

# ANALISIS DAMPAK KENAIKAN HARGA MINYAK MENTAH DAN BATUBARA TERHADAP SISTEM PEMBANGKIT DI INDONESIA

Hari Suharyono

## ABSTRACT

*Power generation in Indonesia relies on coal and refined products, more than 60% of the capacities use those fuel. Captive power generation capacity contributes about 45% of the total installed capacity in Indonesia. It is Government program to reduce the role of captive power by introducing interconnection links in order to make the electricity system in the country more reliable. High coal and/or crude oil prices will impact on the selection of power generation type. High coal price gives the least impact on energy system, while high coal and crude oil prices give the most impact on energy system.*

## 1 PENDAHULUAN

Pemilihan jenis pembangkit listrik secara umum ditentukan oleh ketersediaan jenis bahan bakar, harga bahan bakar, lokasi pembangkit yang dikehendaki, beban listrik yang dilayani (dasar atau puncak). Model MARKAL dipilih untuk analisis dampak kenaikan minyak mentah dan batubara terhadap sistem pembangkit di Indonesia, karena model ini mempunyai kemampuan menganalisis sistem energi secara menyeluruh termasuk sektor listrik dengan seluruh alternatif sistem pembangkit listrik yang ada.

Pembangkit listrik di Indonesia berdasarkan tujuan pembangunannya dapat dibagi atas dua kelompok, yaitu pembangkit umum dan pembangkit *captive*. Pembangkit umum adalah pembangkit milik swasta atau PLN yang produksi listriknya dijual ke masyarakat umum, sedangkan pembangkit *captive* adalah pembangkit yang produksi listriknya terutama digunakan untuk keperluan sendiri. Pada beberapa pembangkit *captive*, kelebihan listrik yang diproduksi juga dijual kepada masyarakat umum.

Pada tahun 2000, kontribusi pembangkit *captive* cukup besar, kapasitas pembangkit *captive* mencapai 45% dari total kapasitas pembangkit di Indonesia pada tahun 2000. Adanya interkoneksi yang mencakup wilayah yang luas dimasa datang diharapkan dapat meningkatkan kehandalan sistem listrik umum, sehingga kapasitas pembangkit *captive* dapat berkurang. Hal ini terkait dengan program Pemerintah untuk meningkatkan peran pembangkit umum, mengingat listrik yang dibangkitkan oleh sebuah pembangkit berkapasitas besar akan berbiaya lebih murah dari pada listrik yang dibangkitkan oleh sebuah pembangkit berkapasitas kecil.

Pada tahun 2000, kapasitas pembangkit listrik berbahan bakar batubara dan bahan bakar minyak (BBM) mencapai 62% dari total kapasitas pembangkit. Pada tahun 2030, diproyeksikan pembangkit listrik berbahan bakar batubara akan mendominasi sistem pembangkit listrik di Indonesia. Meningkatnya harga batubara dan minyak mentah akan mempengaruhi pilihan jenis pembangkit listrik yang akan digunakan untuk memenuhi kebutuhan listrik. Besarnya dampak peningkatan harga tersebut dapat terukur dari peningkatan biaya total investasi masing-masing kasus kenaikan harga yang dianalisis.

Hasil penelitian yang dianalisis pada makalah ini mencakup kasus dasar, kasus harga batubara tinggi, kasus harga minyak mentah tinggi dan kasus harga batubara dan minyak mentah tinggi. Pada

kasus dasar, proyeksi penyediaan listrik dibuat berdasarkan kondisi tahun 2000, sedangkan pada kasus-kasus yang lain, dianalisis perubahan jenis pembangkit yang digunakan sebagai akibat dari kenaikan harga batubara dan minyak. Selain itu, untuk semua kasus yang dipilih juga dianalisis total investasi yang dibutuhkan.

