



PERKIRAAN KETENAGALISTRIKAN INDONESIA DAN PERANAN ENERGI TERBARUKAN KHUSUSNYA PANAS BUMI HINGGA TAHUN 2010

Ariono Abdulkadir, MSME, Ph.D., P.E.

Wakil Ketua Yayasan Institut Indonesia untuk Ekonomi Energi
Jakarta, Indonesia

ABSTRACT

The future role of geothermal power generation in Indonesia is presented in this paper using electricity demand evaluation until the year 2010. The method used is by assuming electricity per capita consumption at 700 kWh/year in 2010 will be double its value from year 2000. Assumption of rate of increase population growth at 1.2% resulting to population number in year 2010 estimated at 241.6 million, and the needed power capacity at approximately 50,000 MW at least.

Due to new coal and natural gas technology producing petrochemical feedstock, refinery products, GTL (Gas to Liquid), SynCoal and SynGas, the power sector should compete at higher prices for coal and natural gas. Environmental constraints add to the need to boost renewable energy utilization, particularly geothermal energy, around the year 2010. Geothermal should significantly contribute to electricity development due to its ability to provide large-scale supplies. Exploration to increase geothermal confirmed reservoirs should be started as early as possible. Failure of renewable energies including geothermal to perform significantly in the future might open the road for nuclear power plants to enter the electricity system.

In the meantime, electricity subsidies plan to be abolished around 2004 and future tariffs will be determined by their economic value.

1. KETENAGALISTRIKAN SAATINI

Direktorat Jenderal Listrik dan Pengembangan Energi telah mengumumkan data ketenagalistrikan untuk tahun 1999/2000 seperti yang dapat diperiksa pada **Tabel-1** dan **Tabel-2** terlampir.

Pembangkit tenaga listrik menghasilkan 39,534 MW terdiri dari PLN 22,732 MW, IPP 1,587 MW dan captive power 15,215 MW.

Energy Mix terdiri dari sumber konvensional atau fossil fuel sebesar 86.02% dan sumber terbarukan sebesar 13.98%. Analisa energy mix dapat diperiksa dalam **Tabel-1**.

Ketenagalistrikan luar Jawa tercatat sebesar 23.61% dan Jawa 76.39%. Otonomi Daerah tentunya akan menambah konsumsi listrik di luar Jawa.

Konsumsi listrik per kapita tahun 2000 ialah 355 kWh/kapita dan angka ini masih rendah dibandingkan dengan negara-negara ASEAN lainnya.

Produksi listrik tahun 1999/2000 sebesar 83,164,466 MWh dengan kemungkinan captive power sebagian besar belum memasuki jaringan komersial PLN sehingga angka tersebut mungkin sebagian besar berasal dari PLN dan IPP.

Dengan menghitung data BPS dan PLN tahun 1994-1996, diketahui bahwa harga jual wajar PLN adalah US\$ 0.07/kWh, biaya input ialah biaya produksi minus direct labor cost sebesar US\$ 0.034 per kWh, dengan nilai tambah sebesar 106%. Dengan nilai tambah ini, biaya-biaya overhead, depresiasi, hutang, asuransi dan pajak dapat dibayar dan masih menikmati

keuntungan. Perhitungan ini sama dengan nilai rata-rata ASEAN pada awal tahun 2001.

Harga jual listrik berdasarkan TDL 2000 ialah sebesar Rp. 300,-/kWh atau Rp. 0.0316/kWh, sehingga untuk setiap kWh yang dijual, PLN mengalami kerugian US\$ 0.0384 atau kerugian sebesar Rp. 365,-/kWh. Oleh sebab itu sektor ketenagalistrikan perlu disubsidi, tetapi subsidi ini rencananya dihapus sekitar tahun 2004. Selanjutnya harga listrik ditentukan oleh harga ekonominya. Pengurangan subsidi listrik akan dimulai bulan Juli 2001 dengan menaikkan TDL dengan 20%, selanjutnya dilakukan kenaikan bertingkat.

Saat ini ke-27 IPP yang telah menandatangani kontrak PPA dengan PLN sebelum tahun 1998 dan sementara sebagian ditunda, dinegosiasi kembali atau dibatalkan, sedang mengadakan negosiasi kembali dengan Pemerintah. Listrik yang diproduksi IPP ini sekitar 8.000 MW, bila negosiasi berhasil dapat memasuki jaringan PLN.

Permintaan terhadap tenaga listrik saat ini dilaporkan 14% pada tahun 1999-2000, suatu angka yang sangat tinggi. Secara alamiah angka ini akan turun sendiri, dan penulis memperkirakan angka 7.2% per tahun selama 10 tahun hingga

tahun 2010. Angka ini menghasilkan peningkatan konsumsi per kapita tahun 2010 menjadi dua kali atau 700 kWh/kapita, suatu angka yang lebih representatif untuk negara berkembang. Apabila ternyata angka pertumbuhan ketenagalistrikan diatas 7.2%, maka penyesuaian-penesuaian angka dapat dilakukan.

