

TINJAUAN TEORITIS TENTANG TEORI HARGA BIAYA MARGINAL DAN BEBAN PUNCAK PADA INDUSTRI PELAYANAN PUBLIK DAN PEMBANGKIT TENAGA LISTRIK

Faried Wijaya^{*)}

Tinjauan teoritis ini akan meliputi tinjauan terhadap teori harga biaya marginal neoklasikal "tradisional" dan teori-teori harga beban puncak yang lebih baru (hangat). Yang pertama lebih bersifat pedoman penentuan harga secara umum, sedang dua yang terakhir terutama membahas masalah biaya bersama (joint cost) yang ditemui pada kasus industri tenaga listrik dan industri pelayanan publik, di mana terdapat dua atau lebih periode permintaan yang berbeda.

Harga Biaya Marginal Neoklasikal

Seperti pada setiap sektor ekonomi, penentuan harga dan investasi di sektor listrik dan industri pelayanan publik haruslah ditujukan untuk mencapai alokasi sumber-sumber yang optimal dan ideal. Kesejahteraan sosial haruslah dimaksimisasikan, dan ini dapat dicapai dengan syarat manfaat neto sosial marginal haruslah sama dengan nol. Pada penyelesaian "terbaik pertama" di mana semua syarat persaingan murni terpenuhi -- terdapatnya banyak sekali agen atau subyek ekonomi yang rasional yang memperoleh dan mempunyai informasi yang sempurna tentang pasar, tidak adanya eksternalitas dalam produksi dan konsumsi, tidak adanya indivisibilitas dalam penggunaan faktor-faktor produksi, biaya marginal sama dengan atau lebih tinggi untuk setiap produk, dan bahwa distribusi pendapatan yang ada atau berlaku adalah cukup "adil" dan dapat diterimamaka penetapan harga sebesar biaya marginalnya akan dapat mencapai hasil yang ideal. Meskipun tidak ada "kegagalan pasar", berarti semua syarat tersebut di atas dipenuhi, pengenaan harga barang sebesar biaya marginalnya mungkin tidak cukup memadai jika kita juga mempertimbangkan adanya investasi aktiva pada industri dalam utilitas publik. Efisiensi dan investasi pada aktiva ini mungkin

^{*)} Penulis adalah staf pengajar Fakultas Ekonomi Universitas Gadjah Mada

saling bertentangan. Dalam kasus ini harga biaya marginal dapat dipandang sebagai suatu permulaan dan mungkin perlu disesuaikan.¹⁾

Dengan pencapaian tujuan-tujuan sosial lain yang sama, kita juga ingin memaksimalkan manfaat ekonomi neto, yang dapat diukur dengan jumlah surplus konsumen dan surplus produsen. Surplus produsen adalah sama dengan pendapatan total dikurangi dengan biaya total, sedangkan surplus konsumen adalah area di bawah kurva permintaan dikurangi dengan harga yang harus dibayarkan. Gambar 1 secara grafis menunjukkan permintaan akan tenaga listrik (D) dan penawaran tenaga listrik (S) atau MC. Surplus produsen dan surplus konsumen akan dimaksimisasikan bila harga sebesar P_0 dan kuantitas yang diproduksi (ditawarkan) sebesar Q_0 . Surplus konsumen dan surplus produsen adalah luas area $AE P_0$ ditambah dengan luas area $P_0 EB$. Pada tingkat harga yang lain, di mana kuantitas lebih kecil atau lebih besar daripada Q_0 , akan dihasilkan manfaat sosial neto total yang lebih kecil.

Secara aljabar, hal di atas dapat disajikan sebagai berikut:

$$NSB = TSB - TSC \quad - \text{ Fungsi tujuan; menggambarkan} \\ (TR + CS) - TC$$

kesediaan untuk membayar dikurangi dengan biaya total.

NSB = manfaat sosial neto atau keuntungan berupa kesejahteraan neto

TSB = manfaat sosial total

TSC = biaya sosial total

TR = pendapatan total

TC = biaya total

CS = surplus konsumen

Misalkan $TC = TSC$ maka dapat dituliskan

$$NSB = \int_0^y P(y)dy - \int_0^y MC(y)dy$$

¹⁾ Yordon, Wesley, "Telephone Rates : Economic Theory and Current Issues", dalam Telecommunications: An Inter-Disciplinary Text, editor Leonard Lewin, Artch House, 1984, Chapter 6.

dimana y adalah output dan $P(y)$ adalah kurva permintaan. Diferensiasikan terhadap output, maka dapat diperoleh syarat yang perlu dan dicukupkan untuk maksimisasinya

$$\frac{d(NSB)}{dy} = P - MC = 0$$

$$\frac{d(NSB)}{dy^2} = \frac{d(MC)}{dy} < 0$$

Efisiensi dan investasi pada aktiva untuk memperoleh keuntungan yang layak, merupakan fokus dari teori ekonomi mikro "konvensional" yang menetapkan harga sama dengan biaya marginal. Yordon memberikan penyelesaian alternatif dengan mengemukakan bahwa teori ekonomi neoklasikal konvensional berlaku hanya terbatas pada perekonomian yang mengalami penambahan hasil yang menurun, seperti pada perekonomian dengan penanaman gandum di mana sejumlah faktor produksi tertentu, misal tanah pertanian yang subur, dianggap tetap jumlahnya. Di sini persaingan akan menghasilkan $P = MC$, termasuk rent.

Namun dalam jangka panjang tak ada "faktor tetap" semacam itu, terutama dalam industri pelayanan publik.²⁾ Yordon mengusulkan agar industri atau perusahaan tersebut menetapkan harga sebesar biaya marginal jangka panjang, termasuk di dalamnya "keuntungan yang cukup memadai". Dalam perspektif jangka yang lebih panjang, ini dimaksudkan untuk memberikan kapasitas tambahan untuk melayani permintaan yang terus bertambah. Pada kasus perusahaan dengan beberapa produk, pedomannya haruslah menetapkan harga sedemikian rupa sehingga pendapatan total sama dengan biaya total, termasuk di dalamnya keuntungan yang memadai. Pada perusahaan yang dimiliki pemerintah hasil dari investasi merupakan bagian dari biaya; karena pemerintah harus

²⁾ Termasuk dalam industri pelayanan publik (public utilities) adalah kereta api, listrik dan gas untuk penerangan, memasak dan untuk pemanasan, jasa pos dan telepon. Lain-lain yang bisa dimasukkan di sini adalah sekolah, rumah sakit, transpor umum, perusahaan penerbangan dan truk.

membayar bunga atas dana yang dipinjamnya, atau sebesar biaya oportunitas dari dana tersebut bila diinvestasikan pada perusahaan-perusahaan lain dalam perekonomian.

