tre døgklasser.

Sesong :vinter : desember-februar
:midt sesong : mars og november
:sommer : april, mai, juni, september og oktober
:juli og august

Døgn :topp : 4 timer pr dag mandag-fredag ekskl. ferier i vintermånedene
:middels : 6 timer pr dag mandag-søndag og alle ferier, hele juli og august
:lav : alle andre timer

-Toppbelastning	249 t
-Middelbelastning,vinter	872 t
-Middelbelastning,midtsesong	745 t
-Lavbelastning,vinter	1039 t
-Lavbelastning,midtsesong	719 t
-Middelbelastning,sommer	1778 t
-Lavbelastning,sommer	1778 t
-Juli og august	1488 t

GRØNN TARIFF B: 10 - 40 000 kW

GRUNNVERSJON

	Fast ab. avgift Nkr/kW	Energipris no. øre/KWh							
		Topp belastn.	Middel bel. vinter	Middel bel. midt- sesong	Lav bel. vinter	Lav bel. midt- sesong	Middel bel. sommer	Lav bel. sommer	Juli/ august
		Svært lang brukstid	695,4	45,1	37,2	33,5	26,0	22,8	14,6
Lang brukstid	448,3	62,5	52,0	40,1	30,9	24,7	15,3	10,1	7,5
Middels brukstid	264,6	97,9	69,0	46,2	34,4	25,6	15,6	10,1	7,5
Kort brukstid	95,6	123,9	97,2	57,6	44,1	28,5	17,2	10,6	7,5

*kilde:EdF

For brukere av grønn tariff B med svært lang brukstid, er høyeste pris 6 ganger så stor som laveste pris. Kunder med lang brukstid betaler 8 ganger mer i høyprisperioden. Høyeste pris er henholdsvis 13 og 17 ganger høyere enn laveste pris for kunder med middels og lav brukstid. Det er små forskjeller i prisene mellom kunder med ulik brukstid i juli og august samt lavbelastning på sommeren.

Den grønne tariffen

Valgmulighet; varierende toppbelastningsperioder.

Denne varianten inneholder også de tre gruppene A, B og C, basert på kundenes størrelse. Det er bare kunder med lang og svært lang brukstid som har anledning til å velge denne varianten. Den regionale distributøren velger i samarbeid med den nasjonale produsenten toppbelastningsperioder med utgangspunkt i 18 timer pr dag i 22 av de mest belastede dagene i året.

Tariff grønn A (250-10000 kW) tilbyr 4 forskjellige prisperioder:

-Mobile toppbelastningstimer	396 t
-Vintertimer	3228 t
-Sommer mellombelastningstimer	2935 t
-Sommer lavbelastningstimer	2201 t

GRØNN TARIFF A: mindre enn 10 000 kW
 VARIERENDE TOPPBELASTNINGSPERIODER

	Fast ab. avgift Nkr/kW	Energipris no. øre/kWh			
		Vinter		Sommer	
		Mobile topp- belastn. timer	Vinter timer (andre)	Sommer middel- belastn.	Sommer lav belastn.
Svært lang brukstid	902,7	82,2	25,7	14,1	10,1
Lang brukstid	371,9	228,6	29,1	17,7	10,3

*kilde:EdF

For kunder med svært lang brukstid er høyeste pris betalt i de mobile toppbelastningstimerne 8 ganger høyere enn laveste pris. For kunder med høy brukstid er høyeste pris 22 ganger så stor.

Tariff grønn B (10000-40000 kW) og C (over 40000 kW) tilbyr seks forskjellige prisperioder:

-Mobile toppbelastningstimer	396 t
-Vintertimer	1880 t
-Midtseongtimer	1348 t
-Sommer mellombelastningstimer	1870 t
-Sommer lavbelastningstimer	1778 t
-Juli og august	1488 t

GRØNN TARIFF B: 10 - 40 000 kW
 VARIERENDE TOPPBELASTNINGSPERIODER

	Fast ab. avgift Nkr/kW	Energipris no. øre/kWh					
		Mobile topp- belastn. timer	Vinter	Midt- sesong	Middel- belastn. sommer	Lav belastn. sommer	Juli/ august
Svært lang brukstid	695,4	78,5	26,1	24,5	14,6	10,0	7,5
Lang brukstid	264,6	204,2	31,0	26,1	15,6	10,1	7,5

*kilde:EdF

For kunder med svært lang brukstid, er høyeste pris 10 ganger større enn laveste pris. Kunder med høy brukstid betaler 27 ganger så mye i høypristimerne.

Valgmuligheten med varierende toppbelastningstimer gir mye

større forskjell mellom høy og lav pris enn grunnvarianten. Dette fordi den til variasjonen i prisene, slik at de kan trekke sin etterspørsel tilbake i toppbelastningstimer. Som "belønning" for dette tilbys de lavere priser i andre perioder på året.

Den gule tariffen

Dette er en tariff for levering av lavspent kraft til kunder som etterspør 250 kVA eller mindre. Tariffen tilbyr to versjoner avhengig av brukstiden.

Valgmulighet; grunnversjon.

Denne versjonen skiller mellom 2 sesongklasser og 2 døgnklasser for brukere med middels og lang brukstid.

Sesong: vinter = november-mars
sommer = april -oktober

Døgn: topp = 16 timer pr dag, 7 dager pr uke.
lav = 8 timer pr dag.

Tid for topp- og lavbelastningstimer bestemmes av det regionale distribusjonscenteret (ikke mobile).

-Normale vintertimer 2416 t
-Lavbelastningstimer vinter 1208 t
-Normale sommertimer 1712 t
-Lavbelastningstimer sommer 3424 t

GUL TARIFF: 36 - 250 kVA GRUNNVERSJON

	Fast ab. avgift Nkr/kVA	Energipris no. øre/kWh			
		Vinter		Sommer	
		Normal belastn.	Lav belastn.	Normal belastn.	Lav belastn.
Lang brukstid	389,8	64,9	29,4	18,9	10,5
Middels brukstid	125,9	95,2	41,4	20,4	10,9

*kilde:EdF

For kunder med lang brukstid, er høyeste pris 6 ganger høyere enn laveste. For kunder med middels brukstid, er høyeste pris 9 ganger større enn laveste pris.