Pada tahun 2001 masih terjadi krisis ekonomi, persoalan-persoalan yang masih belum diselesaikan ialah konflik elit politik, belum kuatnya kepastian hukum, keamanan, dan investasi asing masih sangat minimal yang kesemuanya

mempengaruhi sektor ketenagalistrikan. Penduduk Indonesia tahun 2000 diperkirakan 217 juta, dan angka pertumbuhan setelahnya diperkirakan 1.2% per tahun, sehingga penduduk tahun 2010 diperkirakan menjadi l.k. 241 juta jiwa.

2. VISI KE DEPAN

Penulis mengusulkan tahun 2005 dan 2010 sebagai tahun untuk mengukur prestasi ketenagalistrikan di masa depan untuk memudahkan perencanaan. Tahun 2005 dipilih karena diharapkan subsidi listrik sudah dihapuskan dan persiapan mulai berlakunya sistem ketenagalistrikan deregulasi, kompetitif, unbundling dengan sistem multiple sellers - multiple buyers di Jawa dan Bali, dan beroperasinya sebagian besar IPP yang telah tertunda.

Tahun 2010 dipilih karena merupakan ukuran keberhasilan pembangunan sektor energi yang bersih lingkungan berdasarkan prinsip pembangunan yang berkelanjutan. Tahun ini juga merupakan tahun berlakunya kesepakatan perdagangan bebas di Asia Pasifik yang perlu didukung dengan sistem penyediaan energi yang cukup, handal, kompetitif dan bersih lingkungan. Penduduk Indonesia pada tahun 2001 diperkirakan 217 juta jiwa, yang dihitung dari kenaikan tahunan 1.51% dari estimasi penduduk tahun 1998 sebesar 204.4 juta jiwa menurut Survey Penduduk Antar Sensus (SUPAS) tahun 1995. Angka kenaikan sebesar 1.51% adalah perkiraan antara 1995-1998. Angka ini seharusnya menurun dibawah 1.4% setelah tahun 2001, karena penurunan terus menerus sejak periode 1970-1990 (2.3% per tahun) turun menjadi 1.7% per tahun (1990-1995), turun lagi menjadi 1.51% pada periode 1995-1998. Perkiraan rata-rata kenaikan penduduk sebesar 1.2% per tahun untuk periode tahun 2001-2010 kiranya dapat diterima.

Dengan angka tersebut, perkiraan jumlah penduduk tahun 2005 adalah sebanyak 227.6 juta jiwa dan pada tahun 2010 sebanyak 241.6 juta jiwa.

Apabila peningkatan konsumsi listrik per kapita 200% pada tahun 2010 dapat dicapai, maka diperlukan produksi listrik tahun tersebut mencapai 169.1 juta MWh sehingga jumlah pembangkit yang diperlukan sebesar minimum l.k. 50,000 MW. Angka ini sama dengan peningkatan konsumsi listrik rata-rata sebesar 7.2% per tahun. Dengan demikian, angka permintaan sebesar 14% yang dilaporkan bersifat sementara perlu turun setelah beberapa tahun sesudah tahun 2000.

Peningkatan konsumsi listrik per kapita dua kali menjadi 700 kWh/tahun masih sederhana. Pada tahun 1985 konsumsi ini dilaporkan masih sebesar 240 kWh/tahun dan tahun 2000 sebesar 355 kWh/tahun.

Apabila sasaran tahun 2005 adalah mengaktifkan kembali IPP maka kapasitas terpasang tahun itu menjadi l.k. 36,000 MW. Tanpa investasi baru dari Pemerintah, penambahan pembelian listrik dari captive power setidak-tidaknya dapat menambah daya terpasang dengan 5,000 MW, bila 30% dari captive power dapat dimanfaatkan. Terjadinya kemungkinan krisis tenaga listrik secara teoritis dapat dihindarkan (lihat **Tabel-3**).

Pembangunan pembangkit dari tahun 2005 hingga 2010 memerlukan tambahan antara 12,000 MW hingga 18,000 MW, tergantung keberhasilan memanfaatkan captive power yang sudah ada. Dengan demikian antara tahun 2005 hingga 2010

diperlukan tambahan pembangunan pembangkit-pembangkit baru dan sistem transmisi serta distribusinya setiap tahun sebesar 2,400 MW hingga 3,600 MW yang disebar di seluruh Indonesia. Dengan TDL tidak lagi disubsidi dan ditentukan menurut harga ekonominya, pembangunan tersebut dapat ditawarkan kepada pihak swasta.

Pada tahun 2000, listrik yang dibangkitkan di luar Jawa hanya 24.67% dan di Jawa 75.33%. Angka ini tentunya berubah pada tahun 2010 dengan pemakaian untuk luar Jawa meningkat lebih tinggi sesuai dengan diberlakukannya UU Otonomi Daerah. Belum diketahui dengan pasti sasaran besarnya elektrifikasi luar Jawa.

Perkiraan-perkiraan tersebut diatas dapat berubah apabila terjadi perbaikan dalam ekonomi bangsa, stabilitas politik dan keamanan, kepastian hukum dan pengaturan yang stabil antara Pemerintah Pusat dan Daerah atau sebaliknya.

