

5. STUDI KASUS PT Palyja DAN PAITON I

5.1. Umum

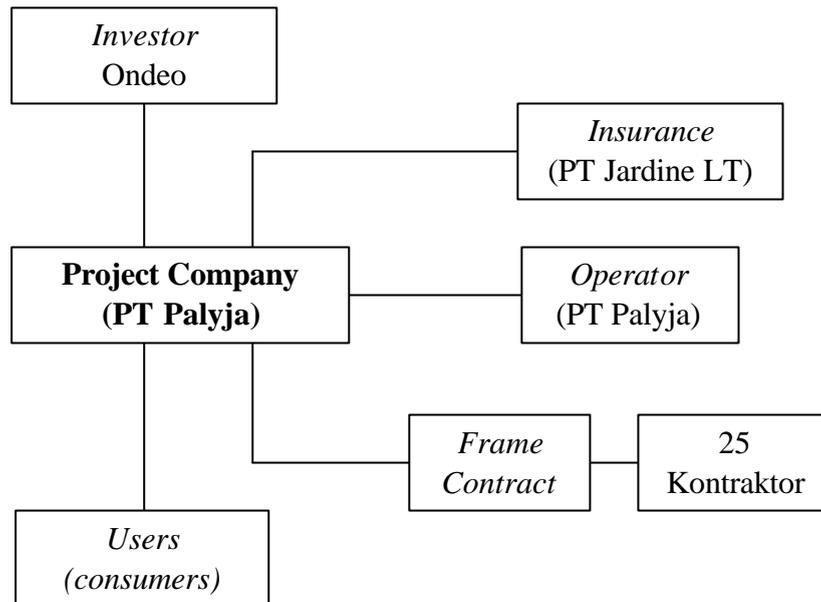
Dalam studi kasus ini ditampilkan dua proyek dengan pola BOT dan variasinya :

- a. Sektor *water supply* (penyediaan air bersih): PT. Palyja.
- b. Sektor *power plants* (Pembangkit Listrik): Paiton I

5.2 PT Palyja

Untuk mempercepat pelayanan air minum kepada masyarakat DKI Jakarta, maka PAM JAYA (sebagai *owner*) melakukan kerjasama dengan mitra swasta pada tahun 1998. Perusahaan *consortium lenders* Suez Lyonnaise Des Eaux (SLDE) divisi air “Ondeo Servies” (Ondeo), *insurance* PT Jardine Loyd Thomson (PT Jardine LT), PT Bangun Cipta Sarana membentuk perusahaan baru dengan nama PT PAM Lyonnaise Jaya (PT Palyja).

Kepemilikan saham 95 persen dimiliki oleh PT Palyja (Perancis) dan 5 persen PT Bangun Cipta Sarana (Indonesia). Kombinasi *owner equity* dan *limited-recourse debt* sebesar 30 : 70. Kontrak proyek ini menggunakan BOO (*build-own-operate*) dan masa kontrak selama 25 tahun. Struktur organisasi PT Palyja seperti terlihat pada gambar 5.1



Gambar 5.1. Struktur Organisasi PT Palyja (sumber: wawancara, 2002)

5.2.1. Pola kerjasama PT Palyja dan PAM JAYA

Kerjasama yang dilakukan adalah (PAM JAYA, 2003):

- PT Palyja mengambil seluruh aset dan wewenang monopoli operational PAM JAYA dari hulu hingga hilir secara eksklusif.
- PAM JAYA sebagai monitoring kerjasama dan bertanggung jawab terhadap penetapan tarif.

Pembagian pendapatan kerjasama (PAM JAYA, 2003) :

- Pendapatan usaha didapat dari rekening/tarif air minum pelanggan. Besarnya tarif air minum ditentukan sesuai kebijakan Pemda DKI Jakarta.
- Mitra swasta mendapat bagian imbalan dari besarnya volume (Rp/m³) air yang terjual. Besarnya imbalan per m³ telah ditetapkan dan akan naik secara otomatis tiap 6 bulan sekali dengan rumus indeksasi.
- PAM JAYA (Pemda DKI) akan mendapatkan bagian dari sisa pembayaran imbalan mitra swasta (bila ada).