Valgmulighet; Varierende toppbelastningsperioder.

På samme måte som i den grønne tariffen velger den regionale distributøren i samarbeid med den nasjonale produsenten topp-pris-timene med utgangspunkt i 18 timer pr dag i 22 av årets mest belastede

dager. Denne varianten kan bare velges av kunder med lang brukstid. Den har de samme prisperioder som den grønne versjonen. De mobile toppbelastningstimerne utgjør også her 396 av årets timer.

GUL TARIFF: 35 - 250 kVA

VARIERENDE TOPPBELASTNINGSPERIODER

	Fast ab. avgift	Mobile topp-belastn. timer	Andre vinter timer	Normal belastn. sommer	Lav belastn. sommer
Lang brukstid	389,8	262,4	34,2	18,9	10,5

*kilde:EdF

Høyeste pris er her 25 ganger høyere enn laveste pris. Vintertimene har imidlertid en langt lavere pris enn størstedelen av vintertimene i grunnversjonen.

Den blå tariffen.

Denne tariffen tilbys kunder av lavspent kraft som etterspør mindre enn 36 kVA.

Valgmulighet; grunnversjon.

Denne versjonen av den blå tariffen består av en energipris og en fast abonnementsavgift som er avhengig av den mengde kVA som etterspørres. Den skiller mellom kraft til husholdninger og jordbruk. Dette skyldes en lov fra 1935, og er ikke lenger rettferdiggjort m.h.p de kostnadene disse brukerne påfører produksjonssystemet. Det er små forskjeller i prisene til disse brukerne.

Valgmulighet; lavbelastningsversjon.

Denne versjonen består av to energipriser, lavere pris i lavbelastningstimerne 8 timer pr dag, og en fast abonnementsavgift som er en funksjon av størrelsen på etterspørselen. Prisene er de samme i normalbelastningstimerne i denne versjonen som den ens energiprisen i grunnversjonen. Valg av lavbelastningstariffen gjøres derfor kun på basis av konsum i lavbelastningstimerne. Høy pris er i underkant av 2 ganger større enn laveste pris.

BLÅ TARIFF: 0-36 kVA
GRUNNVERSJON OG LAVBELASTNINGSVERSJON

Abonert etterspørse1	Fast ab. avgift Nkr/år	Energi- pris no.øre/ kWh	Fast ab. avgift Nkr/år	Energipris	
				no. øre/kWh	
				Normal belastn.	Lav belastn.
Liten levering mindre enn 3 kVA	144	64,6			
6	429,8		732,1		
9	826,9		1186,2		
12	1210,0		1667,6		
15	1593,1	53,4	2149,0	53,4	30,6
18	1976,3		2630,4		
24	-		3958,6		
30	-		5286,8		
36	-		6615,0		

*kilde:EdF

Valgmulighet; varierende toppbelastningsperioder.

Toppbelastningstimene utgjør 396 timer og blir valgt blant de 22 mest belastede dagene i året. De utgjør ikke mer enn 18 timer pr dag ca. mellom klokken 07.00 og 01.00 ca. mellom 1. november og 31. mars. Varsel blir sent ut en halv time før hver periode begynner. Dette utgjør høyprisperioden. Høy pris er ca. 9 ganger høyere enn lav pris som betales resten av året.

BLÅ TARIFF: VARIERENDE TOPPBELASTNINGSPERIODER

Abonert etterspørse1	Fast avgift Nkr/år	Energipris no.øre/kWh	
		Mobile topp- belastn. timer	Andre
12	732,1		
15	1186,2	310,8	34,2
18	1667,0		
36	2630,4		

Valgmulighet; liten levering:

Denne gjelder for kunder som etterspør mindre enn 3 kVA. Den

har en energipris og en fast abonnementsavgift. Den faste avgiften er mindre enn for andre brukere. Energiprisen er satt høyere enn for de andre versjonene av den blå tariffen, slik at denne tariffen virkelig bare brukes av små etterspørrere.

5.4 Oppsummering

Den franske tariffstrukturen er svært differensiert. Både mellom tariffversjonene og innenfor hver tariffversjon er det store prisdifferensieringer. Høyeste energipris i Frankrike er på 310,8 øre/kWh (varierende toppbelastning versjon) og laveste pris er på 7,5 øre/kWh. Denne tariffstrukturen gir uttrykk for hvordan EDF praktiserer sitt ønske om økonomisk effektivitet på elektrisitetsmarkedet.

Denne tariffstrukturen er tilpasset franske tilbuds- og etterspørselsforhold. Andre land vil ha andre tilbuds- og etterspørselsforhold. I Norge vil f.eks. særlig tilbudssiden ha andre kjennetegn. Det er imidlertid prisene for prissettingen som er det vesentlige.

6. KORT OM TIDSVARIABLE TARIFFER I NOEN ANDRE LAND

6.1 Sverige.

Sverige har innført en tidstariff for husholdningene hvor prisene varierer over døgnet og året. Den nåværende versjonen (1987), har to energipriser, en "lav" som anvendes i 80% av årets timer og en "høy" som anvendes i de resterende 20%. Lav pris gjelder hele sommerhalvåret fra 1.april til 31. oktober, og resten av året på hverdager fra kl 22.00-06.00. Det er også lav pris i helgen fra fredag kl 22.00 til mandag kl 06.00. Forskjellen på høy og lav pris er ca. 100%. Tidstariffen er foreløpig valgfri, og brukes av ca. 4% av husholdningene.

*kilde:Statens Vattenfall

6.2 Finland

I Finland ble det i 1981 innført en foreløpig valgfri tidsvariabel tariff for husholdningene. Tariffen har to energipriserioder. Høy pris betales fra 1. november til 31. mars mellom kl 07.00 og 22.00. Resten av året betales lavere pris. Forskjellen på høy og lav pris er ca. 120%.

*kilde:Finlands Elverksforening.