3. PERKEMBANGAN TEKNOLOGI BARU

Seperti dilaporkan di depan, tenaga listrik di Indonesia dihasilkan dari 13.98% energi terbarukan, ialah hidrolistrik, geothermal dan dendrothermal; sisanya sebesar 86.02% dari energi fosil. BBM yang dikonsumsi dalam bentuk minyak, heating oil dan IDO sebesar 20.62%, batubara sebesar 32.66% dan gas alam 32.73%

Energy mix seperti diatas tidak dapat dipertahankan selamanya sebab pada harga ekonominya, BBM akan mahal. Batubara sebagian besar ditambang di Sumatra Barat, Sumatra Selatan, Jambi, Kalimantan Selatan dan Kalimantan Timur, diangkut ke Jawa untuk memasok PLTU Batubara seperti Paiton dan Suralaya. Sebagian batubara yang dibakar adalah jenis lignite atau subbituminous dengan kadar kalori l.k. 5,000 kcal/kg dan termasuk jenis berkualitas rendah, tetapi mempunyai kadar belerang yang cukup rendah. Pencemaran batubara terdiri dari CO₂ emisi gas rumah kaca, SO_x, NO_x dan partikel-partikel hasil pembakaran, baik yang terbang ke udara maupun yang terkumpul di bawah. Pembakaran batubara hasil tambang tanpa perbaikan kualitas menyebabkan hujan asam yang merupakan ancaman terhadap lingkungan. Pelbagai teknologi telah dikembangkan untuk memperbaiki mutu dan nilai kalori batubara, dan jenis-jenis PLTU teknologi baru telah dikembangkan untuk mengurangi pencemaran dan meningkatkan efisiensi. Contoh teknologi yang membakar batubara langsung seperti supercritical power plants dan subcritical power plants yang dilengkapi dengan pelbagai teknologi baru untuk mengurangi pencemaran. Kesemuanya diatas adalah teknologi tahun 1990-an.

Teknologi terbaru batubara abad 21 memungkinkan batubara pada mulut tambang diproses sekaligus menjadi gas sintetis (SynGas), batubara cair dan batubara sintetis (SynCoal). Batubara sintetis (SynCoal) merupakan produk coal upgrading berdasarkan Clean Coal Technology (CCT).

Teknologi batubara terbaru lainnya ialah CO₂ Sequestration yang diharapkan masuk tahap komersial sekitar tahun 2010. Dengan teknologi sequestration ini, CO₂ dari PLTU-B akan "ditangkap" dan "disimpan" dalam formasi geologis yang dalam dan stabil atau dilarutkan di dasar laut dalam.

Dengan teknologi abad 21 ini, batubara dapat menikmati nilai tambah maksimal sebagai bahan baku industri petrokimia, bahan baku refinery untuk menghasilkan BBM, dan dijual sebagai upgraded high calory clean coal yang disebut SynCoal dengan harga mahal. Kesemua produk ini dapat diproses sekaligus dengan memanfaatkan pusat industri di mulut tambang. Dikabarkan bahwa PT Tambang Batubara Bukit Asam dan beberapa perusahaan penambang batubara sedang mempelajari dengan serius kemungkinan ini.

Daerah-daerah yang mempunyai area penghasil batubara pasti akan memilih proyek ini sebab dapat memberikan penghasilan besar pada PAD daerah tersebut. Menjual batubara langsung dari tambang akan merupakan kerugian antara lain karena biaya transportasi relatif menjadi tinggi untuk mengangkut komoditas berkualitas rendah. Dampak berikutnya dari perkembangan ini adalah perlunya PLTU di Jawa yang dibangun pada tahun 1980 - 1990'an untuk memperbarui sistem pembakarannya (firing system). PLTU baru mungkin perlu didesain untuk memakai SynCoal yang berkualitas tinggi.

Akibat berikutnya adalah meningkatnya harga batubara, baik yang belum diproses, ataupun produk-produk olahan seperti SynCoal. Batubara akan menjadi komoditas yang mahal dan menempati posisi supplier's market karena permintaan luar negeri akan SynCoal akan meningkat. Ketenagalistrikan Jawa-Bali harus membayar mahal untuk batubara ini. Produk petrokimia dan BBM transportasi akan menjadi produk andalan daerah-daerah penghasil batubara dan merupakan pesaing bagi PLTU di Jawa-Bali (lihat **Gambar-1**).

Perkembangan tersebut akan lebih dipacu oleh habisnya persediaan minyak bumi Indonesia. Di luar negeri telah dimulai reorientasi industri batubara ini, dan diperkirakan pada tahun 2010 telah siap memasuki tahap komersial dan memasuki peluang-peluang yang ditinggalkan oleh minyak bumi.

Dalam hal yang sama, gas alam Indonesia akan menjadi rebutan tiga kekuatan pasar: ekspor ke luar negeri untuk memperoleh devisa, sebagai bahan baku industri petrokimia untuk mendapatkan nilai tambah yang tinggi untuk pembangkitan tenaga listrik, atau memprosesnya menjadi BBM untuk transportasi dengan GTL process yang saat ini sudah memasuki tahap komersial.

Konsekuensi perkembangan ini memberikan dua kemungkinan: konsumen mau membayar TDL yang lebih mahal dan sistem yang berlaku tidak berubah, atau konsumen perlu diberikan alternatif sumber energi primer lainnya yang dapat memberikan harga jual listrik tetap terjangkau masyarakat.