Misalnya

$$R = P_1Q_1 + P_2Q_2 + \dots + P_nQ_n ; \text{ pada kasus banyak produk atau banyak perusahaan.}$$

$$R = OE + rK$$

dimana

R = Pendapatan operasional

OE = Pengeluaran operasional

(R-OE) = Hasil operasional

r = Tingkat hasil yang memadai

K = Nilai investasi yang memadai

Setelah melihat data di tahun-tahun yang lampau, maka tingkat hasil investasi dapat dihitung sebagai berikut:

$$\bar{r} = \frac{R - OE}{K}$$

dimana

\bar{r} = tingkat hasil dari investasi pada tahun-tahun yang lampau

K = nilai kapital yang diinvestasikan

Dengan membandingkan tingkat hasil investasi industri pelayanan publik ini dengan rata-rata tingkat hasil investasi (pada waktu yang akan datang), maka output Q_1, Q_2, \dots, Q_n dan OE dapat dikirakan/ditaksir, dan kemudian ditargetkan tingkat hasil investasinya yaitu r . Sedang harga ditetapkan sebagai (sedemikian rupa sehingga)

$$R = \hat{O}\hat{E} - rK$$

Penyelesaian alternatif Yordon ini mirip dengan yang dikemukakan oleh McCawley.³⁾ Keduanya menyatakan bahwa harga haruslah mencakup juga beban biaya modal yang merupakan penjumlahan antara biaya oportunitas kapital dan penyusutan. Yordon menyebut ini sebagai keuntungan "fair" (memadai). Pengetrapan prinsip ini perlu memperhatikan dua hal. Pertama, meskipun kita mengetahui biaya oportunitasnya tetapi sangat sulit untuk menilai aktiva-aktiva yang ada, kecuali aktiva atau peralatan-peralatan mesin yang baru. Kedua, bahwa prinsip ini menyangkut pedoman harga dan tidak mempertimbangkan pedoman investasi.

Penetapan Harga Beban Puncak "Tradisional"

Penyelesaian umum harga biaya marginal tidaklah dapat dilaksanakan dalam kenyataan karena adanya kasus kegagalan pasar adanya indivisibilitas, eksternalitas, monopoli, industri dengan biaya menurun dan adanya beberapa bentuk campur tangan pemerintah. Keadaan seperti ini akan menghasilkan penyelesaian "terbaik kedua". Biaya gabungan produksi, dan terutama harga beban puncak yang merupakan ciri industri suplai tenaga listrik, akan ditinjau secara lebih menyeluruh. Beberapa teori dan kontribusi di bidang ini berhubungan erat dengan homogenitas produk dari mesin-mesin atau stasiun pembangkit tenaga listrik, indivisibilitas, serta faktor ketidak-pastiannya. Teori-teori harga beban puncak "tradisional" seperti yang disajikan dan dikemukakan oleh Steiner, Boiteux dan Williamson, dan beberapa kontribusi yang baru di bidang ini didiskusikan oleh Wender dan Panzar.

Fokus penentuan harga dan investasi pada tenaga listrik terletak pada harga pada berbagai beban waktu. Masalah adanya beban puncak sesungguhnya merupakan masalah penawaran atau suplai gabungan. Ini adalah situasi di mana penawaran atau suplai suatu jenis barang membuat suplai jenis barang lain tersedia sebagai suatu produk sampingan. Produksi daging dan kulit sapi, kapas dan biji kapas merupakan contoh tipikal yang dipertimbangkan sebagai produk gabungan. Produksi daging dan produksi kapas menyebabkan kulit sapi dan biji

³⁾ McCawley, Peter, *The Indonesian Electricity Supply Industry*, Unpublished Ph.D. Dissertation, Australian National University, 1971.

kapas tersedia dengan biaya tambahan atau biaya marginal yang kecil. Produksi gabungan tenaga listrik pada periode puncak membuat tenaga listrik pada periode lepas-puncak tersedia dengan biaya yang jauh lebih kecil.

Kahn menganalisis harga biaya marginal dalam konteks biaya gabungan dan beban puncak di mana analisisnya merupakan analisa grafis.⁴⁾ Penyelesaiannya diperoleh dengan mengadakan penjumlahan secara vertikal kurva-kurva permintaan dan kurva-kurva biaya marginal, agar diperoleh kurva permintaan dan kurva biaya gabungan. Pada kasus produksi gabungan kapas-biji kapas, kurva-kurva "suplai kompetitif" dari minyak biji kapas dan kapas dapat digambarkan. Perpotongan antara permintaan kapas dengan suplai kompetitifnya dan permintaan minyak (biji) kapas dengan suplai kompetitifnya menentukan tingkat harganya pada jumlah unit yang ekuivalen sama. Permintaan "gabungan" dan biaya-biaya marginal akan berpotongan. Harga minyak biji kapas menanggung sebagian dari biaya produksi kapas sebagai tambahan pada biaya marginal ekstraksinya.

Pendekatan yang sama diterapkan pada produksi tenaga listrik pada periode puncak dan periode lepas-puncak di mana kita mempunyai permintaan-permintaan serta biaya-biaya marginal untuk kedua periode permintaan tersebut. Prosedur dan penyelesaiannya kira-kira sama dengan kasus produksi gabungan minyak (biji) kapas-kapas, kecuali dalam kasus ini suplai-suplai "kompetitif" tidak perlu digambarkan. Kuantitas yang diproduksi seperti tenaga listrik yang dibangkitkan dan ditawarkan (suplai), mungkin tidak sama untuk periode puncak dan periode lepas-puncak. Penyelesaian harga Kahn mengenakan sebagian dari biaya kapasitas pada periode lepas-puncak.

Steiner membahas dan menyajikan penyelesaian harga beban puncak dalam hubungannya dengan kasus-kasus puncak-puncak "tetap" dan "bergeser".⁵⁾ Kasus pertama menunjukkan situasi di mana para konsumen tidak mungkin bergeser dari satu ke lain periode permintaan, sedangkan kasus kedua menunjuk pada situasi di mana pergeseran tersebut mungkin dapat terjadi. Pada kasus kedua,

⁴⁾ Kahn, Alfred E., *The Economic of Regulation*, John Wiley & Son Inc., New York, 1970, Chapter 3-4.

⁵⁾ Steiner, Peter O., "Peak Load and Efficient Pricing", *Quarterly Journal of Economics*, Nov. 1957.

posisi kurva-kurva permintaan pada periode yang berbeda tersebut adalah saling berdekatan satu sama lain. Analisa Steiner pada dasarnya disajikan secara grafik dengan apendik matematik yang cukup lengkap. Untuk biaya operasi diberinya simbol b , sedang biaya untuk menambah satu satuan kapasitas diberi simbol p dan ini dianggap tidak ada hubungannya dengan banyaknya unit kapasitas yang diperlukan. Masalah permintaan beban puncak muncul bila kuantitas yang diminta pada dua atau lebih periode pada setiap rentang harga adalah tidak sama. Dengan penjumlahan secara vertikal, kurva permintaannya dapat digambarkan. Steiner menunjukkan bahwa pada kasus puncak tetap (tak bergeser) harga pada periode puncak adalah sama dengan biaya marginal, termasuk biaya marginal kapasitas ($P_{\text{puncak}} = b + p$), harga pada periode lepas-puncak adalah sama dengan ($P_{\text{lepas-puncak}} = b$). Seding kuantitas yang diproduksi adalah Q_0 untuk kuantitas pada periode lepas puncak dan Q_p untuk kuantitas periode puncak (Gambar 2). Harga berbeda yang dikenakan pada dua periode tersebut menurutnya bukanlah merupakan diskriminasi harga karena hal ini didasarkan sepenuhnya pada biaya yang berbeda. Terjadi perdebatan antara Steiner dan Hirsleifer tentang masalah apakah penyelesaian Steiner ini merupakan penyelesaian yang bersifat diskriminatori.⁶⁾

Pada kasus puncak bergeser, penyelesaian optimal dari dua periode tersebut memberikan kuantitas yang sama pada harga-harga yang berbeda. Harga-harga yang berbeda ini adalah P_1 dan P_2 , sementara kuantitasnya adalah $Q_0 = Q_p$. Gambar 3 menunjukkan kasus puncak bergeser di mana harga-harga pada periode yang berbeda menanggung sebagian dari biaya kapasitas. Meskipun benar ini merupakan kasus biaya gabungan, namun ada argumen yang menyatakan bahwa ini merupakan diskriminasi harga. Beban biaya kapasitas pada periode yang berbeda ini adalah proporsional dengan intensitas atau kekuatan permintaan efektif kapasitas.