6.3 Quebec, Canada

Jean-Thomas Bernard og Josee Chatel ved Universite Laval i Quebec, har foretatt en undersøkelse på anvendelse av grensekostnadsprising på elektrisitetsproduksjon i Hydro Quebec. Hydro Quebec hadde i 1984 en samlet effektkapasitet på 15400 MW, som er litt lavere enn den totale kapasiteten i Norge. Kraftproduksjonen er 99% vannkraftbasert, resten produseres ved gassturbin. Bernard og Chatel fremhever to hovedproblemer tilknyttet grensekostnadsprising; -måling av kostnadselementene i den teoretiske modellen, dvs. konstruksjon av pris og kostnadsdata, og -måling av effektene av grensekostnadsprising som pris og mengdeendringer.

Med utgangspunkt i Hydro Quebecs investerings og produksjonsplan fra 1970-90, har Bernard og Chatel beregnet langtidsgrensekostnad i elektrisitetsproduksjonen gitt belastningskurven i etterspørselen. Grensekostnaden varierer med spenningsnivå, brukstid og tid på året/døgnet.

Konsumentene er inndelt i tre grupper; husholdninger, tjenesteyting og industri. I følge den nåværende tariffen med ens pris over hele året, betaler tjenesteyting høyest pris på 19,3 øre/kWh (\$0,0306), husholdningene betaler 14,5 øre/kWh (\$0,0230) og industrien betaler 6,3 øre/kWh (\$0,0172). De beregnede estimatene på grensekostnadene tilsier en prisforskjell på 15:1 mellom toppbelastning og lav-

belastning for alle konsumentgrupper. Energiprisen i toppbelastningsperioden vil stige betydelig for alle grupper. Prisen i middel- og lavbelastningsperiodene vil synke svakt for tjenesteyting og husholdninger, men vil stige for industrigruppen også i denne perioden. Toppbelastningsperioden er satt fra kl 10.00-12.00 og 16.00- 02.00 i perioden 1. desember til 15. februar. Middelbelastning er fra 1. november til 30. april bortsett fra toppbelastningstimene, og lavbelastningsperioden er resten av året.

På grunnlag av estimater på priselastisiteter i etterspørselen etter elkraft, har Bernard og Chatel beregnet store velferdsgevinster ved innføring av tidsvariable tariffer på elektrisitetsmarkedet i Quebec.

7. DET NORSKE ELEKTRISITETSMARKEDET

7.1 Kjennetegn ved det norske elektrisitetsmarkedet

7.1.1 Vannkraft

Elektrisitetsproduksjonen i Norge er 99% vannkraftbasert. En fjerdedel er statlig eid og tre fjerdedeler er kommunalt, interkommunalt og fylkeskommunalt eid. Tabell 1 viser en oversikt over elbalansen fra 1975-1986.

Tabell 7.1 Elbalansen 1975-86, TWh.

	1975	1980	1982	1983	1984	1985	1986	1987
Produksjon	77,5	84,1	93,2	106,4	106,7	103,3	97,2	104,4
+Import	0,1	1,8	0,6	0,4	0,9	4,1	4,2	3,0
-Eksport	5,7	2,3	6,7	13,8	9,1	4,6	2,2	3,4
=Brutto innenl. forbruk	71,9	83,6	87,1	93,0	98,4	102,8	99,2	103,9
-Pumpekraft	0,1	0,5	0,6	0,5	0,6	0,8	0,7	0,7
-Tap ved eksport	0,6	0,2	0,6	1,3	1,0	0,7	0,4	0,5
-Tilfeldig kraft	3,2	1,2	2,4	4,1	4,8	4,8	3,0	4,8
=Brutto fastkraft	67,9	81,7	83,5	87,1	92,0	96,5	95,1	97,9
Kraftintensiv industri	27,0	28,7	26,6	29,5	32,1	31,0	29,3	30,2
Alminnelig forbruk	40,9	53,0	56,9	57,6	59,9	65,5	65,8	67,7
-Tap i linjenettet	6,5	7,8	7,8	8,0	7,7	8,0	8,2	8,6
Netto fastkraft	61,4	73,9	75,7	79,0	84,3	88,5	86,9	89,3
Kraftintensiv industri	26,2	27,9	25,8	28,7	31,2	30,0	28,4	29,0
Alminnelig forbruk	35,2	46,0	49,9	50,3	53,1	58,5	58,5	60,3
Gjennomsnittlig årlig endring i prosent ¹⁾	4,4	4,8	4,2	4,1	4,0	3,0	1,5	

1)temperaturkorrigerte tall.

*kilde: Statistisk Sentralbyrå.

Kraften er delt i to kategorier, tilfeldig kraft og fastkraft. Dette er gjort med bakgrunn i de store svingningene i produksjonen i det norske vannkraftsystemet. Variasjonen i produksjonen rundt et gitt fastkraftnivå gir seg utslag i markedet for tilfeldig kraft. Dette markedet har som oppgave å sørge for at produksjonskapasiteten til enhver tid blir utnyttet. Import og eksport er knyttet til tilfeldig kraft og skjer til varierende priser på en "kraftbørs". Tilfeldig

kraft formidles av Samkjøringen og omsetningen skjer etter et markeds-system hvor prisene i prinsippet følger korttidsgrensekostnad: (Dette er korttidsgrensekostnad ved tilfeldig kraft som er avhengig av nedbørsmengde, ikke den egentlige grensekostnaden i kraftproduksjonen som er kostnaden ved en marginal økning i fastkrafttilbudet.) Alle driftsenheter kan kjøpe og selge kraft til Samkjøringens priser. Temperatur og vanntilgang bestemmer om det importeres eller eksporteres kraft. Import og eksport skjer til Sverige, Danmark og Sovjet.