Konsekuensi berikutnya dari alternatif yang kedua diatas ada dua kemungkinan lagi: mengembangkan energi terbarukan, atau mendirikan PLTN. Apabila energi terbarukan gagal menjawab tantangan diatas, maka PLTN harus dibangun khususnya untuk Jawa, Bali dan daerah-daerah di Indonesia yang miskin akan sumber daya alam.

Energy mix yang dicapai nantinya tetap memanfaatkan sumber-sumber primer yang ada, namun produk dari mix ini mampu memberikan harga jual listrik yang tetap terjangkau masyarakat.

4. PILIHAN ENERGI TERBARUKAN

Intervensi teknologi yang akan meningkatkan nilai tambah batubara sebagai pemasok industri petrokimia, refinery yang menghasilkan BBM, Clean Coal Technology dan coal upgrading telah dicapai berdasarkan hasil ristek selama lebih dari 15 tahun dengan harga US\$ 5.6 miliar yang sepertinya dibiayai Pemerintah Federal Amerika Serikat dan dua pertiganya dibiayai swasta dan industri yang bersangkutan.

Kita mengharapkan terjadinya "serangan balik" sektor energi terbarukan untuk menjawab tantangan ini, dengan menghasilkan produk-produk yang dapat menghasilkan energi listrik yang murah. Dalam persaingan di pasar ketenagalistrikan kompetitif di luar negeri, jenis-jenis energi terbarukan yang dapat memasuki pasar kompetitif adalah hidrolistrik (PLTA) dan geothermal (PLTP).

Energi listrik dari biomass dapat memasuki pasar kompetitif hanya pada pabrik-pabrik besar yang menghasilkan limbah yang cukup besar atau dari kelebihan uap pada boiler yang dipakai.

Data dari Direktorat Jenderal Listrik dan Pengembangan Energi menunjukkan untuk biaya investasi (capital cost) pelbagai jenis pembangkit listrik terbarukan yang hampir kesemuanya mahal, terkecuali ketiga jenis diatas ialah hidrolistrik, panas bumi dan biomass. Di Amerika Serikat dan Eropa Barat, energi terbarukan menerima pelbagai kemudahan, antara lain insentif pajak, dukungan pemerintah untuk litbang, subsidi dan diizinkan menjual dengan lebih mahal kepada perusahaan ketenagalistrikan utilitas. Pemerintah dapat memberikan bantuan tersebut karena menempatkan pajak khusus eksternalitas untuk energi fosil guna membiayai dampak pencemaran yang diakibatkannya. Untuk Indonesia, pada saat ini tidak ada bantuan tersebut dan di masa depan pun tidak boleh diharapkan adanya kemudahan atau bantuan tersebut. Dengan demikian energi terbarukan harus mampu bersaing secara murni untuk mengatasi persaingan dari sumber-sumber energi fosil.

Untuk daerah-daerah terpencil, pembangkit listrik energi surya, gelombang laut dan tenaga angin masih dapat dikembangkan tetapi memerlukan subsidi dari Pemerintah.

Pemanfaatan pembangkitan listrik tenaga angin secara komersial sulit dilakukan di Jawa-Bali karena rendahnya kecepatan angin. Untuk Nusa Tenggara Timur, kecepatan angin cukup besar sehingga pembangkit listrik tenaga angin dapat dikembangkan. Pembangkitan listrik tenaga air (hidrolistrik) ukuran besar sulit dikembangkan lagi di Jawa-Bali, tetapi potensinya di luar Jawa masih besar. Di Jawa dan Bali karena kurangnya hutan telah terjadi pengurangan debit air pada sungai-sungai besar yang sebagian besar telah dimanfaatkan untuk proyek hidrolistrik ukuran besar.

Pemanfaatan energi biomass atau dendrothermal sebagai energi komersial untuk Jawa-Bali menjadi sulit setelah limbah-limbah pertanian dan industri perkebunan dipergunakan untuk makanan ternak, pupuk bahkan untuk bahan pembuatan particle board, soft board dan produk-produk sejenis MDF.

Dengan demikian yang diharapkan mampu memasok tenaga listrik ukuran besar ialah sumber-sumber geothermal. Potensi ini, baik ukuran kecil, sedang dan besar perlu dikembangkan

khususnya di pulau Jawa, Bali, Nusa Tenggara Barat dan Sumatra. PLTP-Panas Bumi diharapkan menjadi tulang punggung sumbangan energi terbarukan pada kelistrikan nasional.

Menurut KUBE 1998, potensi geothermal atau panas bumi di Indonesia l.k. 19,600 MW diantaranya Jawa 5,300 MW, Sumatra 4,700 MW dan sisanya di Sulawesi, Bali, Lombok dan pulau-pulau lain. Pemanfaatan panas bumi secara komersial mungkin lebih kecil dari energi potensial tersebut. Oleh karena itu, perlu dilakukan eksplorasi-eksplorasi baru untuk meningkatkan angka cadangan (potensial) panas bumi tersebut.

Menurut Kutscher (9), potensi geothermal yang belum diketemukan di Amerika Serikat diperkirakan lima kali dari potensi yang diketahui, dapat memberikan tenaga 23,000 MW untuk 30 tahun. Indonesia tentunya mempunyai potensi yang identik dengan Amerika Serikat, ialah harapan besarnya potensi panas bumi yang belum diketahui.