Boiteux mengemukakan teorinya tentang harga beban puncak dengan permintaan yang konstan akan tenaga listrik dan variasi permintaan di hari yang

⁶⁾ Hirsleifer, Jck, "Peak Load and Efficient Pricing: Comment", Quarterly Journal of Economics, Nov. 1957.

sama pada waktu-waktu dan musim yang berbeda.⁷⁾ Definisinya tentang perilaku biaya dan skala produksi adalah sedikit berbeda dengan apa yang didefinisikan secara tradisional. Skala perusahaan mungkin mempunyai kapasitas yang fleksibel (luwes) atau yang tegar. Skala kapasitas yang fleksibel tidaklah signifikan dan relevan dalam pembahasan di sini. Skala produksi dengan kapasitas tegar berarti bahwa fasilitas pembangkit listrik dan penyalurnya mempunyai batas kapasitas yang cukup tegar. Di seberang atau melampau batas ini, tambahan output hanya mungkin dapat diproduksi dengan biaya yang naik dengan cepat. Tetapi besarnya biaya operasi per satuan output dianggap dan telah menunjukkan cukup konstan (Gambar 4).

Boiteux mengemukakan terminologi serta definisi biaya menurut versinya. Selagi permintaan mencapai batas kapasitas, suatu skala produksi dengan kapasitas yang tegar harus diperluas ke batas kapasitas yang lebih besar. Dia mendefinisikan biaya marginal jangka pendek atau biaya diferensial sebagai fungsi output dan kapasitas $\gamma(q, q_0)$ dan biaya marginal jangka panjang atau biaya pembangunan jangka panjang sebagai fungsi kapasitas $S(q_0)$. Biaya parsial yang diberi simbol w , didefinisikan sebagai "slope bagian kurva pengeluaran yang menanjak dan tidak tegak lurus". Karena bagian ini merupakan suatu garis lurus, maka biaya parsial secara praktis adalah sama dengan biaya differensial, dan lebih rendah daripada biaya total rata-rata untuk skala produksi yang tegar dan yang digunakan pada kapasitas maksimum sebagai biaya total termasuk pengeluaran untuk kapasitas tersebut. Besarnya biaya diferensial ini tidak dapat ditentukan pada tingkat output optimum dan besarnya mungkin sama dengan, lebih kecil atau lebih besar daripada biaya pembangunan. Biaya pembangunan pabrik dengan skala tertentu atau biaya kapasitas marginal jangka panjang $\omega(q_0)$ merupakan fungsi kapasitas pabrik. Untuk mengadakan ekspansi jangka panjang, biaya parsial w adalah konstan untuk kapasitas tambahan pabrik dengan tipe yang sama. Karena itu $\phi = \pi + \omega$, biaya pembangunan total adalah sama dengan biaya pembangunan pabrik ditambah dengan biaya-biaya operasi parsial, atau biaya

⁷⁾ Boiteux, Marcel, Peak Load Pricing in Marginal Cost Pricing in Practice, editor Nelson, James R., Prentice-Hall, 1964.

marginal jangka panjang adalah sama dengan jumlah biaya marginal jangka pendek ditambah dengan biaya kapasitas jangka panjang.

Dengan kapasitas pabrik yang tegar dan permintaan yang tetap konstan, pedoman penetapan harga dan investasi adalah sebagai berikut. Dengan skala pabrik yang sudah ada, harga haruslah ditetapkan sebesar biaya marginal jangka pendeknya, namun penyesuaian kapasitas haruslah dilakukan sampai harga sama dengan biaya marginal jangka panjang. Dalam keseimbangan jangka panjang, $P = SRMC = LRMC$. Misalkan pabrik dengan kapasitas yang ada sekarang ini ditunjukkan biayanya dengan $SRMC_1$, maka perluasan kapasitas pabrik yang harus dilakukan dengan menggeser output dari q_1 menjadi q_2 . Proses yang sama juga diperlukan jika pabrik yang ada terlalu besar kapasitasnya seperti ditunjukkan oleh $SRMC_2$. Dalam kasus terakhir ini, maka harus dilakukan pengurangan kapasitas pabrik (Gambar 5). Pabrik mungkin tidak bekerja pada tingkat kapasitas optimum karena beberapa alasan; misalnya karena adanya kesalahan peramalan, kekurangan bahan mentah/baku, taksiran perluasan permintaan yang terlalu rendah dan sebagainya. Jadi harga haruslah ditetapkan sebesar biaya differensialnya atau $SRMC$. Untuk pabrik dengan kapasitas yang terakhir ini, harga haruslah ditetapkan sebesar biaya pembangunan total atau $LRMC$.

Permintaan mungkin konstan atau tetap dan mungkin pula bervariasi sepanjang waktu dalam sehari, seminggu, atau semusim. Secara mudahnya, kita bisa menganggap akan suatu kurva beban harian dengan interval (jarak) waktu yang sama, sebutlah D_n dan D_d , masing-masing untuk permintaan pada waktu malam dan permintaan pada waktu siang hari. Dalam kasus sebuah pabrik dengan kapasitas tegar yang terbatas

$$\gamma_1 + \gamma_2 = 2 \delta \quad \text{atau} \quad SRMC_1 + LRMC = 2 LRMC$$

$\gamma = \pi + \omega$ yaitu bahwa $LRMC$ sama dengan biaya kapasitas marginal ditambah dengan biaya energi bahan bakar.

Penjualan pada harga sebesar biaya marginalnya mensyaratkan bahwa

$$P_1 + P_2 = \delta \quad \text{karena} \quad P_1 = \gamma_1; P_2 = \gamma_2; \text{ dan } \gamma_1 + \gamma_2 = \delta \quad \text{dengan } \omega,$$

yaitu biaya parsialnya, sedangkan bagian vertikalnya adalah sama dengan ω yaitu sebesar biaya diferensialnya.