Prinsip kerjasama (PAM JAYA, 2003)

Untuk mempercepat pelayanan air minum kepada masyarakat maka dilakukan kerjasama dengan mitra swasta yang berpegang pada prinsip kerjasama yaitu menguntungkan (*win-win*) bagi seluruh *stake holders*:

- a. Masyarakat : pelayanan yang lebih baik dan tarif yang terjangkau
- b. Karyawan : tidak ada PHK dan kesejahteraan yang lebih baik
- c. PAM JAYA: tetap mampu membayar hutang dan memperoleh keuntungan yang layak.
- d. Pemda DKI Jakarta: perbaikan lingkungan hidup dan PAD (pendapatan asli daerah) meningkat.
- e. PT Palyja : pengembalian modal dan memperoleh keuntungan yang layak.

5.2.2. Sebelum Privatisasi PAM JAYA.

Perusahaan Air Minum Jakarta (PAM Jaya) merupakan salah satu dari PDAM (Perusahaan Daerah Air Minum) di kota-kota besar di Indonesia. PAM Jaya bertanggung jawab menyediakan fasilitas air bersih untuk penduduk kota Jakarta.

Dalam sejarah berdirinya PAM Jaya dinyatakan bahwa pada tahun 1843 pengadaan air bersih kota Jakarta (Batavia) berasal dari sumur bor. Kemudian Pada tahun 1920 *Gementeestaatwaterleidingen van Batavia* (kantor pemerintah yang menangani penyediaan air bersih di Jakarta pada jaman penjajahan Belanda) menemukan mata air di Ciomas-Ciburial-Bogor, dengan kapasitas 484 l/dt (PAM Jaya, 2003). PAM JAYA merupakan perusahaan air bersih terbesar di Indonesia.

5.2.3. Kinerja PAM Jaya

Operasional dan Manajemen (O&M) PAM Jaya berdasarkan petunjuk dari pemerintah pusat, seperti layaknya PDAM lainnya di Indonesia PAM Jaya tidak mempunyai wewenang penuh dalam menjalankan tugasnya. Biaya O&M PAM Jaya senantiasa mendapatkan dana dari pemerintah. Karena PAM Jaya tidak berhak menentukan tarif sesuai dengan biaya O&M yang dikeluarkan. Tidak mengherankan jika kondisi finansial PAM Jaya tidak sehat. Utang PAM Jaya

sebesar Rp 1,7 triliun harus lunas 2013 (Sinar Harapan Desember 2002). Tabel 5.1 adalah kinerja PAM Jaya sebelum privatisasi

Tabel 5.1 Kinerja PAM Jaya

1. Produktifitas		1990	1993	1995	1997
Petugas per 1000 sambungan	staff	10.58	8.78	8.8	8.8
Total sambungan		*	327.433	*	428.764
Populasi terlayani	%	*	38	*	42
<i>Nonrevenue water</i>	%	*	53	*	57
Volume terjual	(juta m ³)	*	158	*	191
2. Efisiensi finansial					
Total pendapatan/volume air yang terjual	US\$/m ³	0.64	0.61	*	*
Total pengeluaran/volume air yang terjual	US\$/m ³	0.75	0.75	*	*

Sumber: Marpaung (2000), ADB (2002) dan Thames Pam Jaya (2002) (keterangan : * tidak ada data)

5.2.4. Wilayah PT Palyja

Wilayah PAM Jaya dibagi menjadi 2 wilayah (barat dan timur sungai ciliwung) dan 6 zona. Wilayah yang dilayani oleh PT PAM Lyonnaise Jaya adalah wilayah Barat (Zona 1, 4 dan 5) (PAM Jaya Online, 2003; Brodjonegoro, 2002)

5.2.5. Kinerja PT Palyja

Target teknis perjanjian pada bulan Juni 1997 terdapat pada tabel 5.2 merupakan target teknis secara global PT Palyja dan PT Thames PAM Jaya (PT TPJ adalah Perusahaan gabungan dari PT PAM Jaya dan perusahaan *British Thames Water International* yang melayani wilayah). PT Palyja memiliki *Coverage Ratio* sebesar 43,77 % dan *Nonrevenue water* (NRW atau air yang terbuang akibat kebocoran pipa) 47,75 % dari target teknis pada tabel tersebut.