Bruttoforbruket fordeler seg i 1987 på 30,2 TWh til kraftintensiv industri og 67,7 til alminnelig forbruk. Nettoforbruket er på henholdsvis 28,0 og 60,3 TWh. Krafttapet er altså størst ved forbruk i alminnelig forsyning, ca. 13% mot ca. 3% i kraftkrevende industri. Totalt forbruk har vist en avtakende vekst de siste årene. Veksten i alminnelig forsyning har vært sterkest. Alminnelig forsyning har en større andel av totalt forbruk i 1987 enn i 1975. Brukstiden i alminnelig forsyning er mindre enn i kraftintensiv industri. (Brukstid = energiforbruk/maksimal effekt). Utviklingen i forbruket fører derfor til at brukstiden i totalt konsum har blitt lavere. I 1975 var brukstiden 6479 timer og i 1986 5953 timer. Dette innebærer at maksimal-effekten har steget raskere enn energiforbruket. Etterspørselen er blitt mer effektorientert og mindre energiorientert. Til midten av 70-årene har dimensjoneringen av kraftinstallasjonene skjedd med tanke på energiproduksjon, og dette har ført til (for) stor effektdimensjonering. Dette kan illustreres ved at en i maksimalbelastningsdøgnet i 1986 hadde ledig ytelse på 2436 MW (653 MW av denne ble eksportert). Nytteverdien av kraftproduksjonen bør spaltes i energi og effektnytte, slik at energinytte + effektnytte \geq kostnadene. Problemet er å tallfeste effektnytten fordi en bruker et energibasert tariffsystem (H4). De store effektinstallasjonene som følge av energiorientert utbygging fører til stor produksjon av tilfeldig kraft når energisituasjonen tillater det.

7.1.2 Gasskraft

Gasskraft fremstår som det mest aktuelle alternativet til vannkraft i 1990-årene. Dette har sammenheng med de store gassreservene på norsk sokkel med begrensede avsetningsmuligheter i eksportmarkedet. Produksjon av elektrisitet fra naturgass skjer hovedsaklig ved tre alternativer:

- Gassfyrte kondenskraftverk (dampturbinverk)
- Gassturbinverk
- Kombinerte anlegg (bruk av både gass og dampturbinverk)

Kondenskraftverk representerer de tradisjonelle varmekraftverk. Naturgass brennes i kjeleanlegg for å produsere damp. Dampen driver dampturbiner som koblet med generatorer produserer el-kraft. Gassturbinverk brenner gassen i turbinens brennkammer og varme røk-

gasser driver turbinen direkte. I kombinerte anlegg benyttes gass og damp turbin samtidig. Disse tre tekniske løsningene gir forskjellig virkningsgrad av gassen; Gassturbin 25-35%, gasskondens 39-43%, kombinerte anlegg 45-50%. Gasskondens og kombinerte anlegg ligger på samme kostnadsnivå i investeringer mens gassturbin ligger betydelig under. Gassturbinverk gir billigst kraft når driftstiden er lavere enn 3-4000 timer. For høyere driftstid er gasskondensverk eller kombinerte anlegg billigere. Driftstiden avhenger av om gasskraften brukes som grunnlast eller topplast. Ved topplast er fastkraftkostnadene i et gasskraftverk (gjelder varmekraft generelt) ikke de samme som kostnaden pr produsert enhet i gasskraftverket. Dette skyldes at gasskraften foredler tilfeldig kraft i vannkraftsystemet til fastkraft. Gasskraftverket kan holdes i drift i de perioder hvor kraftverdien i det norske systemet er høyere enn de driftsavhengige kostnadene i verket. Muligheten til å trappe opp/ned produksjonen i gasskraftverket kan være en gunstig måte å utnytte gasskraften på i det norske vannkraftsystemet hvor produksjonen avhenger av vanntilgangen. Gasskraftverket kan også drives som grunnlastverk. En vil i dette tilfellet ikke få noen foredlingsgevinst i forhold til tilfeldig kraft. Det er her vannkraft som må ta toppbelastningen.

I Energimeldingen, St.meld nr 38 (1986-87), oppgis kostnad pr kWh i et kombinert anlegg som funksjon av gasspris. Kostnaden varierer fra 9,2 øre/kWh til 26,4 øre/kWh ved gasspris fra 2,5 kr/GJ - 25,0 kr/GJ. Kostnader ved vannkraftproduksjon refert kraftstasjonens vegg er av NVE anslått til 23,4 øre/kWh. (7 % kalkulasjonsrente ved begge alternativer).

7.2 Prinsipper for prising av elektrisitet i Norge

I følge St.meld. nr 38 har regjeringen har gått inn for at kostnaden ved å anskaffe ny fastkraft, langtidsgrensekostnad (LGK) bør være retningsgivende for prisen på fastkraft. Målet er at realprisen på elektrisitet til alminnelig forsyning gradvis skal økes slik at gjennomsnittsprisen svarer til LGK med 6% kalkulasjonsrente i 1995. Stortinget har sluttet seg til dette prinsippet, senest ved behandlingen av energimeldingen i 1985. Prinsippene for prispolitikken er utformet i en periode hvor det aktuelle alternativet for å dekke etterspørselen ved innelandsk produksjon var en utvidelse av vannkraftsystemet. Innfasing av gasskraft vil få konsekvenser for kostnadsstrukturen og vil kunne få betydning for prisene. Det er imidlertid fremdeles stor usikkerhet knyttet til omfanget og kostnader knyttet til gasskraft, slik at myndighetene foreløpig går ut fra vannkraft ved prisfastsettelsen.

I praksis (bortsett fra til kraftintensiv industri) er myndighetenes mulighet til å kontrollere fastkraftprisene svært begrensede. Kraftleveransene foregår fra 256 elverk som har enerett på el-forsyning innenfor sitt konsesjonsområde. Elverkenes styrende organer fastsetter selv priser og leveringsbetingelser for kraften. Prissettingskriteriet er å dekke etterspørselen ved lavest mulig kostnader innen-

for balanserte regnskaper. De fleste elverkene er kommunale, interkommunale eller fylkeskommunale og er underlagt kommunale regnskapsforskrifter. Det er de historiske kostnadene som reflekteres i regnskapene, ikke de samfunnsøkonomiske. Størstedelen av kostnadene ved produksjon av vannkraft er kapitalkostnader. Gamle kraftverk med nedbetalte kapitalkostnader vil som følge av regnskapsmessig prissetting ha langt lavere priser enn nye kraftverk. De eldste kraftverkene er som regel også de som var billigst å bygge ut.