5. HARAPAN TERHADAP ENERGI PANAS BUMI

Masalah yang rinci tentang pembangunan proyek panas bumi tidak dibahas disini karena pasti telah dibahas oleh pembicara-pembicara lain.

Proyek panas bumi dapat berukuran besar (diatas 5 MW) dan kecil (dibawah 5 MW). Proyek berukuran besar langsung memasuki sistem jaringan transmisi ketenagalistrikan nasional sebagai listrik pasokan (supply). Proyek geothermal ukuran kecil dapat dipasok ke sistem ketenagalistrikan nasional, atau untuk memberikan energi listrik daerah terpencil di sekitar lokasi panas bumi tersebut. Waktu pembangunan setelah konfirmasi adanya sumber potensial panas bumi hingga produksi listrik sekitar 3 tahun (7) dan teknologi yang dipakai harus yang sudah mapan (mature technology). Karena pembangkit geothermal umumnya di daerah terpencil yang sulit dicapai, akan diperlukan sistem transmisi yang mahal, yang mungkin menjadikan proyek tersebut mahal dan tidak kompetitif.

Oleh sebab itu, proyek-proyek geothermal skala kecil sebaiknya dipergunakan untuk kelistrikan desa (rural electricity) bersama-sama dengan proyek mikro dan mini-hidro setempat, yang dapat diintegrasikan dalam sistem jaringan distribusi lokal yang mungkin dioperasikan oleh koperasi setempat. Untuk Jawa-Bali, rasanya tidak ada masalah baik untuk ukuran besar dan kecil guna mencapai jaringan terdekat PLN, baik transmisi maupun distribusi.

Untuk melengkapi informasi tentang ekonomi energi listrik dari pembangkit geothermal dibandingkan dengan pembangkit-pembangkit jenis lain, akan disajikan di **Tabel-4** yang didapat dari US Department of Energy untuk daerah California - Nevada (7).

Vimmerstedt (10) dengan mempergunakan sumber lain melaporkan komponen-komponen biaya untuk geothermal berukuran besar seperti **Tabel-5**.

Saran kepada Asosiasi Panas Bumi Indonesia (API) adalah untuk melakukan efisiensi kerja di Indonesia agar berapa biaya tersebut dapat ditekan, atau menerbitkan angka-angka tersebut untuk Indonesia.

Perbandingan biaya pembangkitan diesel dengan geothermal ukuran kecil dapat diperiksa pada **Gambar-1** dimana pembangkit geothermal ukuran kecil kompetitif dengan pembangkit diesel untuk ukuran 500 kW keatas (10).

Pemerintah dan asosiasi-asosiasi perlu bekerjasama untuk mencari potensi geothermal baru di seluruh Indonesia, memberikan data-data lengkap tentang lokasi, kedalaman dan besar reservoir, perkiraan temperatur dan lain-lain agar memudahkan investor untuk mengambil putusan. Pengembangan tenaga listrik panas bumi perlu mengadakan kerjasama dengan Pemerintah Daerah setempat sesuai dengan UU 22/1999 dan UU 25/1999.

6. PEMBAHASAN DAN PENUTUP

Setiap antisipasi pelaksanaan visi atau perencanaan masa depan tergantung pada syarat kestabilan politik, keamanan, kebijaksanaan-kebijaksanaan ekonomi makro, adanya perencanaan yang baik dan kepercayaan pasar.

Sejak tahun 1998 hingga sekarang, krisis ekonomi masih belum selesai dan mungkin akan berlanjut sampai dengan tahun 2004. Sementara itu kebijaksanaan penghapusan subsidi energi (listrik dan BBM) masih rawan masalah-masalah politik.

Perhitungan yang mengarah pada peningkatan 7.2% untuk permintaan energi listrik adalah konservatif, BAU (business as usual) dan tidak memberatkan keuangan negara, namun demikian, kemungkinan terjadi gejolak apabila pasokan listrik tidak mencukupi. Sasaran konsumsi per kapita 700 kWh/tahun juga cukup konservatif. Kembalinya IPP ke dalam sistem PPA yang telah disepakati sangat tergantung pada berhasilnya dihapuskannya subsidi listrik pada tahun 2004. Pembangunan sebagian sistem IPP mulai tahun 2001 oleh mereka-mereka yang telah menyelesaikan perselisihan kontraknya dengan Pemerintah masuknya dana investasi yang akan datang.

Pembangkit Panas Bumi adalah satu-satunya energi terbarukan yang dapat dibangun dengan skala besar untuk masuk dalam sistem kelistrikan kompetitif dengan harga yang kompetitif dan masa pembangunan yang relatif cepat. Untuk skala kecil dibawah 5 MW, sistem ini sangat menunjang program listrik masuk desa dan dapat diintegrasikan dengan sistem mini dan mikro hidro. Namun demikian, data eksplorasi perlu diperluas untuk menemukan kandungan-kandungan cadangan panas bumi yang potensial, sehingga memudahkan pengembangan selanjutnya. Jenis lain dalam skala besar yang dapat dikembangkan ialah biomass dan hidrolistrik khususnya untuk luar Jawa.