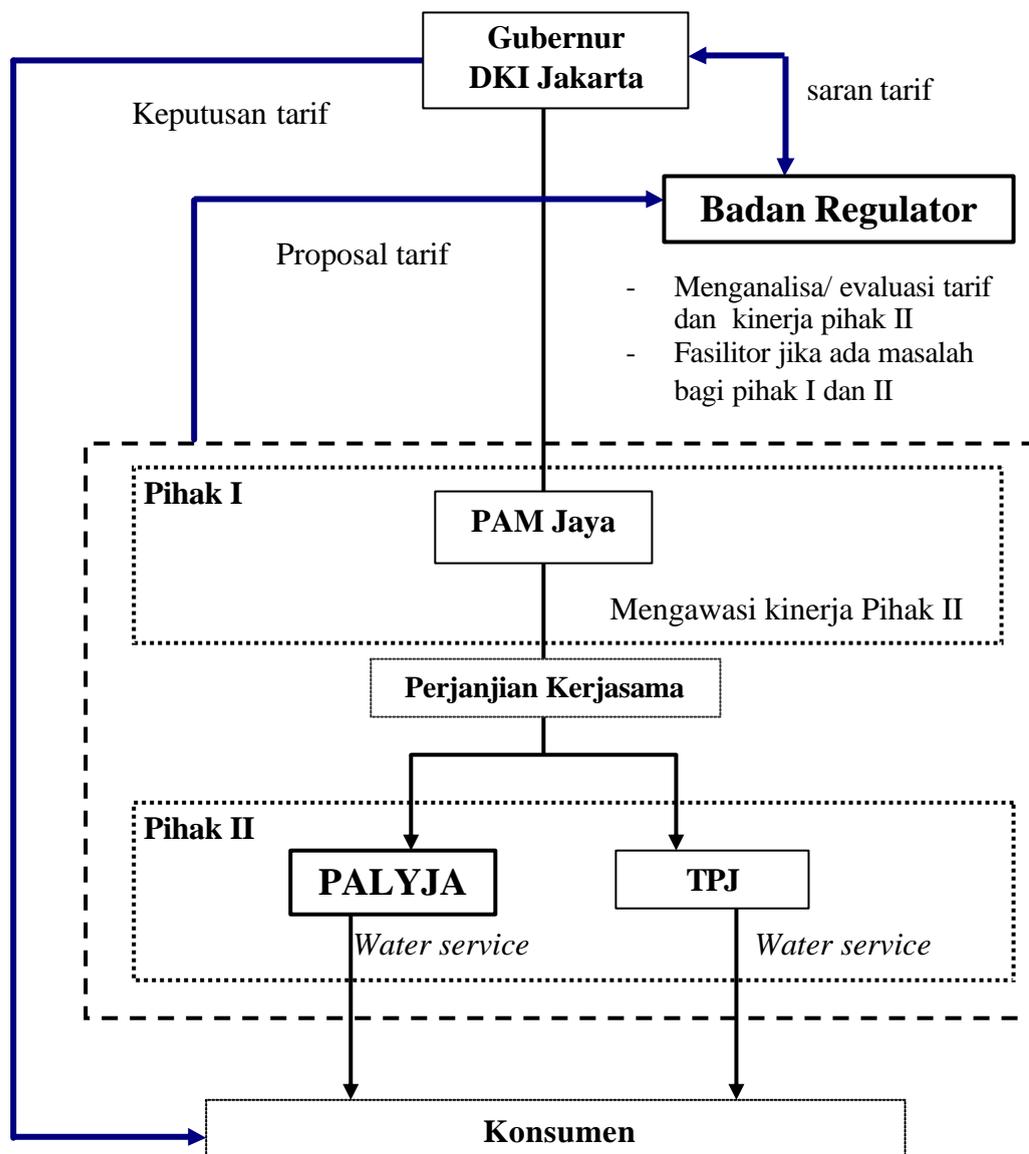
Tabel 5.2 : Target Teknis dalam Perjanjian Juni 1997

Tahun	1998	1999	2000	2001	2002
1. Total sambungan	470.674	571.776	653.885	711.003	757.129
2. Populasi terlayani	49%	57%	63%	67%	70%
3. NRW	50%	47%	42%	38%	35%
4. Volume terjual (juta m³)	210	244	281	317	342

Sumber: Badan Regulator Jakarta

5.2.6. Badan Regulator

Badan regulator didirikan pada akhir tahun 2001. Untuk melindungi hak konsumen maka di dalam perjanjian kerjasama dicantumkan minimum target secara teknis, standar pelayanan dan *pre-determined maximum water charge*. Fungsi badan regulator untuk memonitor dan melaksanakan kewajiban ini. Untuk lebih jelasnya dapat dilihat pada gambar 5.2