Generelt er kapasiteten i vannkraftforsyningen begrenset av energitilgang i form av magasiner og tilsig, og maskinytelse (effekt). Kraftprisene bør derfor bestå av elementer som tar hensyn til disse kostnadskomponentene. Dette kan gjøres ved at tariffen inneholder en fast avgift som tar hensyn til forbruksuavhengige kostnader (effekten) og en energipris som dekker energikostnaden. Den norske tariffen har et fastledd og et energiledd. Fastleddene varierte i 1986 fra 0-1400 kr/år, gjennomsnittet var på 450 kr/år. NVE har anslått årlige faste kostnader i alminnelig forsyning til 1600-4000 kr/år, avhengig av type forsyningsområde. Den gjeldende tariffen tar altså ikke tilstrekkelig hensyn til de driftsuavhengige kostnadene. Dette kan tyde på at elverkene dekker sine faste kostnader gjennom energiprisen, noe som gjør at konsumenter med høyt energiforbruk betaler mer for effektkapasiteten enn konsumenter med lavere energiforbruk.

Det er den forbruksavhengige delen av tariffen, energileddet, som skal reflektere LGK. Det er denne delen av tariffen som er relevant for konsumentenes vurdering av kraftforbruket. El-avgiften inkluderer når sammenligningen foretas (merverdiavgift inkluderer ikke). Landsgjennomsnittet for energileddet i H4 tariffen var i 1986 på 27,3 øre/kWh. Dette er ca. 19% mindre enn LGK ved 7% kalkulasjonsrente, og 8% mindre ved 6% kalkulasjonsrente. NVE oppgir LGK ved forbrukers vegg til 33,6 øre/kWh ved 7% kalkulasjonsrente og 29,8 øre/kWh ved 6% kalkulasjonsrente.

Prissetting av elektrisitet i Norge fører naturlig nok til store regionale forskjeller i prisene. I gjennomsnitt pr fylke betaler Nordland høyeste energipris på 30,9 øre/kWh og Telemark laveste pris på 23,5 øre/kWh i 1986. Det er tildels store forskjeller også innenfor hvert fylke, bare Oslo og Nord-Trøndelag har ens priser. Lavest energipris levert i alminnelig forsyning var 11,5 øre/kWh (Buskerud), høyeste pris 40,3 øre/kWh i 1986 (Nordland).

Ifølge St.meld. nr 38 uttrykker myndighetene ønske om en utjevning av de regionale forskjeller utfra hensynet til effektiv ressursallokering. De kostnadsmessige forskjeller som skyldes ulik topografi, befolkningstetthet osv, bør uttrykkes i tariffens fastledd. De viktigste virkemidlene for en utjevning av kraftprisene i alminnelig forsyning som blir nevnt i St.meld. nr 38 er;

Merverdiavgift på elektrisk krsft er en gradert avgift hvor verk med de laveste prisene betaler de høyeste merverdisatsene. Satsene varierte i 1986 fra 14-25%. Nordland Troms og Finnmark er fritatt for merverdiavgift.

Elavgift er en fast avgift i øre/kWh (2,4 øre/kWh i 1986). Dette medfører at den har prisutjevneende effekt. Avgiftssatsen er lik for alle landsdeler og sektorer innen alminnelig forsyning.

Statstilskudd gis til elverk med dårlig økonomi og høye priser. Et vilkår for støtte er at prisen ligger minst 15% over landsgjennomsnittet.

Organisasjonstiltak. Sammenslåing av elverk til større vertikalt delte enheter vil være en effektiv måte å få en geografisk utjevning av prisene.

Prisene på kraft til kraftintensiv industri og trefordling fastsettes direkte av Stortinget. Disse industriene har tilgang på kjøp av fastkraft og ugarantert kraft fra Statkraft og lokale elverk. Statkraft har ulike kontrakter med ulike prisvilkår. For kraftintensiv industri gjelder hovedsaklig 1950-, 1960-, 1976- og 1983-kontraktene. De eldste kontraktene har de laveste prisene. Gjennomsnittsprisen på 1950-kontraktene er f.eks. 4 øre/kWh (eks. elavgift). Denne prisen vil forbli uendret frem til 1995. For nye leveranser fra Statkraft gjelder 1983-kontraktene. pris inkl. overførings- og elavgift er i 1987 18,7 øre/kWh i gjennomsnitt. LGK (5% kalk.rente) er beregnet til 21,6 øre/kWh. Prisen i nye kontrakter er således ca. 15% lavere enn LGK. Ved 6% kalk.rente er LGK 25,0 øre/kWh. Målet om pris lik LGK gjelder altså ikke for kraftintensiv industri, selv om det bare er i denne delen av el-forsyningen man har mulighet til å oppnå et slikt mål fordi myndighetene bestemmer prisene direkte.

*kilde: St.meld. nr 38 (1986-87).

7.3 "Prosjekt ny tariffstruktur"

I 1983 ble det satt igang et utredningsprosjekt for å foreta en utprøving av samfunnsøkonomisk nytte ved å innføre tidsvariable tariffer i Norge. Dette prosjektet er et samarbeid mellom Norges Energivernforbund, Olje- og energidepartementet, Miljøverndepartementet og NVE. Undersøkelsen utføres ved Energidata A/S, Trondheim.