Masalah lingkungan hidup perlu diwaspadai karena akan terjadinya peningkatan emisi gas rumah kaca oleh CO₂, dan polusi oleh unsur-unsur NO_x dan SO_x. Oleh karena itu khususnya untuk pembangkit listrik batubara, perlu dimanfaatkan teknologi terbaru CCT dan coal upgrading yang perlu diperhatikan oleh produsen batubara. Komposisi energy mix perlu diperbaiki, dan konsumsi energi listrik untuk daerah luar Jawa perlu ditingkatkan.

Apabila energi terbarukan khususnya geothermal tidak dapat memenuhi keperluan energi yang akan datang, alternatif pemecahannya ialah dipertimbangkannya PLTN atau lebih banyak batubara yang dikonsumsi.

DAFTAR REFERENSI

BAKOREN: Kebijaksanaan Umum Bidang Energi (KUBE), Februari, 1998.

Badan Pusat Statistik (BPS): Statistik Indonesia 1998.

Direktorat Jenderal Listrik dan Pengembangan Energi: *Statistik dan Informasi Ketenagalistrikan dan Energi Tahun 1999/2000*, Laporan No. 13-2000, Jakarta.

Ariono Abdulkadir: *Pedoman Hitungan Dampak Kenaikan Harga BBM dan TDL Tahun 2000*, Bab III, Kadin Indonesia - Bimasena, 2000.

International Energy Agency (IEA): *World Energy Outlook 2000*, Section I, IEA Paris, 2000.

US Department of Energy, Office of Fossil Energy: Vision 21 Program Plan, Clean Energy Plants for the 21st Century, Federal Energy Technology Center, Washington, D.C., USA, 2000.

Energy Information Agency (EIA): *Research, Development and Deployment, Renewable Technology*, Report SR/OIAF/2000-1, US-DOE, Washington, USA, 2000.

Energy Information Agency (EIA): *Challenge of Electric Power Industry Restructuring for Fuel Suppliers, Section 5: Issues of Renewable Fuels in Competitive Electricity Market*, US-DOE Report No. DOE/EIA-0623, Washington, D.C., USA, September, 1998.

Charles F. Kutscher: *The Status and Future of Geothermal Electric Energy*, Report No. NREL/CP-550-28204, National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, Colorado, USA, 2000.

L. Vimmerstedt: *Opportunities for Small Geothermal Projects, Rural Power in Latin America, the Caribbean and the Philippines*, Report No. NREL/TP-210-25107, National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, Colorado, USA, November, 1998.

Asosiasi Panas Bumi Indonesia: Data dan Informasi

Strategis, Jakarta, 2000 (private communication).

Tabel-1
Indonesia's Power Generation Today

Data for the year 1997 - 2000

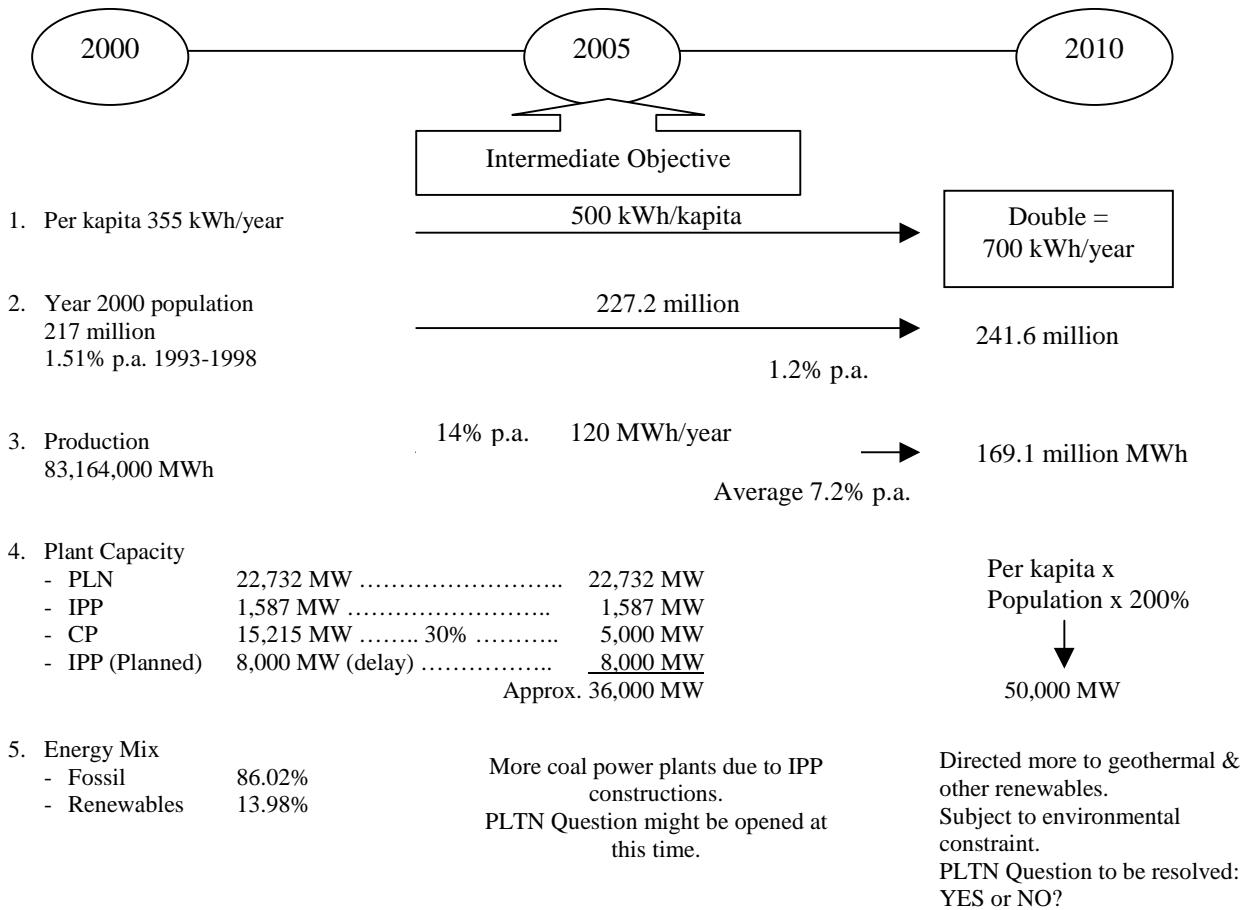
Reference: Directorate General of Electricity and Energy Development, Republic of Indonesia