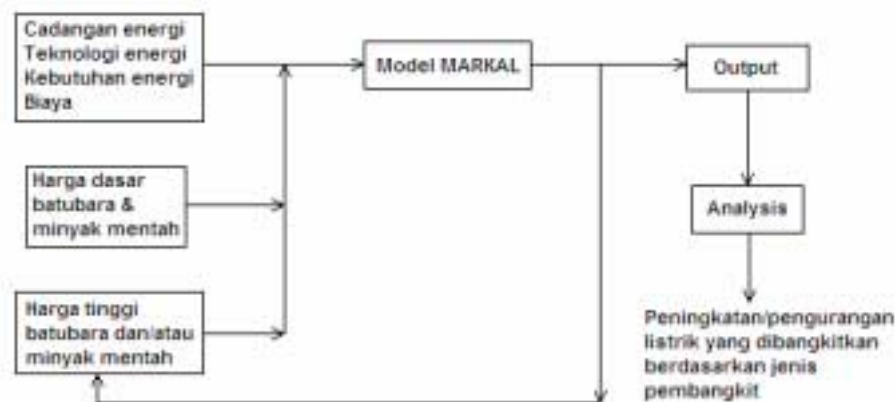
## 2 METODOLOGI PENELITIAN

### 2.1 Perangkat Lunak

Dalam penelitian analisis dampak kenaikan harga minyak mentah dan batubara terhadap sistem pembangkit listrik telah dipilih perangkat lunak model MARKAL. Hasil yang diperoleh adalah pemenuhan kebutuhan energi yang dimasukkan kedalam model dengan biaya paling minimum. Guna pengoperasian model MARKAL, diperlukan data cadangan sumber daya energi, teknologi energi (pemroses dan pemakai), biaya investasi, pemeliharaan dan operasi, dan kebutuhan energi. Data tersebut merupakan data dasar yang digunakan sebagai *input* ke dalam model, sedangkan hasil *run* dari model ini adalah penyediaan energi nasional termasuk jenis pembangkit yang memberikan biaya minimal. Selanjutnya hasil keluaran model ini merupakan dasar untuk melakukan analisis lebih lanjut.

Peningkatan harga minyak mentah atau batubara merupakan tambahan masukan data bagi model MARKAL. Selanjutnya dengan menggunakan tambahan masukan data tersebut, diperoleh hasil *run* dari model MARKAL yang sesuai dengan tambahan masukan data yang diberikan. Harga BBM yang dihasilkan oleh kilang minyak adalah berdasarkan harga pokok (*shadow price*) yang diperoleh dari model MARKAL.

Perbandingan antara hasil *run* model MARKAL dengan tambahan masukan data dan hasil *run* model MARKAL dengan data dasar akan memberikan gambaran tentang pengaruh perubahan harga minyak mentah atau batubara terhadap sistem pembangkit listrik. Secara garis besar proses pengolahan data pada model MARKAL termasuk perubahan masukan yang digunakan pada analisis ini dapat dilihat pada Gambar 1.



Gambar 1. Alur Kerja Model MARKAL

### 2.2 Asumsi Data untuk Kasus Dasar, **HIGHCOAL**, **HIGHOIL**, dan **HIGHOIL1**

Beberapa data dasar yang penting dalam analisis pada kasus dasar adalah harga minyak mentah sebesar 28\$/bbl, harga BBM ekspor dan impor terkait dengan harga minyak mentah, LNG digunakan di dalam negeri, harga batubara ekspor 29,78\$/ton, dan tersedianya interkoneksi jaringan listrik di seluruh Sulawesi mulai tahun 2015, interkoneksi jaringan listrik di seluruh Kalimantan mulai tahun 2015, interkoneksi jaringan listrik Jawa - Sumatra mulai tahun 2015, interkoneksi jaringan listrik Kalimantan Timur - Sulawesi Tengah mulai tahun 2020, dan interkoneksi jaringan listrik Jawa - Nusa Tenggara mulai tahun 2020<sup>(1)</sup>. Selain itu, pertumbuhan kebutuhan listrik untuk seluruh Indonesia diasumsikan sebesar 7% per tahun.

Selanjutnya untuk kasus kenaikan harga minyak mentah (**HIGHOIL**) dan batubara (**HIGHCOAL**) yang digunakan sebagai asumsi adalah 50 \$/bbl untuk minyak mentah, dan 50 \$/ton untuk batubara

ekspor. Peningkatan ini diasumsikan mulai terjadi pada tahun 2005. Harga batubara ekspor terkait dengan biaya teknis produksi batubara, dimana harga ekspor tersebut sudah termasuk keuntungan produser, pajak untuk pemerintah dan royalti yang diberikan oleh produser kepada pemerintah. *HIGHOIL1* merupakan gabungan antara *HIGHOIL* dan *HIGHCOAL*.