Ca. 500 prøveabonenter og 200 kontrollabonenter deltar i prosjektet. Tariffen som prøveabonentene er forelagt "forsøker å gjenspeile kostnadene i el-forsyningen". Tariffen er konstruert slik at "abonenter med et normalt forbruksmønster ikke skal betale mer for elektrisiteten enn vedkommende ville ha gjort med vanlig tariff". Utgangspunktet er en energipris i H4 tariffen på 23 øre/kWh. Hovedmålet er altså ikke priser lik grensekostnad, men en slags tilnærming som er begrenset av at en "normal" konsument ikke skal ha økte el-utgifter. Følgende prøvetariff er brukt:

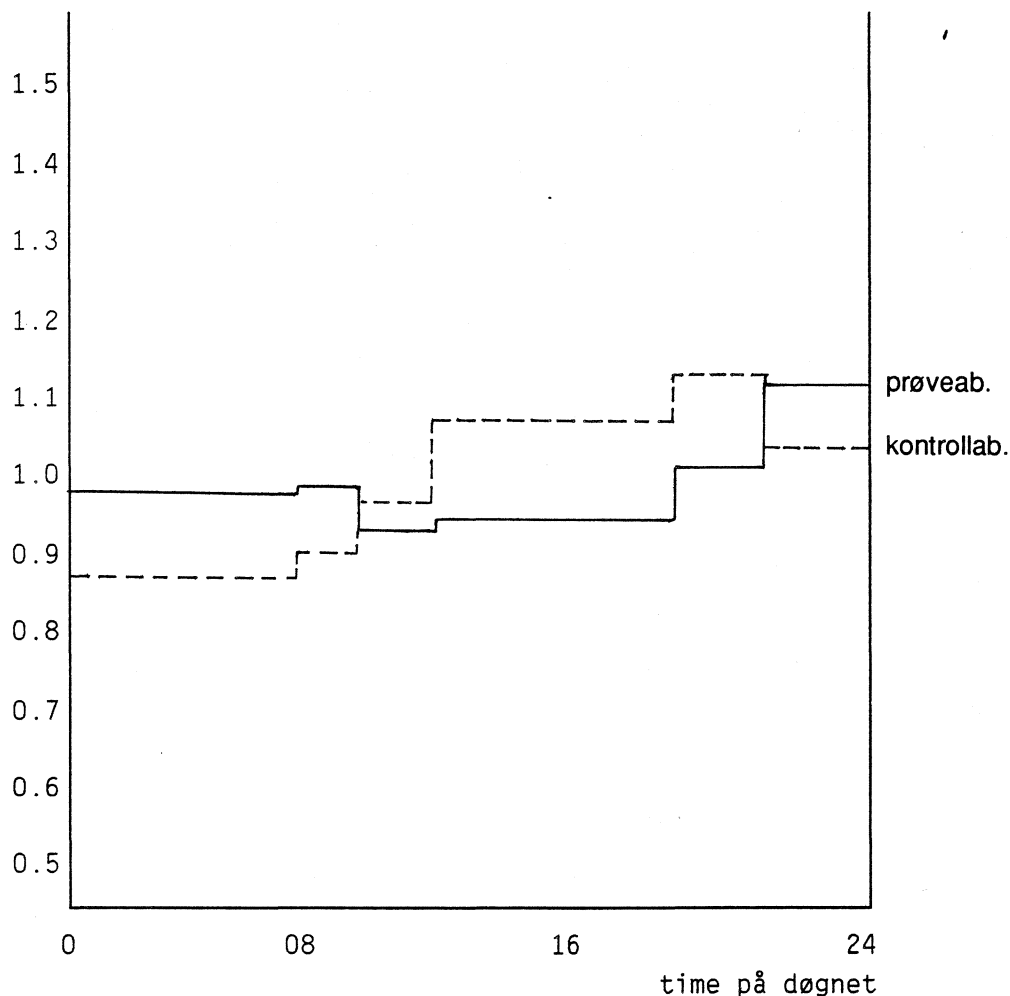
Vinter	Dag	36 øre/kWh
	Natt	18 --"--
Vår/Høst	Dag	28 --"--
	Natt	14 --"--

Sommer Dag 12 --"--
 Natt 6 --"--

Foreløpige resultater viser store individuelle variasjoner i reaksjonene hos prøveabonentene. For de som har endret sitt forbruk, er tendensen at det først og fremst skjer en reduksjon i forbruket på dagtid. De foreløpige analyser tyder på at disse reduksjonene motsvares av økt forbruk etter at nattprisen inntreer. Øvrig reduksjon kan skyldes overgang til andre energikilder eller energisparing. I gjennomsnitt har abonnenter i enebolig i løpet av et år flyttet 1000 kWh fra dag til natt. For rekkehusabonenter er gjennomsnittet 750 kWh. Utslagene er små for blokkleiligheter. Maksimalt effektuttak for prøveabonentene er forskjøvet fra 20.00 til 22.00.

Flere prøveabonenter har endret sitt forbruk etter den nye tariffen, noen har ikke reagert. I gjennomsnitt for alle prøveabonenter som deltar i forsøket har det funnet sted en tilpasning til den nye tariffen som gjør at døgnprofilen i el-konsumet er noe endret, se fig. 7.1.

Figur 7.1. Relativt døgnforløp over vinterdøgn hos hush.abonenter.



Innen tjenesteytende sektor er reaksjonene mindre klare. Også her er de individuelle forskjellene store. Det vil ikke være urimeleg å

anta at på noe lengre sikt vil forbruksmønsteret endres sterkere hvis prissignalene oppmuntrer til det. Dette fordi det på lengre sikt vil være større muligheter til å anskaffe alternative energikilder der dette ikke eksisterer og/eller energisparing.

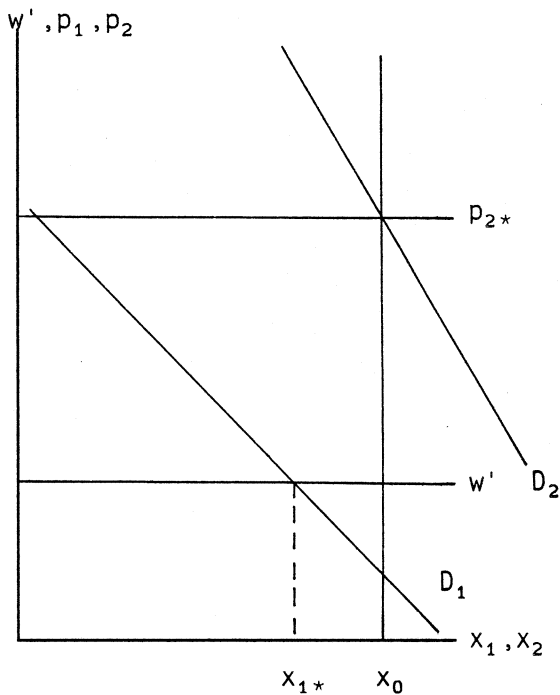
De konsumentene som endrer sitt forbruk vil få mindre totale kostnader forbundet med elektrisitetsforbruk. For elverkene kan denne endringen i forbruket føre til besparelser når det gjelder kraftanskaffelser og i den fremtidige utbyggingen av elnettet. Kostnadene til måleutstyr og avregning vil øke. Nytte- og kostnadsendringer må sammenlignes for at en (evt.) samfunnsøkonomisk gevinst skal kunne vurderes.