Misalkan

β = biaya kapasitas marginal jangka panjang ($=\pi$)

b = biaya kapasitas marginal ($=\omega$)

Maka

$$P_1 + P_2 = 2(b + \beta)$$

Ada tiga kasus yang mungkin terjadi dan dipertimbangkan di sini. Pertama adalah bahwa kurva-kurva permintaan memotong bagian mendatar dari kurva SRMC dan menetapkan harga sebesar atau pada tingkat biaya marginalnya memberikan $P_1 = P_2 = b$. Kondisi untuk tercapainya skala optimum mensyaratkan bahwa

$$b + b = 2(b + \beta)$$

jadi $2\beta = 0$. Kasus ini tidak mungkin terjadi. (Gambar 6)

Pada kasus kedua, hanya ada satu kurva permintaan yang memotong bagian yang vertikal kurva SRMC, maka $P = b$. Pada skala optimum, $P_d = b + 2$ karena $P_d + P_n = 2(b + \quad)$. Setiap permintaan di sini harus membayar biaya energinya yang relevan, dan permintaan beban puncak menanggung semua beban kapasitas pabrik, yaitu sebesar 2 sebagai biaya kapasitasnya. (Gambar 7)

Pada kasus ketiga, kedua kurva permintaan tersebut memotong bagian vertikal kurva SRMC. Kedua tingkat harga tersebut yaitu P_d dan P_n menanggung biaya kapasitas, di samping biaya energinya masing-masing yang relevan yang besarnya proporsional dengan intensitas permintaan mereka. (Gambar 8)

Harga beban puncak versi Williamson menghubungkan adanya kenyataan kendala indivisibilitas kapasitas dengan menggambarkan kurva "permintaan efektif akan kapasitas" untuk menangani kasus sub periode beban dengan lama waktu yang berbeda.⁸⁾ Modelnya dimulai dengan mengemukakan kerangka penyelesaian maksimisasi kesejahteraan sosial dari harga biaya marginal dalam konteks neoklasikal tradisional, kemudian beralih ke kasus skala pabrik yang indivisibel. Biaya operasi dan biaya kapasitas diidentifikasi dan didefinisikan.

⁸⁾ Williamson, Oliver E., "Peak Load Pricing and Optimal Capacity Under Indivisibility Constraints", American Economic Review, Vol. 56, 1966.

Biaya operasi terutama adalah biaya energi untuk pembangkitan dan penyaluran. Biaya operasi marginal atau SRMC, besarnya dianggap konstan dan sama dengan b per satuan per periode untuk sejumlah output yang kurang dari kapasitasnya. Melampaui jumlah output ini, biaya tersebut menjadi tidak terhingga besarnya.

Suatu skala pabrik dapat diperluas atau diperbesar hanya dengan kelipatan yang bulat dari biaya serta output pada ukuran tertentu. Alternatif yang hilang dari biaya atau pengeluaran ini adalah berupa anuitas yang dibayar per periode selama umur atau waktu di mana pabrik tersebut dapat dioperasikan. Anuitas tersebut dibagi dengan kapasitas output pabrik ditambah dengan biaya pemeliharaan rata-rata per periode, yang merupakan biaya kapasitas per periode yaitu sebesar p . Syarat indivisibilitas dan skala tambahan. Syarat indivisibilitas dan skala tambahan hasil yang konstan mensyaratkan bahwa biaya marginal jangka panjang adalah sama dengan $b + p$.

Secara umum dapat dikatakan terdapat sub periode permintaan dari putaran yang berbeda. Selanjutnya permintaan perlu dispesifikasikan menjadi masalah harga beban puncak sebagai D_i W_i , dimana subskrip i menunjukkan pada sub periode dan W menunjukkan bagian dari putaran. "Permintaan akan kapasitas efektif diperoleh dengan mengkombinasikan kurva-kurva beban individual. Kurva tersebut merupakan jumlah tertimbang dari kurva-kurva individual ini. Untuk memudahkannya, anggaplah bahwa hanya ada periode permintaan puncak dan lepas-puncak. $DE = D_1 W_1 + D_2 W_2$, dimana DE adalah permintaan kapasitas efektif, sementara subskrip 1 dan 2 menunjukkan periode-periode permintaan puncak dan lepas puncak. Besarnya skala optimal Q_2 , ditentukan oleh perpotongan antara bagian vertikal kurva SRMC dan DE pada titik G . Harga lepas-puncak dan kuantitasnya masing-masing adalah $P_1 = b$ dan Q_1 , sedangkan untuk periode puncak adalah P_2 dan Q_2 . $P_2 > b + p$ berarti bahwa harga pada periode puncak menanggung biaya kapasitas yang lebih besar, disamping biaya operasinya yang relevan. P_2 haruslah sama dengan $b + p/W_i$. (Gambar 9)

Dengan menggunakan prosedur optimisasi aljabar, dapat diperoleh hasil yang sama. Maksimisasikan fungsi manfaat sosial atau kesejahteraan total:

$$SB = (TR_1 + S_1) W_1 + (TR_2 + S_2) W_2 - b Q_1 W_1 - b Q_2 W_2 - Q_2$$

di mana SB adalah manfaat sosial total, TR adalah pendapatan total, S adalah surplus konsumen, b adalah biaya operasi, W adalah bagian dari setiap putaran, dan β adalah biaya kapasitas.

Untuk memperoleh harga pada setiap periode dan kapasitas optimum Q_2 , persamaan dideferensiasikan secara parsial terhadap Q_1 dan Q_2 ; maka diperoleh:

$$SB/Q_1 = P_1W_1 - bW_1 = 0 ; P_1 = b$$

$$SB/Q_2 = P_2W_2 - bW_2 - \beta = 0 ; P_2 = b + \beta/W_2$$

Untuk mendapatkan kapasitas optimum, pabrik haruslah dimanfaatkan pada kedua periode tersebut, jadi $Q = Q_1 = Q_2$. Dengan mensubstitusikan ke dalam persamaan SB di atas dan mendiferensiasikannya terhadap Q, maka dapat diperoleh kapasitas optimum $Q^* = Q_1^* = Q_2^*$. Model selanjutnya dapat dikembangkan dengan meliputi banyak putaran dengan menuliskan fungsi kesejahteraan SB di atas dan menuruti prosedur yang sama.

$$SB = \sum_{i=1}^n d_i (TR_i + S_i) W_i - \sum_{i=1}^n d_i b_i Q_i W_i - \beta Q^*$$

Harga Beban Puncak Baru

Kontribusi pemikiran Turvey pada bacaan tentang penentuan harga dan investasi optimal dalam bidang industri penawaran tenaga listrik lebih banyak berhubungan dengan spesifikasi teknologi secara lebih lengkap.⁹⁾ Analisisnya adalah pada minimisasi biaya operasi dari sistem pembangkit dan penyalur yang telah ada. Kemudian kombinasi pabrik (plant mix) yang optimal untuk ekspansi jangka panjang disajikan. Analisisnya adalah mengenai sistem penawaran dengan menggunakan pembangkit thermal. Kombinasi berbagai tipe pembangkit tenaga listrik haruslah dioperasikan untuk memenuhi permintaan pada biaya minimum. Berbagai tipe teknologi pembangkit dapat digunakan dan semuanya mempunyai berbagai biaya operasi atau biaya energi serta biaya kapasitas yang berbeda. Teknologi dengan biaya kapasitas yang lebih tinggi mempunyai biaya operasi yang lebih rendah; dan demikian sebaliknya. Tambahan pula berbagai tipe

⁹⁾ Turvey, Ralph, Optimal Pricing and Investment in Electricity Supply, MIT Press, 1968, Chapter 3-4.

pembangkit adalah cocok untuk memenuhi permintaan sub periode-periode beban puncak, menengah dan beban dasar.