### 2.3 Asumsi Data Pembangkit Listrik di Indonesia untuk Semua Kasus yang Dipilih

Data pembangkit diperoleh dari berbagai sumber, untuk PLTU 7 MW digunakan data PLTU skala kecil berkapasitas 7 MW di Berau<sup>(2)</sup>, untuk pembangkit listrik dengan bahan bakar sampah rumah tangga digunakan data Malaysia<sup>(3)</sup>, untuk pembangkit listrik *photovoltaic* diasumsikan akan terjadi penurunan biaya per kW nya, yaitu dari 5,83 US\$/kW tahun 2000 menjadi 3,19 US\$/kW tahun 2005, dan 1,65 US\$/kW tahun 2010<sup>(4)</sup>. Data berbagai jenis pembangkit listrik yang digunakan dalam penelitian ini dapat dilihat pada Tabel 1.

Tabel 1. Karakteristik pembangkit listrik di Indonesia

Jenis pembangkit	Kapasitas (MW)	Biaya investasi (US\$/kW)	Biaya tetap O&M (\$/kW/yr)	Lifetime (Tahun)
PLTU batubara	600	1502	14,1	25
PLTU batubara skala kecil	7	1193	27	25
PLTU minyak	120	1710	10,4	25
CCGT	500	830	8,5	20
Cogen. Temp. rendah	25	2218	3,4	25
Pembangkit diesel	3,5	1462	11,5	20
Gas Turbine	120	437	6,6	20
Nuklir*)	600	2703	34,0	25
Nuklir*)	1000	2260	62,4	35
Panas bumi	55	1245	36	25
Bagasse/Biomasa	25	3061	37	25
Sampah rumah tangga *)	25	3000	50	20

Sumber: Pustaka 5, Catatan:\*) hanya untuk Jawa

## 3 HASIL PENELITIAN

Dengan mempertimbangkan harga minyak mentah sebesar 28\$/bbl dan harga batubara 29,78 \$/ton pada kasus dasar, 50 \$/ton harga batubara pada *HIGHCOAL*, 50 \$/bbl harga minyak mentah untuk *HIGHOIL*, dan 50 \$/bbl harga minyak mentah serta 50 \$/ton harga batubara pada kasus *HIGHOIL1* dapat diperoleh total sistem biaya (*discounted total cost*), emisi CO<sub>2</sub>, pemakaian energi fosil, nuklir, dan *renewable* yang ditunjukkan pada Tabel 2.

Table 2 . Total Sistem Biaya (*discounted total cost*), Emisi CO<sub>2</sub>, Pemakaian Energi Fosil, Nuklir, dan *Renewable*

Kasus	Discounted total cost (Juta US\$)	CO <sub>2</sub> (Juta ton)	Pemakaian (PJ)				
			Minyak	Gas	Batubara	Nuklir	Renewable
Dasar	678140	4123	219851	78119	227252	14704	120732
HIGHCOAL	688130	3899	229623	78084	214760	15374	123370
HIGHOIL	787435	4549	177089	75612	266147	15349	127919
HIGHOIL1	800253	4396	178649	76242	256182	15349	134239

Note: Parameter *HIGHOIL1* adalah gabungan parameter *HIGHOIL* dan *HIGHCOAL*

Tabel 2 memperlihatkan bahwa *discounted total cost* tertinggi diperoleh pada kasus *HIGHOIL1*, kira-kira 15,3% lebih tinggi dari *discounted total cost* pada kasus dasar, diikuti oleh kasus *HIGHOIL* yang kira-kira 13,9% lebih tinggi dari *discounted total cost* pada kasus dasar, sedangkan kasus *HIGHCOAL* memiliki *discounted total cost* yang tidak banyak berbeda dengan kasus dasar. Berdasarkan *discounted total cost* dari kasus-kasus ini, harga minyak mentah berpengaruh terhadap total biaya

sistem, dimana harga minyak yang tinggi mengakibatkan total biaya sistem yang tinggi. Sementara itu perubahan harga batubara yang tinggi tidak terlalu berpengaruh terhadap total biaya sistem. Pada harga batubara yang tinggi, pemakaian batubara dan gas menjadi berkurang, sedangkan pemakaian bahan bakar lainnya meningkat bila dibandingkan dengan kasus dasar. Pada harga minyak mentah yang tinggi, pemakaian minyak dan gas menjadi berkurang, sedangkan pemakaian bahan bakar lainnya meningkat bila dibandingkan dengan kasus dasar. Selanjutnya pada harga minyak mentah dan batubara yang tinggi, pengaruh yang terlihat adalah pemakaian minyak dan gas mengalami penurunan, sedangkan pemakaian batubara mengalami peningkatan bila dibandingkan dengan kasus dasar.