7.4 Tidsvaribel tariff i Norge

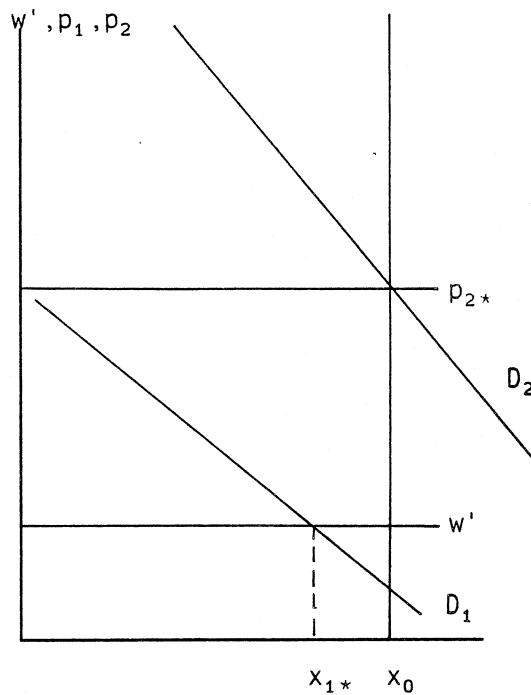
LGK er et investeringskriterium, ikke et prissettingskriterium. Når gjennomsnittsprisen for kraft i Norge er lavere enn LGK kan dette tyde på at kraftkapasiteten er for stor og at investeringer ikke bør foretas før gjennomsnittspris er lik LGK. En konsekvens av den norske prissettingen er store prisforskjeller; konsumentene betaler ikke samme pris for samme vare og indifferensens lov gjelder ikke. Den marginale avkastningen ved bruk av kraft blir ikke den samme i alle anvendelser, og samlet krafttilgang blir dermed ikke utnyttet på samfunnsøkonomisk mest effektiv måte. Riktig kraftpris på kort sikt skal i prinsippet tilsvare korttidsgrensekostnad (KGK) ved produksjon av kraft innenfor den kapasitet som er tilgjengelig. KGK i vannkraftproduksjon varierer gjennom året fordi vanntilgangen og belastningen er forskjellig. Kostnadsriktige priser skal derfor variere gjennom døgnet og året i henhold til kostnads- og etterspørselssvingninger. KGK vil f.eks. være høyere på vinterdager p.g.a. stor etterspørsel (belastning) og (normalt) lite tilsig (såkalt tørr sesong, se kap. 3.1). KGK vil være lavere om sommeren fordi etterspørselen da er mindre. De store variasjonene i kraftetterspørselen i Norge skyldes bl.a. at elektrisitet i stor grad brukes til oppvarming og etterspørselen blir således svært temperaturavhengig.

En forenkling av etterspørselsmønsteret og kostnadsforholdene er vist i figur 7.1 og 7.2. (Se side 13 for etterspørselsvariasjonene over døgnet og året.) Korttidsgrensekostnaden er antatt høyere om vinteren fordi i denne perioden er tilsig av vann normalt mindre enn etterspørselen. Energiproduksjonen får da et tillegg i kostnadene i form av kalkulasjonsprisen på vann, se kap. 3.1. Det er her antatt fire forskjellige etterspørselskurver avhengig av sesong og tid på døgnet.

Figur 7.1. Etterspørselskurver for dag og natt. Vinter.



Figur 7.2 Etterspørselskurver for dag og natt. Sommer.



Figur 7.1 viser etterspørselen i vintermånedene som f. eks. kan defineres fra og med november til og med mars. I disse månedene var belastningen i 1986 høyere enn 13500 MW. De to etterspørselskurvene gjelder for forskjellig tid på døgnet. D_2 er dagetterspørselen som f.eks. kan defineres fra kl.08.00-22.00. I 1986 var etterspørselen i maksimalbelastningsdøgnet på over 12000 MW i disse timene. Figur 7.2 viser dag og nattetterspørselen (D_2 og D_1) i sommermånedene fra april til november. Det er selvfølgelig mulig å definere dag og natt annerledes om sommeren enn om vinteren, hvis etterspørselsforholdene tilsier det. Kapasiteten er gitt både sommer og vinter (ett år), og KGK er antatt høyere på vinteren. Denne forenklede fremstillingen av kostnads- og etterspørselsforhold gir fire ulike priser på kraften. Nattpriene blir i begge sesonger lik korttidsgrensekostnad (som er forskjellig). Dette er optimal pris når etterspørselen er mindre enn kapasitetsnivået fordi konsumentene får signaler om hva deres etterspørsel medfører av kostnader i produksjonssystemet. Dagprisen blir forskjellig i de to sesongene avhengig av hvor etterspørselskurvene krysser kapasitetsnivået. Prisen blir her satt slik at kapasiteten blir benyttet fullt ut (evt. at den ikke overskrides).