Kondisi marginal untuk kombinasi stasiun pembangkit yang optimal mensyaratkan bahwa

(a) anuitas biaya kapasitas tahunan dari stasiun (pabrik) pembangkit yang baru ditambah dengan nilai sekarang dari biaya pemeliharaannya, dan

(b) biaya umum (overhead) dikurangi dengan nilai sekarang dari penghematan bahan bakar yang diperoleh dengan penggunaan kapasitas stasiun pembangkit yang baru, atau

$$A(C - (M - r) + F)$$

haruslah sama untuk setiap tipe/jenis (stasiun) pembangkit; dimana :

A = simbol untuk nilai anuitas tahunan (suatu jumlah).

C = biaya kapasitas atau biaya pembangunan kapasitas dari stasiun pembangkit baru.

(m-r) = nilai sekarang dari penghematan bahan bakar dari stasiun pembangkit yang baru, dimana m dan r masing-masing adalah nilai-nilai sekarang dari biaya pembangkit marginal dari stasiun pembangkit yang ada serta stasiun pembangkit yang baru.

F = nilai sekarang dari biaya umum dan biaya pemeliharaan.

Kombinasi stasiun pembangkit yang optimal dapat ditunjukkan secara grafik dengan gambaran statis dan ilustratif. Pada situasi yang lebih dinamis dan realistis, nilai sekarang dari aliran biaya investasi untuk tipe stasiun pembangkit yang relevan harus dibandingkan selama beberapa tahun. Secara sederhana masalahnya adalah untuk menentukan seberapa besar berbagai tipe pembangkit baru yang berbeda harus dibangun dan dioperasikan untuk melayani suatu permintaan beban tertentu sebagai tambahan pada stasiun-stasiun pembangkit yang ada, untuk mencapai biaya terendah guna memenuhi beban tersebut.

Misalkan unit pembangkit baru turbin gas dan stasiun pembangkit uap batubara dipertimbangkan untuk digunakan melayani beban dasar di samping stasiun pembangkit uap minyak yang telah ada sekarang untuk memenuhi durasi beban tahunan. Tiga tipe pembangkit ini mempunyai karakteristik biaya yang

berbeda. Unit pembangkit turbin gas mempunyai biaya kapasitas yang terendah, namun biaya operasinya (biaya bahan bakarnya) tinggi; sementara stasiun pembangkit uap batu-bara mempunyai karakteristik yang sebaliknya. Stasiun pembangkit uap minyak mempunyai karakteristik di antara keduanya. Bila $B_1 < 2 < 3$ yang masing-masing adalah biaya kapasitas dari unit pembangkit turbin gas, pembangkit uap minyak, dan pembangkit uap batu-bara; selanjutnya misalkan $b_1 > b_2 > b_3$ di mana masing-masing adalah biaya bahan bakarnya yang relevan. Tujuannya adalah untuk memenuhi kurva durasi beban tahunan yang sudah tertentu pada biaya yang terendah.

Kondisi marginal mensyaratkan bahwa untuk mencapai kombinasi stasiun pembangkit yang optimal, biaya marginal pembangkit haruslah sama untuk setiap jenis stasiun pembangkit. Ini dapat diperoleh pada tiap titik potong pada Gambar 10. Menurutnya, unit turbin gas yang baru haruslah dibangun sampai pada kapasitas XOX_1 megawatt dan dioperasikan selama OH_1 jam untuk melayani permintaan pada periode puncak. Misalkan bahwa stasiun-stasiun pembangkit harus dioperasikan selama H_1H_2 jam, maka stasiun pembangkit uap batu-bara yang baru haruslah dibangun sampai kapasitas sebesar OX_2 dan dioperasikan selama $(8760 - OH_2)$ jam untuk memenuhi beban dasar. Pada titik A, biaya pembangkitan total unit turbin gas sama dengan biaya pembangkitan total stasiun pembangkit uap minyak yang sudah ada. Pada titik B, biaya pembangkit total untuk stasiun pembangkit uap minyak yang ada sama dengan untuk stasiun pembangkit uap batubara yang baru.

Prinsip kondisi marginal yang sama dapat juga diterapkan pada fasilitas-fasilitas transmisi. Tambahan kapasitas transmisi menaikkan jumlah (volume) energi yang ditransmisikan dari lokasi-lokasi pembangkit listrik dengan biaya rendah ke lokasi-lokasi pembangkit listrik dengan biaya pembangkitan namun terjadi kerugian atau kehilangan pada transmisinya,

Penggunaan fasilitas transmisi yang optimal adalah bila biaya tambahan untuk menghasilkan satu KWH pada noda-noda di mana biaya pembangkitan adalah tinggi dengan membangkitkan di sana, hanya dapat melebihi biaya pembangkitan tambahan pada noda di mana biayanya rendah bila jaringan

transmisi telah sepenuhnya dibebani sampai sebesar kapasitasnya.¹¹⁾ Kondisi marginal untuk mencapai fasilitas yang optimal mensyaratkan bahwa biaya modal yaitu biaya konstruksi dari suatu tambahan kapasitas transmisi ditambah dengan kerugian berupa kehilangan transmisi haruslah sama dengan penghematan biaya operasi yang dapat diperoleh dengan tambahan kapasitas transmisi tersebut.

Turvey menyajikan analisa biaya marginal dinamis.¹²⁾ Selanjutnya pedoman penentuan harga optimal sepanjang waktu diturunkan melalui prosedur maksimisasi fungsi tujuan kesejahteraan, yaitu kesediaan untuk membayar dikurangi biaya. Karakteristik modelnya adalah bahwa ada kendala kapasitas dan ada beberapa teknologi yang berbeda yang melayani sistem penawaran.

Kontribusi-kontribusi yang baru pada penentuan harga beban puncak disumbangkan oleh Wender, Panzar, dan Crew & Kleindorfer. Hasil analisis mereka berbeda dengan kesimpulan analisa "tradisional", yang menyatakan bahwa periode puncak harus menanggung biaya kapasitas dan biaya perjalanan (running) sedangkan periode lepas puncak hanya menanggung biaya perjalanan.

Wender mengemukakan tiga kemungkinan teknologi untuk memenuhi (melayani) permintaan sub periode dasar, menengah dan subperiode puncak.¹³⁾ Masing-masing jenis teknologi tersebut mempunyai karakteristik yang berbeda. Yang pertama adalah dengan biaya energi yang tinggi dan biaya kapasitas yang rendah, yang kedua adalah dengan biaya kapasitas dan biaya energi yang sedang (menengah), dan ketiga adalah dengan biaya energi yang rendah dan biaya kapasitas yang tinggi. Dia menunjukkan adanya kemungkinan bahwa sub periode permintaan tidaklah tepat bersesuaian dengan waktu pengoperasian optimal dari beberapa tipe teknologi yang dapat digunakan untuk melayani sub periode permintaan yang berbeda tersebut.

Dengan mengikuti prosedur maksimisasi fungsi manfaat sosial neto, yang didefinisikan sebagai kesediaan untuk membayar dikurangi dengan biaya, maka dapat diturunkan pedoman penentuan harga optimum. Ternyata biaya kapital atau

¹¹⁾ Turvey (1968), op.cit, page 22. Lihat catatan no (9)

¹²⁾ -----, *Economic Analysis and Public Enterprise*, George Allen & Unwin, London, 1071, Chapter 6 and 7.