Pada semua kasus peningkatan harga yang dianalisis, terjadi peningkatan pemakaian *renewable* dan nuklir bila dibandingkan dengan kasus dasar. Hal ini mengindikasikan bahwa peningkatan harga batubara dan minyak mentah meningkatkan harga listrik yang dibangkitkan, sehingga *renewable* dan nuklir menjadi pilihan untuk pembangkit listrik.

### 3.1 Kasus Dasar

#### 3.1.1 Kapasitas Pembangkit Listrik

Kapasitas total pembangkit umum dan pembangkit *captive* di Indonesia pada tahun 2000 adalah sebesar 38,45 GW, dimana 55% diantaranya adalah pembangkit umum sedangkan sisanya adalah pembangkit *captive* (Lihat Tabel 3).

Tabel 3. Kapasitas seluruh pembangkit listrik

Jenis pembangkit	2000		2010		2020		2030	
	GW	%	GW	%	GW	%	GW	%
Pembangkit umum								
PLTU batubara	4,41	11,5	19,54	36,3	52,09	52,4	102,6	49,0
PLTU batubara 7 MW	0,02	0,1	0,09	0,2	0,24	0,2	0,66	0,3
Pembangkit diesel	3,78	9,8	2,24	4,2	0,03	0,0	1,39	0,7
Gas Combined Cycle	5,47	14,2	6,59	12,2	9,93	10,0	30,04	14,3
Turbin Gas (Gas)	0,26	0,7	1,83	3,4	2,65	2,7	1,53	0,7
Turbin Gas (HSD)	0,78	2,0	1,65	3,1	1,51	1,5	12,47	6,0
Panas bumi	0,76	2,0	0,98	1,8	2,83	2,8	5,47	2,6
PLTA	2,57	6,7	2,39	4,4	7,6	7,6	9,97	4,8
Minihydro	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
PLTN	0	0,0	0	0,0	4	4,0	13,92	6,6
PLTU minyak	3,11	8,1	1,37	2,5	0,91	0,9	0,1	0,0
Photovoltaic	0	0,0	0	0,0	0,16	0,2	15,15	7,2
Subtotal	21,16	55,0	36,68	68,1	81,95	82,4	193,3	92,3
Pembangkit captive								
PLTU biomasa	0,58	1,5	0,55	1,0	0,88	0,9	1,1	0,5
CHP	1,38	3,6	1,7	3,2	1,99	2,0	2,34	1,1
PLTU batubara 65 MW	2,72	7,1	2,72	5,0	4,67	4,7	4,62	2,2
PLTU batubara 7 MW	0,02	0,1	0,02	0,0	0,02	0,0	0,02	0,0
Pembangkit diesel	8,51	22,1	8,78	16,3	6,89	6,9	5,1	2,4
Turbin gas	2,45	6,4	1,96	3,6	1,57	1,6	1,66	0,8
PLTA	1,21	3,1	1,21	2,2	1,21	1,2	1,21	0,6
PLTU minyak	0,42	1,1	0,28	0,5	0,23	0,2	0,05	0,0
Subtotal	17,29	45,0	17,22	31,9	17,46	17,6	16,1	7,7
Total	38,45	100,0	53,9	100,0	99,41	100,0	209,4	100,0

Sumber: Keluaran Model MARKAL

Kapasitas total pembangkit listrik diperkirakan meningkat menjadi 209,4 GW pada tahun 2030, dimana pangsa pembangkit umum menjadi 92,3% sedangkan sisanya adalah pembangkit *captive*. Dalam periode penelitian ini, kapasitas pembangkit umum meningkat sebesar 7,7% per tahun, sedangkan kapasitas pembangkit *captive* menurun sebesar 0,2% per tahun.