1.	National Installed Capacity Consisting of:	• PLN • IPP • Captive Power	22,732 MW 1,589 MW 15,215 MW	39,534 MW
2.	Production:	• Java • Outside Java	76.39% 23.61%	83,164,466 MWh
3.	Energy Mix	• Coal • Natural Gas • Fuel • Hydroelectric • Geothermal • Others • Fossil Energy • Renewable	32.67% 32.73% 18.79% 10.35% 3.13% 0.5% 86.02% 13.98%	(World = 20%)
4.	Per Capita Electricity Consumption			355 kWh/year
5.	Reported Rate of Annual Demand for Electricity			14%

Tabel-2
Electricity (Energy) Economics

1. Analysis from PLN-BPS data 1994-1996:	
• Input cost/kWh	3.4 cents US
• Output value/kWh	7.0 cents US
• Added value/kWh	105.8%, i.e.: overhead cost, profit, depreciation, loan payments, insurance, taxes
2. Electricity Tariff (TDL)	
• Average Selling Price	Rp. 300,00/kWh (or 3.16 cents US/kWh)
• Per kWh loss	3.84 cents US (Rp. 365,00) at rate of Rp. 9.500,00/US\$
3. Sales 1999/2000	73,560,000 MWh (88.45%)
Loss	Rp. 26.85 trillion (or US\$ 2,324.5 million)
4. Suggested Fair Selling Price	US\$ 0.07/kWh
	Effective from 2004 stepwise subsidy, removal starting with 20% in April 2001.

Tabel-3
Analysis of Electricity Growth Objectives



Tabel-4
**Cost and Performance Characteristics for Combustion Turbines
and Renewable Generating Technologies
California and Nevada**

For decision to build made in the year 2000
Reference: US-DOE Report No. DOE/EIA 0623, Part 5, September 1998 (7)

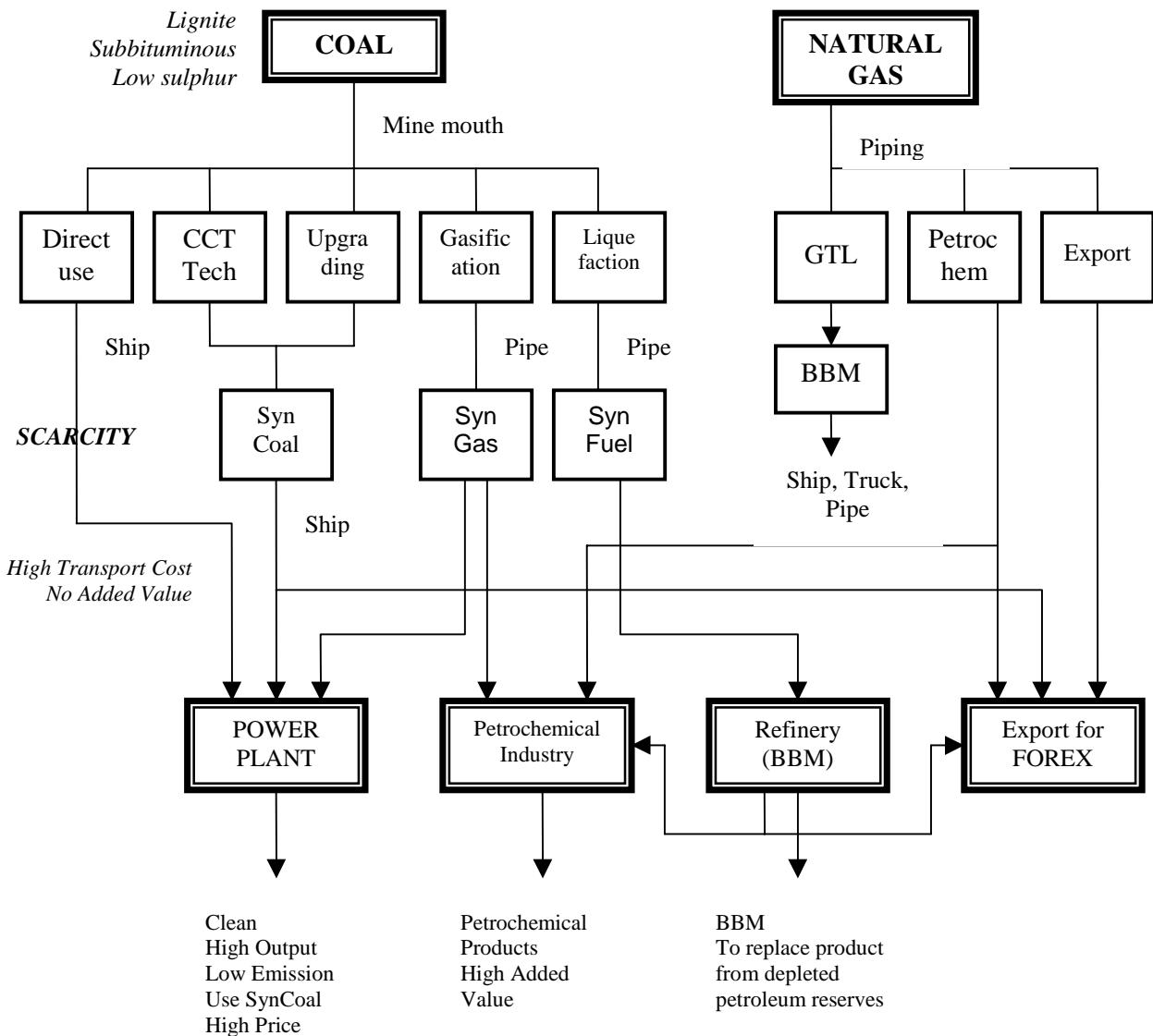
Technology	Capacity	Overnight Capital Cost	Variable Plus Fixed O&M	Capacity Factor	Construction Lead Time	Levelized Cost
	(MW)	(1995-\$/kW)	(1995-mills/kWh)	(%)	(years)	(1995-mills/kWh)
Combustion Turbine (Conventional)	169	359	10.8	85	2	43.8
Combined Cycle (Conventional)	250	517	20.6	85	3	35.2
Biomass	100	2.863	8.7	80	4	62.9
Geothermal	50	1.869	17.7	80	4	39.9
Solar Thermal	100	2.998	14.2	37	3	119.2
Solar PV	5	4.163	4.3	30	2	175.9
Wind	50	756	9.1	31	3	39.1