¹³⁾ Wender, John T., "Peak Load Pricing in the Electric Utility Industry", *The Bell Journal of Economics*, Spring 1976.

biaya kapasitas muncul di dalam harga untuk periode lepas-puncak. Hal ini karena adanya stok kapital yang heterogen untuk men-supplai tenaga listrik. Joskow sedikit memodifisir pedoman harga Wender dengan menyatakan dalam biaya energi marginal saja. Ini menunjukkan bahwa harga lepas-puncak secara sederhana adalah biaya energi marginal rata-rata tertimbang dari peralatan produksi yang marginal selama masing-masing periode.¹⁴⁾ Periode lepas-puncak akan tidak mempunyai komponen biaya kapasitas marginal bilamana hanya ada satu macam kapasitas pembangkit dalam sistem supplai. Periode harga atau permintaan dan supplai tepat bersesuaian dan bahwa periode harga atau permintaan lepas-puncak sepenuhnya termasuk pada salah satu dari periode supplai. Analisisnya juga diperluas ke kasus-kasus monopoli tanpa kendala atau yang diatur dan dengan permintaan-permintaan yang independen atau interdependen.

Tulisan Panzar dan Crew & Keindorfer lebih mempertuas kesimpulan Wender. Panzar memperluasnya dengan kasus beberapa periode harga atau permintaan multipel.¹⁵⁾ Dia menyimpulkan bahwa dalam keadaan optimum, tidak ada kapasitas kelebihan pada semua periode. Harga pada masing-masing periode tersebut mengandung biaya kapasitas dan periode dengan output yang lebih besar mengandung biaya kapasitas yang lebih besar pula. Tambahan pula terdapat hubungan monotonik yang lugas antara harga dan output antar periode. Crew & Kleindorfer memperluas analisa penentuan harga beban puncak dengan beberapa tipe stasiun pembangkit atau pabrik ke dalam permintaan stokastik dan biaya penjatahan dalam perusahaan pelayanan publik untuk maksimisasi kesejahteraan, dengan menggunakan kerangka kerja yang konsisten dalam penentuan harga yang efisien dan in-vestasi yang optimal.¹⁶⁾ Mereka menganalisis dua faktor yang terakhir ini secara intensif dan mendapatkan adanya biaya penjatahan dengan permintaan stokastik bilamana kapasitasnya dilampaui. Dibandingkan dengan

¹⁴⁾ Joskow, Paul L., "Contribution to the Theory of Marginal Cost Pricing", *Bell Journal of Economics*, Spring 1976.

¹⁵⁾ Panzar, John C., "A Neoclassical Approach to Peak Load Pricing", *Bell Journal of Economics*, Spring 1976.

¹⁶⁾ Crew, Michael A., and Kleindorfer, Paul R., "Peak Load Pricing with a Diverse Technology", *Bell Journal of Economics*, Spring 1976.

model deterministik, analisa dalam model stokastik menunjukkan bahwa adanya ketidakpastian ternyata menaikkan kapasitas optimal sistemnya.

Dengan mengembangkan model Howe dan Schurmeier pada sub sistem suplai listrik untuk memenuhi beban puncak dan beban dasar yang spesifik yaitu pada kasus Sistem Suplai Listrik Terpadu di Jawa (SLTJ), Faried mengemukakan model dan kesimpulan yang lebih mirip dengan teori harga beban puncak yang baru, yaitu bahwa para konsumen pada periode puncak juga harus menanggung sebagian dari biaya kapasitasnya.¹⁷⁾ Dua model dasar diformulasikan, dan syarat-syarat optimisasi harga dan investasi diturunkan untuk berbagai option dan kasus. Model satu merupakan model kendala teknis, sedangkan model dua adalah dengan kendala teknis dan kendala finansial yang dijabarkan dari tujuan kebijakan pemerintah. Model dinamis, yang menyangkut/mempertimbangkan permintaan yang tumbuh dan berkembang sepanjang waktu. Option A dan option B, masing-masing bersesuaian dengan rencana perluasan sistem suplai di akhir tahun 1980 an dan pada tahun 1990 an. Modelnya menyimpulkan bahwa pada hampir semua kasus, konsumen pada periode lepas-puncak haruslah menanggung biaya kapasitas dari jenis pembangkit untuk melayani beban dasar, disamping tentu saja biaya energinya.

Model tersebut juga menunjukkan bahwa setiap usaha untuk memasukkan efek distribusi pendapatan akan menyimpangkan harga dari harga yang efisien. Tujuan distribusi ini haruslah ditangani secara terpisah yaitu dengan memberikan subsidi langsung kepada para pelanggan, sementara PLN menetapkan dan mengenakan harga optimal. Dengan cara demikian masyarakat akan menjadi lebih baik keadaan kesejahteraannya, tetapi jelas akan dihadapi masalah-masalah administratif. Sesungguhnya masalah yang serupa pun dihadapi sekarang ini, di mana efek distribusi dimasukkan dalam proses penentuan tarif, karena proses penentuan siapa yang dimasukkan dalam keiompok konsumen favorit adalah ditentukan secara arbitrari (semaunya).

¹⁷⁾ Mansoer, Faried Wijaya, Pricing and Capacity Expansion Under Government Policy Constraints: The Case Study of The Jawa Integrated Electricity Supply System, Unpublished Ph.D Dissertation, University of Colorado, 1986.

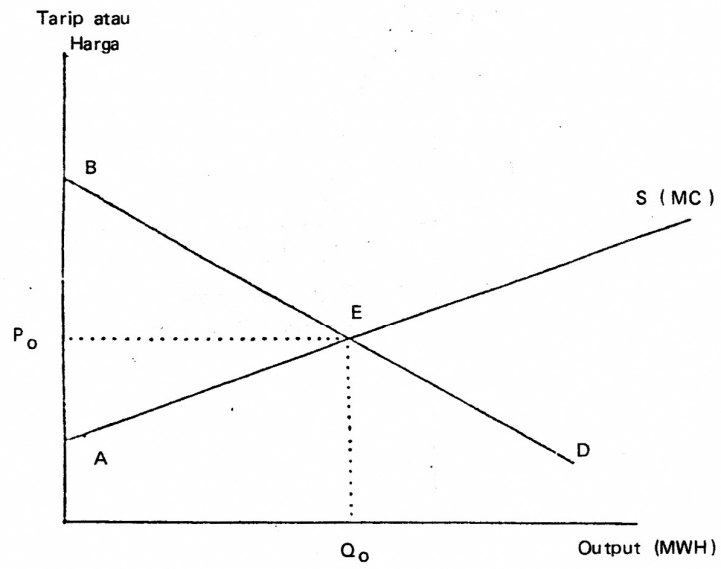
Secara umum model ini mensarankan pada penentuan harga/tarif energi per KWH yang lebih tinggi dan tarif kapasitas per KWH per bulan yang lebih rendah daripada model-model lain (pada umumnya). Tarif energi yang lebih tinggi ini tampaknya karena adanya perbedaan asumsi jenis teknologi pem-bangkitan yang digunakan untuk melayani. permintaan pada periode yang berbeda. bahkan option B mempunyai tarif kapasitas yang jauh lebih tinggi karena adanya pengenaan biaya kapasitas pembangkit beban dasar pada para konsumen periode lepas-puncak. Pengenaan seperti ini memungkinkan penciptaan dana yang diperlukan untuk membiayai perluasan kapasitas pem-bangkit beban dasar dan merupakan biaya tambahan yang harus dibayar/dipikul oleh para konsumen periode tak-puncak selain dari biaya energi yang telah dikenakan atasnya.