Pada tahun 2000, kapasitas pembangkit yang terbesar pada pembangkit umum adalah gas *combined cycle*. Berdasarkan lokasinya, lebih dari 80% kapasitas gas *combined cycle* terdapat di Jawa, sisanya terdapat di Nusa Tenggara Barat, Sulawesi Utara dan Selatan, dan Sumatra. Selanjutnya diikuti oleh PLTU batubara, pembangkit listrik diesel, PLTU minyak, dan PLTA. Serupa dengan gas *combined cycle*, 90% dari kapasitas PLTU batubara juga terdapat di Jawa, pangsa tersebut akan

menurun menjadi sebesar 69% pada tahun 2030. Pada wilayah lain seperti Sumatra, Kalimantan, Sulawesi Utara dan Selatan, selama jangka waktu studi (2000-2030) terjadi penurunan pangsa PLTU minyak dan pembangkit listrik diesel, sedangkan pangsa dari jenis pembangkit yang lain mengalami peningkatan.

Adapun kapasitas terbesar pada pembangkit *captive* pada tahun tersebut, adalah pembangkit listrik diesel, diikuti oleh PLTU batubara. Berdasarkan lokasinya, sekitar 57% pembangkit *captive* terdapat di Jawa. Pada tahun 2030, diproyeksikan PLTU batubara akan mendominasi pembangkit *captive*. PLTU batubara tersebut terutama berlokasi di Kalimantan dan Sulawesi. Berdasarkan lokasinya lebih dari 50% kapasitas pembangkit *captive* terdapat di Kalimantan.

Pada wilayah dengan beban puncak yang rendah, PLTU batubara skala kecil 7 MW tampaknya merupakan alternatif yang menarik. PLTU nuklir juga merupakan alternatif untuk penyediaan listrik di Jawa mengingat terbatasnya kapasitas terminal penerima batubara di Jawa yang tidak akan mampu menangani peningkatan kebutuhan batubara. Selanjutnya, wilayah terpencil di Indonesia adalah lokasi yang menarik untuk pengembangan energi terbarukan di masa depan. Kapasitas PLTA dan panas bumi diproyeksikan meningkat secara berurutan dari 2,57 GW dan 0,76 GW pada tahun 2000 menjadi 9,97 GW and 5,47 GW pada tahun 2030.

Kapasitas pembangkit listrik berbahan bakar biomasa, batubara dan *cogeneration* (CHP) diproyeksikan meningkat secara berurutan dari 0,58 GW, 2,74 GW dan 1,38 GW pada tahun 2000 menjadi 1,1 GW, 4,64 GW dan 2,34 GW pada tahun 2030. Sesuai dengan kebijakan Pemerintah, kapasitas pembangkit listrik *captive* diesel, turbin gas dan PLTU minyak akan menurun kapasitasnya di masa depan.

### 3.1.2 Produksi Listrik

Berdasarkan wilayahnya, listrik diproduksi di Jawa, Kalimantan, Sumatra, Sulawesi, Maluku, Nusa Tenggara dan Papua. Pada tahun 2000, total listrik yang dibangkitkan adalah sebanyak 426,9 PJ. Listrik terbesar dihasilkan oleh wilayah Jawa dengan jumlah 305,5 PJ, atau setara dengan 71,6% dari total listrik yang dihasilkan di Indonesia, sedangkan listrik terkecil dihasilkan oleh wilayah Maluku dengan jumlah 1,19 PJ, atau setara dengan 0,3% dari total listrik yang dihasilkan di Indonesia. Perincian dari listrik yang dibangkitkan berdasarkan wilayah yang dihasilkan dari model MARKAL dapat dilihat pada Tabel 4.

Tabel 4. Produksi Listrik per Wilayah

Wilayah	2000		2010		2020		2030	
	PJ	%	PJ	%	PJ	%	PJ	%
Jawa	305,5	71,6	663,59	75,4	1426,23	73,7	2791,03	70,0
Kalimantan	24,76	5,8	39,46	4,5	94,66	4,9	176,4	4,4
Sumatra	69,01	16,2	127,91	14,5	326,64	16,9	848,63	21,3
Sulawesi	21,37	5,0	37	4,2	68,56	3,5	129,93	3,3
Maluku	1,19	0,3	2,09	0,2	3,83	0,2	7,31	0,2
Nusa Tenggara	3,13	0,7	5,54	0,6	10,01	0,5	19,61	0,5
Papua	1,94	0,5	3,95	0,4	6,27	0,3	11,83	0,3
Total	426,9	100,0	879,54	100,0	1936,2	100,0	3984,74	100,0