Note:

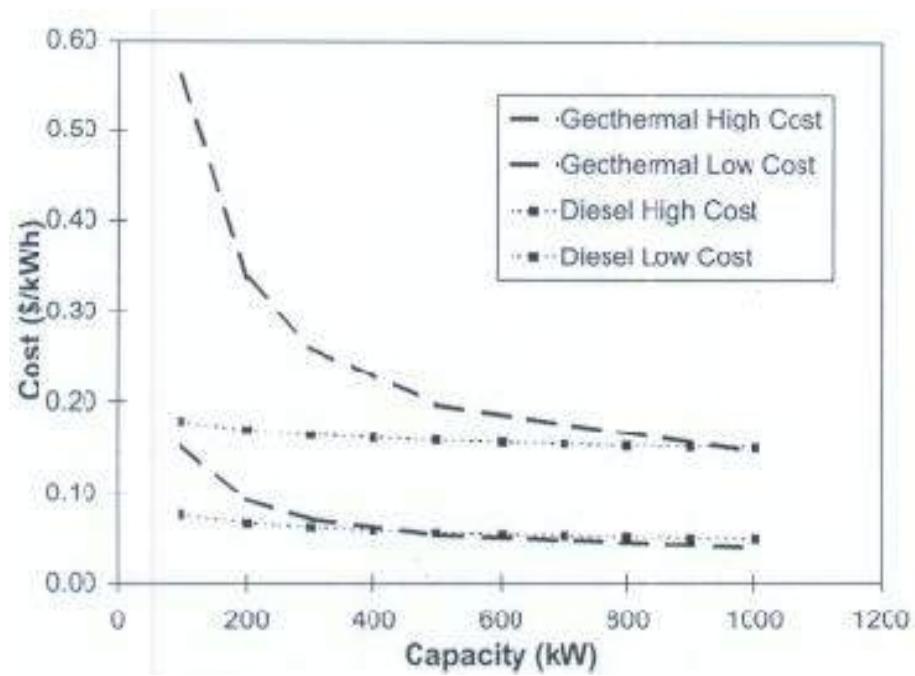
- (1) Technology to build in the year 2000.
- (2) Does not include fuel costs, which are included in levelized cost. The cost of fuel per kWh varies by fuel and the efficiency of the technology to transform energy to electricity.
- (3) See Annual Energy Outlook, DOE/EIA-0383 (1998).

Tabel-5
Geothermal Electricity Cost Components for Large Plants
After L. Vimmerstedt (10)

No.	Item	Percent of Cost
1	Identify Reservoir	3%
2	Confirm Reservoir	5%
3	Production/Injection Wells	20%
4	Downhole Pumps	2%
5	Gathering Equipment	5%
6	Make-up Wells	8%
7	Power Plant (core)	47%
8	Brine TDS Effects	6%
9	Gas Handling	2%
10	Reservoir Insurance	3%



Gambar-1
Market Competition for Coal and Natural Gas



Gambar-2
Cost of Diesel Generation and Geothermal Generation vs. Capacity
After L. Vimmerstedt (10)