Gambar 5.2. Badan Regulator dan Susunan Sistem Penyediaan Air minum Jakarta (sumber: Brojonegoro, 2002)

5.2.7. Pembahasan

Ada yang menarik untuk dipelajari dalam studi kasus PT Palyja, yaitu mengenai utang PAM JAYA. Sebelum persetujuan kontrak pengadaan proyek PT Palyja, para pihak yang terlibat di dalamnya tentunya mengetahui kondisi keuangan PAM JAYA sangat tidak sehat. Sungguh patut dipertanyakan kenapa

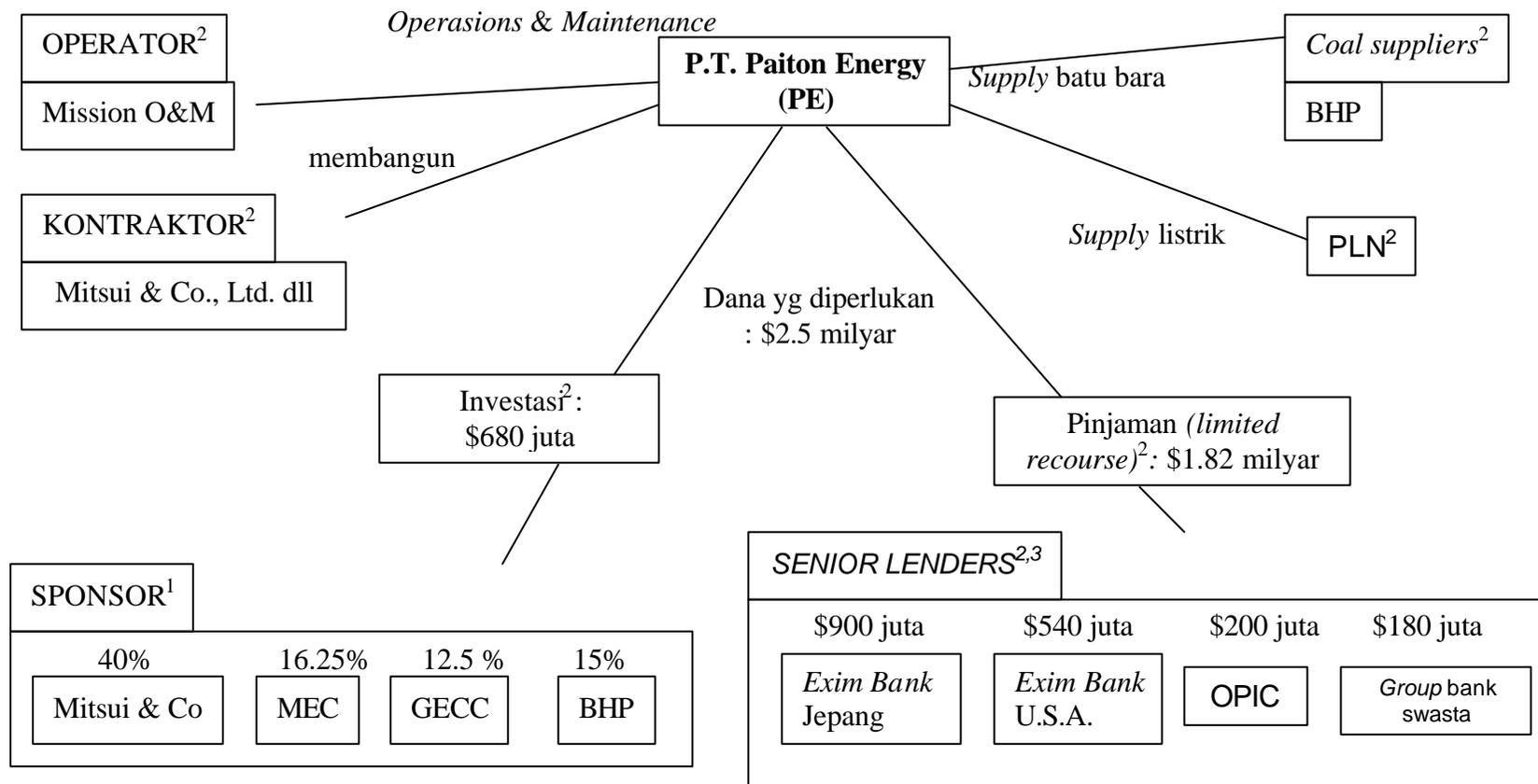
PAM JAYA yang begitu banyak utang bisa membuat pihak swasta tertarik untuk investasi pada proyek tersebut. Menurut wawancara (2002) pihak swasta tertarik karena mendapat imbalan dari besarnya volume (Rp/m³) air yang terjual. Besarnya imbalan per m³ telah ditetapkan dan akan naik secara otomatis tiap 6 bulan sekali dengan rumus indeksasi. Pada kenyataannya hal tersebut sulit didapatkan, karena banyak pihak (LSM ataupun anggota dewan) merasa keberatan perusahaan tersebut menaikkan tarif. Padahal biaya operasional dan pengembangan proyek memerlukan biaya yang banyak dan PT Palyja juga mempunyai hutang kepada investor. Akhirnya PT Palyja membayar seluruh hutang PAM JAYA dengan bertahap, dan hutang tersebut tidak akan terlunasi (telah dibahas dalam bab 4).