Sumber: Keluaran Model MARKAL

Pertumbuhan pembangkit listrik pada wilayah-wilayah di Indonesia mempengaruhi pertumbuhan listrik nasional karena adanya interkoneksi jaringan pada beberapa daerah tersebut dengan jaringan listrik nasional. Pertumbuhan produksi listrik rata-rata per tahun dari tahun 2000 hingga 2030 di Jawa, Kalimantan, Sumatra, Sulawesi, Maluku, Nusa Tenggara dan Papua secara berurutan adalah sebesar 7,7%, 6,8%, 8,7%, 6,2%, 6,2%, 6,3% dan 6,2%. Secara keseluruhan pertumbuhan produksi listrik rata-rata per tahun di Indonesia selama periode 2000-2030 adalah sebesar 7,8%. Sebagai gambaran lebih lanjut, pada tahun 2030 akan dibangkitkan listrik sebanyak 3.984,74 PJ di Indonesia. Jawa masih merupakan wilayah yang memproduksi listrik terbanyak dengan jumlah produksi sebanyak 2.791 PJ, atau setara dengan 70,1% dari total listrik yang dibangkitkan di Indonesia, sedangkan listrik terkecil tetap dibangkitkan Maluku dengan jumlah 7,3 PJ atau setara dengan 0,2% dari total listrik yang dibangkitkan di Indonesia.

Berdasarkan sistem pembangkit yang digunakan, peran pembangkit umum meningkat pesat. Pada tahun 2000 sistem ini memberikan kontribusi sebanyak 58,7% dari total listrik yang dibangkitkan, sedangkan pada tahun 2030 memberikan kontribusi sebanyak 94%. Hal ini terkait erat dengan semakin tersedianya jaringan interkoneksi. Berdasarkan jenis pembangkit yang digunakan, PLTU batubara memberikan kontribusi terbesar terhadap listrik yang dibangkitkan. Pada tahun 2000, sebanyak 142,44 PJ atau 33,4% dari total listrik yang dibangkitkan berasal dari PLTU batubara, jumlah ini meningkat menjadi 2.301,68 PJ atau 57,7% dari total listrik yang dibangkitkan pada tahun 2030. Gas combined cycle dan gas turbin (GCC+GT) memberikan kontribusi yang berarti untuk penyediaan listrik dimasa depan. Pada tahun 2000, GCC+GT membangkitkan listrik sebanyak 15,67 PJ atau 3,7% dari total listrik yang dibangkitkan, jumlah ini meningkat pesat menjadi 712,63 PJ atau 17,9% dari total listrik yang dibangkitkan pada tahun 2030. Perincian dari listrik yang dibangkitkan berdasarkan jenis pembangkit dan kelompok pembangkit dapat dilihat pada Tabel 5.

Tabel 5. Listrik yang Dibangkitkan Berdasarkan Jenis Pembangkit

Jenis pembangkit	2000		2010		2020		2030	
	PJ	%	PJ	%	PJ	%	PJ	%
<b>Pembangkit umum</b>								
CHP gas	29,03	6,8	41,39	4,7	48,36	2,5	55,7	1,4
GCC+GT	6,32	1,5	81,92	9,3	190,27	9,8	696,36	17,5
PLTU batubara	93,33	21,9	425,79	48,4	1143,87	59,1	2145,29	53,8
PLTU minyak	73,56	17,2	15,65	1,8	4,61	0,2	2,56	0,1
Pembangkit+GT diesel	13,67	3,2	6,05	0,7	8,27	0,4	113,51	2,8
Panas bumi	8,75	2,0	22,62	2,6	71,19	3,7	137,97	3,5
PLTA	26,10	6,1	24,8	2,8	118,55	6,1	153,31	3,8
Photovoltaic	0,00	0,0	0,03	0,0	1,24	0,1	115,71	2,9
Limbah rumah tangga	0,00	0,0	0	0,0	0	0,0	0,09	0,0
PLTN	0,00	0,0	0	0,0	94,61	4,9	324,33	8,1
Subtotal	250,76	58,7	618,25	70,3	1680,97	86,8	3744,83	94,0
<b>Pembangkit captive</b>								
GCC+GT	9,35	2,2	32,64	3,7	19,14	1,0	16,27	0,4
PLTU batubara	49,11	11,5	141,7	16,1	180,4	9,3	156,39	3,9
PLTU minyak	7,65	1,8	2,54	0,3	2,08	0,1	0,89	0,0
Pembangkit+GT diesel	76,96	18,0	51,95	5,9	13,05	0,7	20,64	0,5
PLTA	19,00	4,5	19	2,2	19	1,0	19	0,5
PLTU biomasa	14,07	3,3	13,46	1,5	21,56	1,1	26,72	0,7
Subtotal	176,14	41,3	261,29	29,7	255,23	13,2	239,91	6,0
Total	426,90	100,0	879,54	100,0	1936,20	100,0	3984,74	100,0