Dattar Bacaan

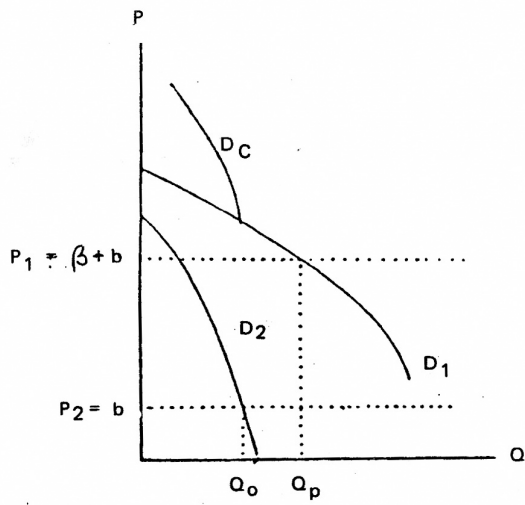
- Bator, Francis M., "The Anatomy of Market Failures", *Quarterly Journal of Economics*, Vol. LXXII, No.3, August 1958.
- Bergson, A., "Optimal Pricing for Public Enterprise", *Quarterly Journal of Economics*, Vol. LXXXVI, No.4, November 1972.
- Berrie, T.W., "The Economics of System Planning in Bulk Electricity Supply", dalam *Public Enterprise: Selected Readings*, editor Turvey, Ralph, Penguin Books, 1968.
- Boiteux, Marcel, "Peak Load Pricing", dalam *Marginal Cost Pricing in Practice*, editor Nelson, James R., Prentice-Hall, 1964, Chapter 4.
- Boumol, William J. and Bradford, D.F., "Optimal Departures from Marginal Cost Pricing", *American Economic Review*, Vol.60, No.3, 1970.
- Ciccehetti, Charles J., Gillen, William J., and Smolensky, Paul, *The Marginal Cost and Pricing of Electricity: An Applied Approach*, Ballinger Publishing Co., Cambridge, MA, 1977.
- Crew, Michael A., and Kleindorfer, Paul R., "Peak Load Pricing with A Diverse Technology", *The Bell Journal of Economics*, Vol.7, Spring 1976.
- _____, "Recent Contributions to the Theory of Marginal Cost Pricing: The Problem of Peak Loads", *The Economic Journal*, Vol.81, December 1971.
- Demsetz, Harold, "Joint Supply and Price Discrimination", *Journal of Law and Economics*, Vol.XVI (2), October 1973.
- Gysi, Marshall and Loucks, Daniel P., "Some Long Run Effects of Water Pricing Policies", *Water Resources Research*, Vol.7, No.6, December 1971.
- Henderson, Alexander M., *The Pricing of Public Utility Undertakings*, Manchester Sch22

- Hirsleifer, Jack, "Peak Load and Efficient Pricing: Comment", *Quarterly Journal of Economics*, Vol.LXXII, No.3, August 1958.
- Houtaker, H.S., "Electricity Tariff in Theory and Practice", *The Economic Journal*, Vol. LXI, March 1951.
- Howe, Charles and Schurmeier, D., *Optimum Capacity Expansion and Output Pricing Under Growing Demand*, Paper for Discussion, April 1981.
- Kahn, Alfred E., *The Economics of Regulations*, John Wiley & Sons Inc., New York, 1970.
- Kay, J.A., "Recent Contributions to the Theory of Marginal Cost Pricing: Some Comments", *The Economic Journal*, Vol.81, June 1971.
- Lipsey, R.G. and Lancaster, K., "General Theory of the Second Best", *Review of Economic Studies*, Vol.24,1956-1957.
- Littlechild, S.C., "Marginal Cost Pricing with Joint Costs", *The Economic Journal*, Vol.LXXX, June 1970.
- McCawley, Peter, *The Indonesian Electricity Supply Industry*, Unpublished Ph.D Dissertation, Australian National University, 1971.
- Meek, Ronald L, "An Application of Marginal Cost Pricing: The Green Tariff in Theory and Practice", *Journal of Industrial Economics*, Part I and II, Vol.XI, No.3-4, July-October 1963.
- Mansoor, Faried Wijaya, *Pricing and Capacity Expansion Under Government Policy Constraints: The Case of Java Integrated Electricity Supply System*, Unpublished Ph.D Dissertation, University of Colorado, 1986.
- Munasinghe, Mohan and Warford, Jeremy, "Electricity Pricing: Theory & Case Studies", *The World Bank*, The John Hopkins University Press, 1982.
- Nguyen, D.T., "The Problem of Peak Load and Inventories", *The Bell Journal of Economics*, Vol.7, No.1, Spring 1976. *Journal of Social Studies*, 15 (1947), pp. 223-250.
- Pachauri, R.K., *The Dynamics of Electrical Energy Supply and Demand: An Economic Analysis*, Praeger Publishers Inc., 1975.
- Scherer, Charles R., *Estimating Electric Power System Costs*, North Holland Publishing Coy., New York, 1977.
- _____, "Estimating Peak and Off Peak Marginal Costs for An Electric Power System: An Ex Ante Approach", *The Bell Journal of Economics*, Vol.7, No.2, Fall 1976.
- Steiner, Peter O., "Peak Load and Efficient Pricing", *Quarterly Journal of Economics*, Vol.LXXI, No.4, November 1957.
- Turvey, Ralph, *Public Enterprise: Selected Readings*, Penguin Books, 1968. [a]
- _____, "Peak Load Pricing", *Journal of Political Economy*, January/February 1963. _____, "Marginal Cost", *Economic Journal*, June 1969.
- _____, *Economic Analysis and Public Enterprise*, George Allen & Unwin, 1971.
- _____, *Optimal Pricing and Investment in Electricity Supply*, MIT Press, 1968. [b]

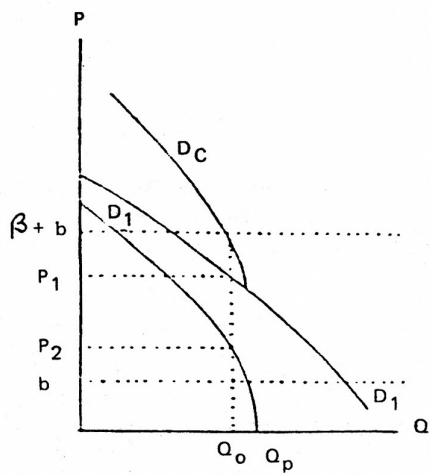
- _____, and Anderson, D., *Electricity Economics*, The John Hopkins University Press, 1977.
- Uri, Noel D., *Toward Efficient Allocation of Electric Energy*, Lexington Books, 1975.
- Wender, John T. and Taylor, Lester, "Experiment in Seasonal-Time- of-Day (STD) Pricing of Electricity to Residential Users", *The Bell Journal of Economics*, Vol.7, No.2, 1976.
- _____, *A Reader Guide to the Economic of Electric Power*, Leaf-type Papers, Institute of Regulatory Economics, University of Arizona, 1976.
- _____, "Peak Load Pricing in the Electricity Industry", *The Bell Journal of Economics*, Vol.7, No.1, Spring 1976.
- Williamson, Oliver E., "Peak Load Pricing and Optimal Capacity Under Indivisibility Constraints" *American Economic Review*, Vol.56, No.4, Part 1, 1966.
- Yordon, Wesley, "Telephone Rates: Economic Theory and Current Issues", dalam *Telecommunications: An Inter-Disciplinary Text*, editor Leonard Lewin, Artech House, 1984, Chapter 6.