Dalam studi kasus PT Palyja, nampaknya proses hukum Indonesia tidak berjalan baik dalam menentukan pihak mana wajib membayar hutang PAM JAYA ataupun memberikan sanksi bagi pihak yang tidak menepati perjanjian kontrak.

5.3. PT Paiton Energy (Paiton I)

Pada tanggal 21 April 1995 PT PAITON ENERGY (PE atau lebih dikenal dengan Paiton I), proyek listrik bertenaga batu bara 2x 615 MW, menjadi proyek listrik swasta pertama di Indonesia, pada saat itu pemerintah Indonesia melakukan *financial closing* bagi Paiton I. Kontrak proyek ini menggunakan BOO (*build-own-operate*) dengan suatu ketentuan “*take or pay*”. Pada awalnya masa kontrak disepakati selama 30 tahun tetapi kemudian setelah negosiasi ulang menjadi 40 tahun setelah pabrik dibangun (Sudja, 2002).

Paiton I merupakan konsorsium beberapa perusahaan diantaranya: Mission Energy CE (MCE), Mitsui & Co. Ltd, General Electric Capital Corporation (GECC) dan PT Batu Hitam Perkasa (BHP). Pemilik PT Batu Hitam Perkasa adalah PT Catur Yasa/ PT Wahanaputra Aluraya, PT Tirtamas, PT Swabara Bumi. Data jumlah kepemilikan saham dapat dilihat pada gambar 5.3.



Gambar 5.3 : Struktur Organisasi dan Susunan Finansial PT PE
 (sumber: (1) Sudja 2002, (2) Kinoshita 2002 dan (3) Exim Bank-Japan 1995)

Namun nampaknya data mengenai jumlah kepemilikan saham pada Paiton I kurang transparan (Interview, 2003), sehingga ada perbedaan yang ditulis diberbagai buku mengenai jumlah kepemilikan saham dari MCE dan GECC (tabel 5.3).

Tabel 5.3. Perbedaan Penyertaan Modal Perseroan

Pemegang Saham	Kinoshita (2002)	Sudja (2002)
MCE Indonesia BV	32.5%	40.0%
GECC	20.0%	12.5%

5.3.1. Lokasi

Proyek Paiton I terletak di daerah Paiton, kabupaten Probolinggo, Jawa Timur, 140 km dari tenggara Surabaya. Dan Proyek ini merupakan sistem jaringan listrik Jawa-Bali. Paiton I terletak dalam satu kompleks dengan Paiton II (2x 610MW) yang dioperasikan oleh Jawa Power, Paiton unit 5 dan 6 (2x610 MW) yang dimiliki oleh Paiton Energy Co, serta unit 1 dan 2 (2x 400MW) yang dibangun dan dioperasikan oleh PLN (perusahaan Listrik negara)

5.3.2. Latar Belakang

Pada tanggal 6 mei 1991, masing-masing dari enam perusahaan dan konsorsium perusahaan menerima undangan dari Direktorat Jendral Listrik dan Pengembangan Energi (DJLPE) untuk mengikuti tender (*bidding*) proyek Paiton I. Enam perusahaan tersebut adalah: (1) GEC Alsthom International, (2) PT Intan Prima Kartika Indonesia, (3) Sumitomo Corporation, (4) PT Abdi Bangun Buana dan Asea brown Boveri, (5) Intercontinental Energy Corporation (“Intercontinental”), and (6) PT Batu Hitam Perkasa (BHP). (Booker, 2002).