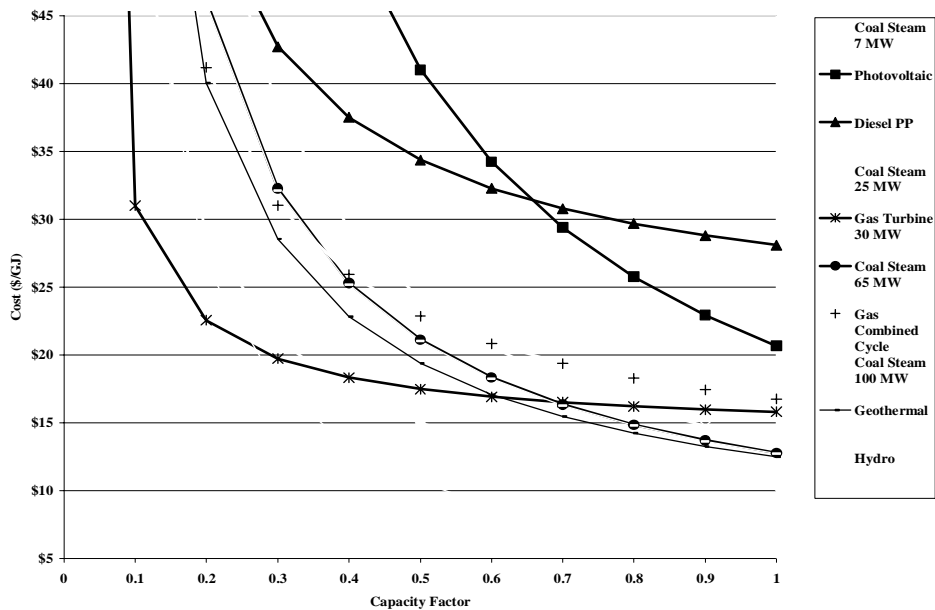
Sumber: Keluaran Model MARKAL

Pada tahun 2000, hampir separuh dari listrik yang dibangkitkan oleh pembangkit *captive* menggunakan minyak sebagai bahan bakar, dimana lebih dari 90% memerlukan diesel sebagai bahan bakar (pembangkit+GT). Pada waktu yang sama PLTU batubara memberikan kontribusi lebih dari 25%. Pada tahun 2030, PLTU batubara memegang peranan penting pada pembangkit *captive*, dimana sebanyak 65% dari listrik yang dibangkitkan berasal dari PLTU batubara yang menyebabkan peran pembangkit berbahan bakar minyak menjadi berkurang.

Beberapa jenis teknologi yang termasuk relatif baru, seperti *photovoltaic*, limbah rumah tangga dan nuklir muncul sebagai pilihan untuk membangkitkan listrik, yaitu *photovoltaic* mulai tahun 2010, limbah rumah tangga mulai tahun 2030 dan nuklir mulai tahun 2020. Listrik yang dibangkitkan oleh nuklir pada tahun 2030 adalah sebanyak 324,3 PJ atau setara dengan 8,1% dari total listrik yang dibangkitkan di Indonesia. Pembangkit nuklir menempati nomor urutan ke tiga berdasarkan jumlah listrik yang dibangkitkan pada tahun 2030. Sementara itu listrik yang dibangkitkan oleh limbah rumah tangga pada tahun 2030 adalah sebanyak 0,09 PJ, jumlah ini belum mencapai sepersepuluh persen dari total listrik yang dibangkitkan di Indonesia.

### 3.1.3 Biaya pembangkit listrik

Variable yang digunakan untuk menghitung biaya pembangkit listrik adalah *capacity factor* (CF), *life time*, *discount rate*, biaya investasi untuk pembangkit, transmisi dan distribusi listrik, biaya operasi dan pemeliharaan baik yang tetap maupun yang variable untuk pembangkit, transmisi dan distribusi listrik, biaya bahan bakar dan pengangkutannya. Biaya pembangkit listrik untuk beberapa jenis pembangkit dengan beberapa besaran CF dapat dilihat pada Gambar 2.