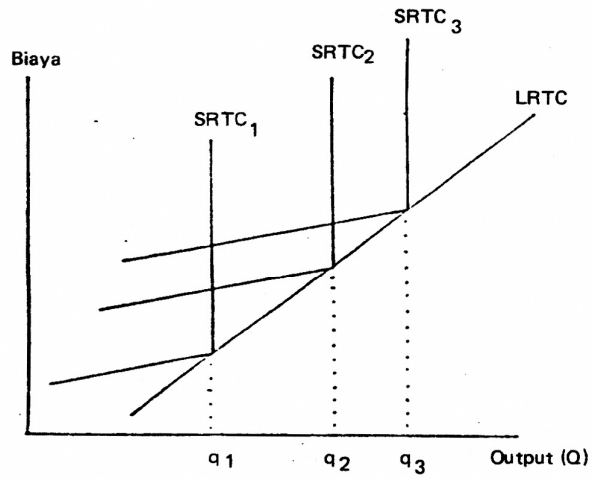
Gambar 1 : Penawaran dan Permintaan Sederhana akan Tenaga Listrik



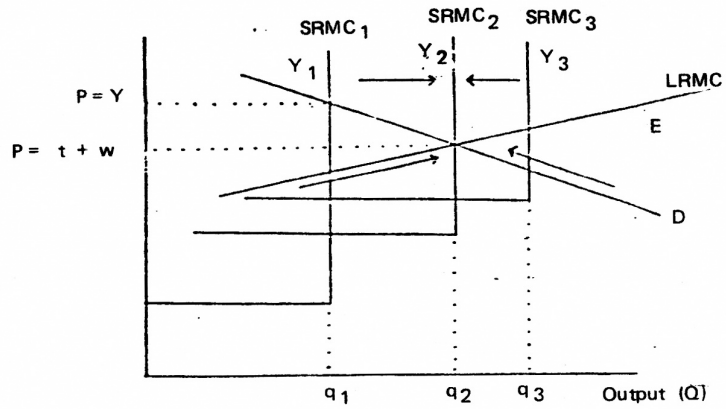
Gambar 2 : Kasus Permintaan Puncak " Tak - bergeser "



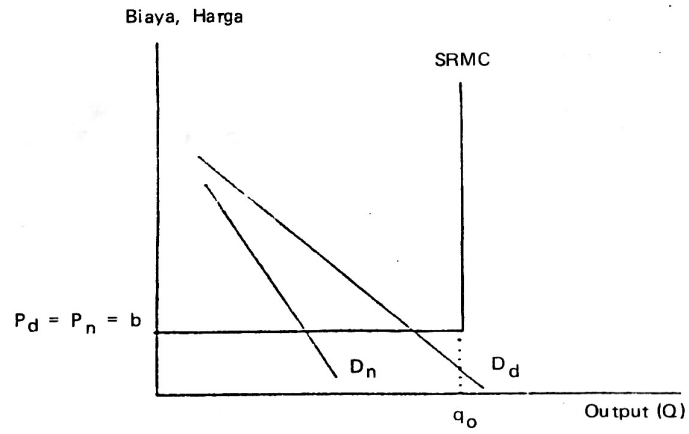
Gambar 3 : Kasus Permintaan Puncak " Bergeser "



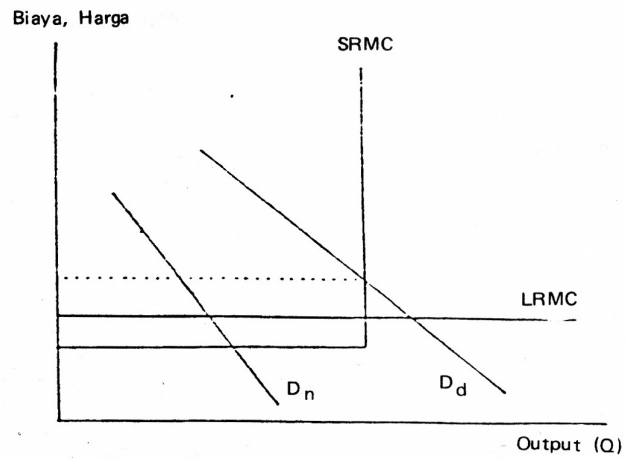
Gambar 4 : Kurva-kurva Biaya Pengeluaran Total atau SRMC Boiteux



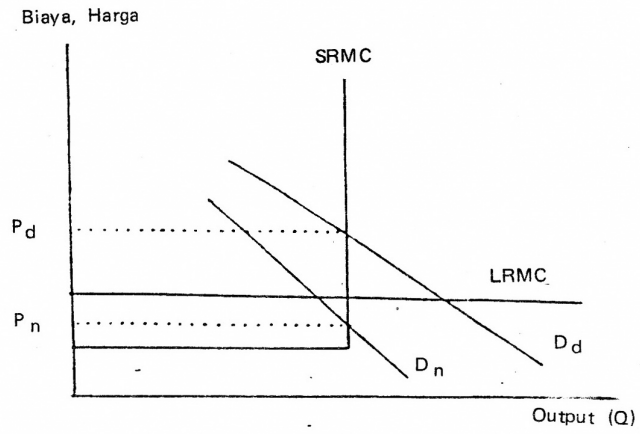
Gambar 5 : Kurva-kurva Biaya Differensial atau SRTC Boiteux



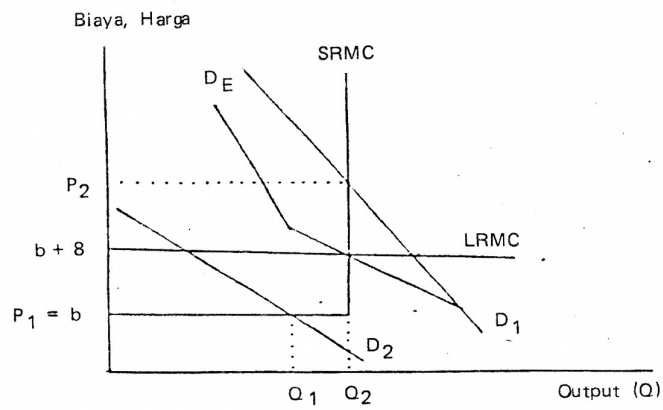
Gambar 6 : SRMC : Kasus I



Gambar 7 : SRMC : Kasus II



Gambar 8 : SRMC : Kasus III



Gambar 9 : Kurva Permintaan Kapasitas
"Efektif" Williamson