Setelah mengeluarkan *Terms of Referency* (TOR), selama Mei hingga Agustus 1991, DJLPE memimpin berbagai pertemuan untuk memberikan penjelasan tambahan serta klarifikasi kepada semua *bidders* yang berpotensi. Dalam bulan September 1991 dua konsorsium, BNIE (Bimantara Group-Intercontinental) dan BMMG (BHP, Edison Mission Energy, Mitsui, General

Electric Capital Corporation) bersaing menyerahkan penawaran Proyek Paiton I dalam memenuhi TOR dan undangan tender (*bid*) (Booker, 2002).

Pada bulan Juni 1992 pemerintah Indonesia mengumumkan bahwa konsorsium BMMG terpilih sebagai pemenang yang membangun 2 unit listrik swasta yang pertama di Paiton yaitu unit 7 dan 8. Negosiasi antara BMMG dan pemerintah Indonesia dalam hal *Power Purchase Agreement* (PPA) memerlukan waktu selama 21 bulan, yaitu tepatnya pada tanggal 12 Pebruari 1994 negosiasi ditutup dengan penandatanganan PPA (Booker, 2002).

Selama melakukan negosiasi, Tim negosiasi pemerintah didampingi oleh tim konsultan internasional yang ternama, terdiri dari *financial advisors* (Lazard Freres, S.G. Warburg, dan Lehman Brothers), *technical advisors* (Lahmeyer International), *legal counsel* (White & Case) dan ahli listrik swasta internasional senior yang dibiayai oleh *United State Agency for International Development* (USAID). Konsultan tersebut di atas memainkan peran yang sangat aktif dalam memberikan saran kepada pemerintah Indonesia selama negosiasi. (Booker, 2002).

Berdasarkan ketentuan Undang-undang penanaman modal asing tahun 1967, untuk mendapatkkan ijin penanaman modal asingnya maka konsorsium BMMG membentuk PT PAITON ENERGY COMPANY ("PEC") pada bulan Pebruari 1994. Kemudian demi memenuhi ketentuan ketentuan menteri kehakiman maka pada tahun 1999 PEC berganti nama menjadi PT PAITON ENERGY (PE) (Booker, 2002).

Paiton I memperoleh dana melalui kombinasi *sponsor equity* dan *debt* sebesar 27,2 : 72,8. Sumber pendanaan pembangunan diperoleh dari berbagai pihak yang terlibat dalam proyek Paiton I dapat dilihat pada tabel 5.4

Tabel 5.4. Sumber Dana Paiton I

Sumber dana	Jumlah* (juta USD)	% dari modal total
Kontribusi <i>Sponsor equity</i>	680	27,2
<i>Export-Import Bank</i> (Exim Japan & commercials banks)	900	36,0
<i>Export-Import Bank USA</i>	540	21,6
<i>OPIC (Overseas Private Investment Corporation, USA)</i>	200	8,0
Gabungan Bank Swasta	180	7,2
Total sumber dana	2.500	100,0

Sumber: * Jumlah berdasarkan Kinoshita, 2002 dan Exim Bank-Japan,1995

Exim Bank memberikan dana sebesar 900 juta US\$; dimana 500 juta berasal dari EXIM Jepang, sedangkan 360 juta US\$ merupakan gabungan finansial dari bank komersial (terdiri dari 5 bank-bank asing di Jepang), yang dijamin *trade insurance* oleh *Japan's Ministry of International Trade and Industry*.

5.3.3. Tarif

Harga jual-beli listrik swasta Paiton dengan PT PLN (Persero) adalah 4,93 sen USD per kWh dan berdasarkan empat komponen (Sudja, 2002):

- Komponen A (Unsur pengembalian biaya modal sebesar 3,53 sen USD per kWh)
- Komponen B (Unsur biaya tetap operasi dan pemeliharaan sebesar 0,3 sen USD per kWh)
- Komponen C (Unsur biaya bahan bakar sebesar 1,0 sen USD per kWh)
- Komponen D (Unsur biaya variabel operasi dan pemeliharaan sebesar 0,1 sen USD per kWh)

Dan ditambah lagi dengan pembayaran utang (*arrears/ restructuring cost*) sebesar 4 juta USD per bulan selama 30 tahun. Selain itu disetujui kenaikan pembelian energi (*take or pay clause*) dengan *Availability Faktor (AF)* semula

83% menjadi 85% per tahun dan perpanjangan waktu kontrak dari 30 tahun menjadi 40 tahun. Dengan adanya pembayaran utang 4 juta USD perbulan selama 30 tahun akan memberikan harga tambahan sebesar 0,52 sen USD per kWh. Ini berarti Harga listrik Paiton I sebenarnya adalah 5,45 sen USD per kWh ($=4,93+0,52$). Namun dalam kenyataannya PT PLN akan membayar lebih besar dari pada 5,45 sen USD per kWh, karena besaran AF 85% setiap tahun selama 40 tahun dalam prakteknya sulit dicapai.