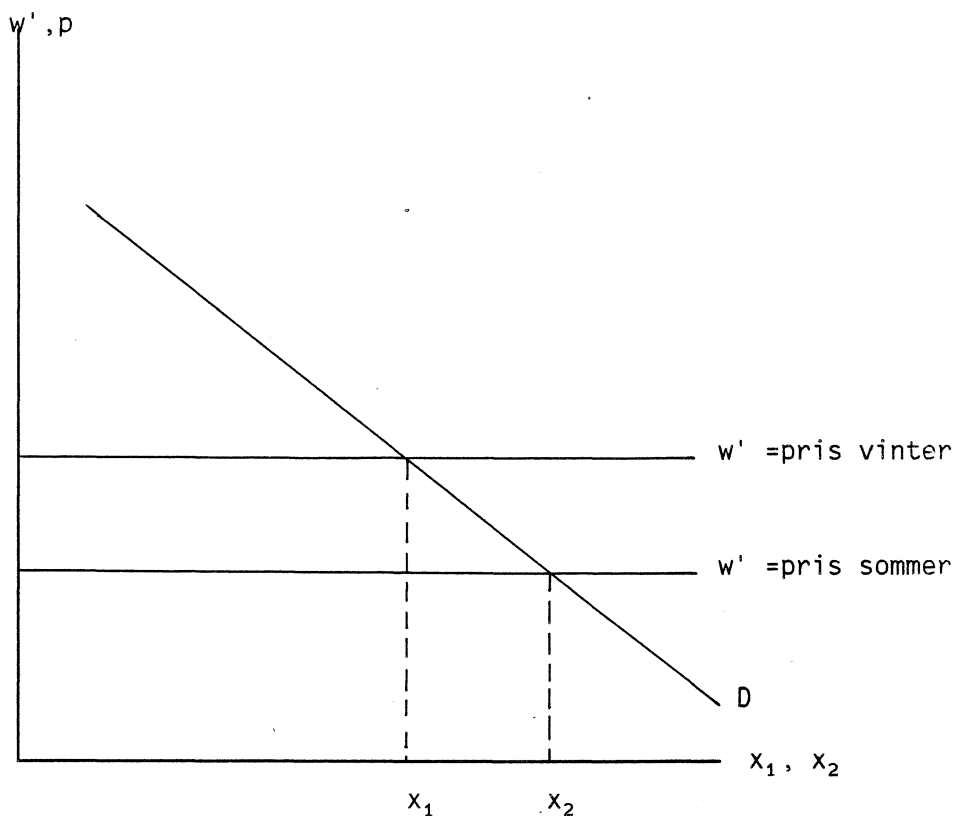
I likhet med Frankrike ville det også være en mulighet med en tariffversjon som inneholdt mobile topplastdager med svært høye priser og lavere priser på de andre dagene. Topplastdagene bestemmes av produsenten/distributøren når belastningen enkelte dager er svært høy. De konsumenter som velger denne tariffen vil ha et sterkt incitament til å redusere etterspørselen på disse topplastdagene p.g.a den høye prisen. Dette kan gjøres av konsumenter som har tilgang på alternative

energikilder og må derfor være valgfri. Fordelen ved en slik tariffvariant er at en del abonnenter reduserer etterspørselen når belastningen er svært stor. Dette reduserer behovet for et kapasitetsnivå som bare nyttes fullt ut enkelte dager i året.

Etterspørselen er i tillegg til sesong og døgnvariable også påvirket av prisen på elektrisk kraft. En prissetting som vist i figur 7.1 og 7.2 vil kunne føre til en annen belastningskurve enn den man ser på side 13. De foreløpige resultatene fra Energidata tyder også på en endring i belastningskurven. I Frankrike så man en betraktelig utflating av belastningskurven som følge av innføring av tidsvariable tariffer. En slik utflating fører til at behovet for kapasitet blir mindre.

For kraftkrevende industri er etterspørselen jevnere fordi kraften her brukes som innsatsfaktor i en produksjonsprosess som stort sett foregår døgnet rundt. En forenkling er vist i figur 7.3.

Figur 7.1. Etterspørsel i kraftkrevende industri.



For å tilnærme prisene til grensekostnadene, vil en mulig løsning være som vist i figur 7.1. En har også her antatt at kostnadene varierer mellom vinter og sommer, slik at en får forskjellig pris på sommeren og vinteren. Målekostnader ved en differensiert tariff vil for industrien utgjøre en liten del av totale elkostnader. Dette indikerer en sterkere differensiert tariff for industrien enn for husholdningene hvor målekostnadene vil utgjøre en relativt større andel av elkostnaden.

8. OPPSUMMERING

Optimal prissetting på elektrisitet vil si forskjellig pris til ulik tid på døgnet og over året. Den franske tariffstrukturen innebærer svært differensierte priser på elektrisk kraft. Den inneholder 10 forskjellige tariffmuligheter. Både mellom tariffene og innenfor hver tariff er det store prisforskjeller. Også andre land har innført tidsvariable tariffer, hovedsaklig i en enklere form enn i Frankrike. I Norge har en lik pris gjennom døgnet og året, men forskjellig pris avhengig av hvor i landet en bor og hvilken type næringsvirksomhet en driver. Denne prissettingen er uoptimal og fører til ressursløsning. Første skritt på veien mot en riktig prissetting i samfunnsøkonomisk forstand, (se kap. 4) vil være å innføre lik pris på elektrisk kraft for alle konsumenter.

Litteratur

Bernard, Jean Thomas og Chatel Josée (1985):

The application of marginal cost pricing principles to a hydro-electric system.

The case of Hydro Quebec.

Resources and energy, 7. Holland.

Electricité de France (EdF) (1985):

EdF Results 1985, Paris.

Fredriksen, Oddbjørn (1985/86):

Instrumentering for prøveprosjektet "Ny tariffstruktur".

Foredrag i Nordisk spesialistmøte -85.

Tidsvariable tariffer - fremtid eller blindvei.

Foredrag ved Teknisk landsmøte -86.

Energidata A/S, Trondheim.

Galland, J.B., Lescoeur, B. og Varoquaux, W.:

Principles of electricity pricing in France.

Upublisert notat, EdF, Paris.

Olje- og Energidepartementet:

Norges fremtidige energiforbruk og -produksjon.

St.meld. nr. 38 (1986-87), Oslo.

Rees, Ray:

Public Enterprise economics, særlig kap. 4, 5 og 6.

Samkjøringen av kraftverkene i Norge:

Årsberetning 1985 og 1986, Oslo.

Strøm, Steinar:

Optimal pricing and investment en electricity supply.

SØS 53, SSB, Oslo.

Turvey, R. og Anderson, D.:

Electricity Economics: essays and case studies, særlig kap. 1, 2 og 15.

A World Bank research publication, 1977.