5.3.4. Alokasi Resiko Berdasarkan Kontrak

Untuk menyelesaikan paket kontrak financial tersebut di atas sponsor bersama dengan tim konsultan internasional yang ternama yang telah disebutkan dalam point 5.3.2 menciptakan suatu struktural kontrak berdasarkan alokasi resiko yang dianggap fair kepada pihak yang ditetapkan secara tepat untuk menanggung resiko yang terjadi dalam proyek Paiton I (lihat tabel 5.5)

Tabel 5.5. Alokasi Resiko Paiton I

Faktor Resiko	Alokasi		
	PE	PLN	Pemerintah Indonesia
1. Resiko keuangan			
Devaluasi mata uang, mata uang asing, suku bunga, harga tarif, pendapatan/offtake		*	
Refinancing	*		
Pembayaran atau kredit		*	*
2. Resiko pelaksanaan			
Penyelesaian pembangunan, kelebihan biaya pembangunan, teknologi, operasi, lingkungan, Kepemilikan, Pemasaran	*		
Kelambatan Pembangunan	Pihak yang menyebabkan kelambatan		
Perijinan	*	*	
<i>Feedstock supply</i>	*	*	*
3. Resiko Hukum			
Perubahan peraturan		*	
Penyelesaian sengketa	Internasional		
Juridiksi	Indonesia		
4. Resiko Force Majeure			
Bencana alam, gangguan sipil	*	*	
Politik		*	

Sumber: IP3, 1996

5.3.5. Kontrak EPC

Kontrak EPC (Engineering, Procurement & Construction) diserahkan awal 1995 kepada konsorsium Mitsui-Toyo-DFD. Rencana *Commercial Operation Date (COD)* dijadualkan akhir Mei 1999. Biaya konstruksi yang disepakati *lumpsum fix price* 1,8 milyar USD

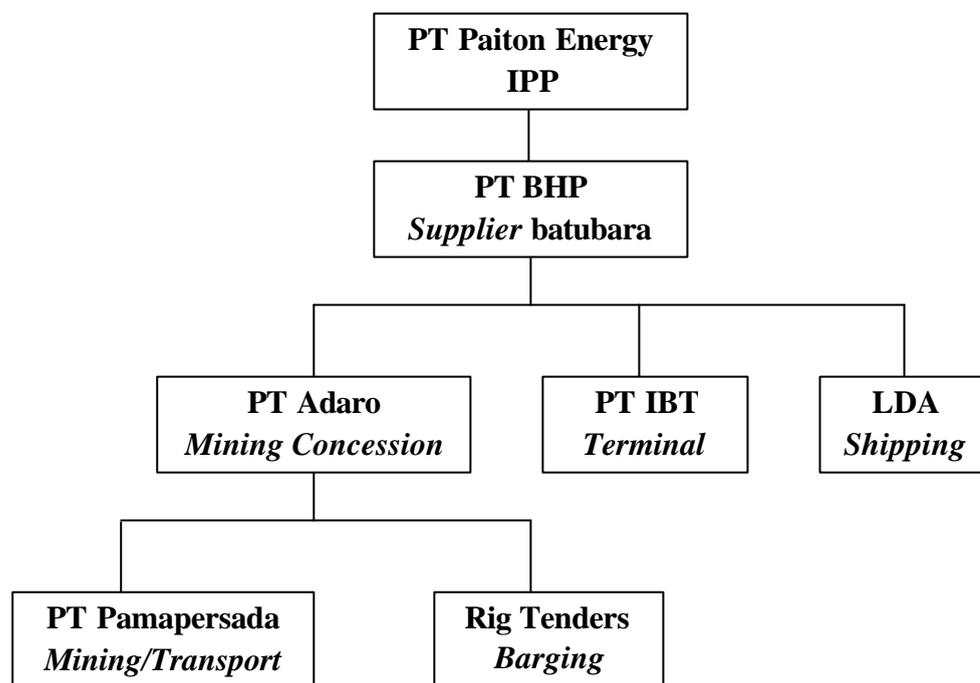
5.3.6. Supply Batubara

Dibawah *Fuel Supply Agreement ("FSA")* antara PE dan BHP. Dalam perjanjian tertulis :

- Kontrak selama 30 tahun dengan *sole supplier* PT BHP. Supplier batu bara dari sumber tunggal PT Adaro. *Mining/ transportation contractor* PT Pama

- Kapasitas cadangan 200.000 ton di Kelanis -*loading facility*.
- Diresmikan kapal penyeret dan kapal tongkang untuk mengangkut batubara dari Kelanis menuju *Indonesia Bulk Terminal* (“IBT”)
- 100,000 ton cadangan di IBT.
- *Handymax vessels* - Louis Dreyfus
- Kapasitas cadangan 670,000 ton di Paiton

Gambar *Supply Chain* Batu Bara yang ada dapat dilihat dalam gambar 5.4.



Gambar 5.4 *Supply Chain* Batu Bara – Struktur Kontrak yang ada
(sumber: Booker, 2002)

5.3.7. Pembahasan

Beberapa pakar dan LSM yang *concern* dalam bidang ketenagalistrikan menilai proyek Paiton I adalah proyek yang sangat mahal dan menganggap harga jual-beli patut ditolak, karena dinilai kesepakatan harga jual Paiton I lebih mahal dari kontrak serupa di Malaysia (3,2 sen USD/kWh), Vietnam (4,20 sen USD/kWh) dan dari pengalaman biaya pembangkitan di Indonesia, yaitu PLTU

Suralaya (3,7 sen/kWh). Dalam hal ini Sudja (2002) melakukan perhitungan yang begitu matang untuk menggugat harga jual listrik Paiton I yang sangat mahal itu ditinjau dari berbagai segi, diantaranya:

a. Harga per unit cost sen/kWh

Kesepakatan harga jual Paiton I sebesar 4,93 sen USD/ kWh masih dianggap terlalu mahal. Dari hasil perhitungan didapat harga jual Paiton I yang pantas ialah sebesar 3,74-4,30 sen USD/kWh (dengan memperhitungkan pajak sebesar 30% diatas biaya modal)

b. *Benefit/ cost ratio* (perbandingan antara besarnya pendapatan dan besarnya dana investasi yang ditanam investor) berdasarkan perhitungan:

- Edison Mission (*operator*) = 2,01
- Auditor SNC-Lavalin (auditor dari PT PLN) = 1,75

Perolehan tingkat *benefit/ cost ratio* pihak operator relatif tinggi dibandingkan auditor.

c. Lama waktu pengembalian (*payback period*) modal investasi.

Mengacu pada estimasi biaya EPC dari SNC-Lavalin maka waktu pengembalian (*payback period*) modal selama 5,2-7,2 tahun. Waktu pengembalian modal terlalu singkat untuk lama waktu kontrak selama 40 tahun.

Nampak gugatan dari pakar tersebut masuk akal. Memang secara perhitungan harga jual Paiton I terlalu mahal. Namun, mampukah pihak PLN (sebagai *offtaker*) menolak harga jual yang ditawarkan oleh operator, mengingat dalam alokasi resiko yang tercantum dalam kontrak “harga tarif” menjadi beban PLN (tabel 5.5).

Seperti yang telah diketahui bahwa selama melakukan negosiasi, tim negosiasi pemerintah didampingi oleh tim konsultan internasional yang ternama (terdiri dari *financial advisors*, *technical advisors*, *legal counsel* dan beberapa tenaga ahli dalam bidang ketenagalistrikan). Mengapa proyek Paiton I ini bisa lolos? Tentunya para penasehat terkemuka itu tahu bahwa Proyek Paiton I dalam hal pembagian resiko tidak *fair* (PLN) begitu banyak menanggung resiko (telah dibahas mengenai alokasi resiko dalam kontrak).

Menurut wawancara (2002) proyek Paiton I mendapat dukungan dari penguasa nomor satu di Indonesia waktu itu (saat *financial closing*). Salah satu investor lokal yang terlibat dalam proyek tersebut adalah orang dekatnya. Sehingga PLN mendapat tekanan untuk menyetujui PPA.