Gambar 2. Biaya beberapa pembangkit listrik untuk berbagai CF (Pustaka 5)

Secara umum, biaya pembangkit listrik turun dengan meningkatnya CF. Pembangkit listrik *photovoltaic* dan diesel adalah jenis pembangkit yang relatif mahal untuk semua tingkat CF bila dibandingkan dengan jenis pembangkit listrik lainnya. Meskipun demikian keduanya mempunyai keunggulan yang spesifik, yaitu *photovoltaic* dapat digunakan pada daerah terpencil tanpa harus menyediakan bahan bakar, sedangkan diesel dapat dengan cepat menyediakan listrik dengan infrastruktur yang minimum. Kedua keunggulan ini mengakibatkan pembangkit listrik *photovoltaic* dan diesel tetap merupakan alternatif pembangkit listrik yang menarik, meskipun harganya mahal. Sebagian pembangkit memperlihatkan biaya pembangkit listrik yang relatif lebih rendah dari pembangkit listrik lainnya pada CF yang rendah, tetapi menjadi relatif lebih mahal pada CF yang tinggi. Pada sebagian pembangkit yang lain terlihat hal yang sebaliknya, yaitu biaya pembangkit yang mahal pada CF yang rendah dan menjadi murah pada CF yang tinggi. Kelompok pertama (biaya pembangkit yang murah pada CF yang rendah) seperti gas turbin biasa digunakan untuk memenuhi kebutuhan listrik pada beban puncak, sedangkan kelompok kedua (biaya pembangkit yang murah pada CF yang tinggi) seperti panas bumi dan PLTU batubara biasa digunakan untuk memenuhi beban dasar. Sementara itu tenaga air layak dipilih pada *capacity factor* diatas 0,3.

### 3.2 Kasus untuk analisis

Pada bagian ini akan dianalisis perbedaan jumlah listrik yang dibangkitkan berdasarkan kelompok pembangkit dan jenis pembangkit yang digunakan. Dalam analisis ini diasumsikan bahwa tidak terjadi perubahan teknologi yang drastis, sehingga perubahan jumlah listrik yang dibangkitkan juga merupakan gambaran perubahan kapasitas yang digunakan. Perincian dari masing-masing perubahan tersebut akan disampaikan pada sub-subbab berikut.

#### 3.2.1 Kasus harga batubara tinggi

Perubahan dari jumlah listrik yang dibangkitkan oleh setiap jenis pembangkit adalah merupakan selisih dari total listrik yang dibangkitkan oleh setiap jenis pembangkit pada kasus *HIGHCOAL* selama periode studi (2000-2035) terhadap total listrik yang dibangkitkan oleh setiap jenis pembangkit pada kasus dasar selama periode yang sama. Perincian perubahan tersebut dapat dilihat pada Tabel 6.

Tabel 6 memperlihatkan bahwa harga batubara yang tinggi mengakibatkan menurunnya jumlah listrik yang dibangkitkan oleh PLTU batubara, baik untuk pembangkit umum maupun *captive*. Sebagai dampak dari penurunan ini, mengakibatkan terjadinya peningkatan jumlah listrik yang dibangkitkan

oleh jenis pembangkit listrik yang lain. Beberapa jenis pembangkit yang mengalami peningkatan yang besar adalah gas turbin berbahan bakar diesel, pembangkit listrik panas bumi, pembangkit listrik *photovoltaic* dan PLTN. Pembangkit dan gas turbin berbahan bakar diesel adalah merupakan jenis pembangkit yang memiliki investasi yang relatif rendah dengan biaya operasi dan pemeliharaan yang tinggi, sedangkan Pembangkit listrik panas bumi, Pembangkit listrik *photovoltaic* dan PLTN adalah jenis pembangkit yang memiliki investasi yang relatif tinggi dengan biaya operasi dan pemeliharaan yang rendah. Batubara adalah salah satu bahan bakar pembangkit listrik yang relatif murah biayanya, peningkatan harga batubara akan mengakibatkan beralihnya pemakaian batubara ke bahan bakar yang lain. Secara keseluruhan, dampak dari jenis pembangkit yang dipilih sebagai akibat harga batubara yang tinggi adalah meningkatnya biaya total investasi bila dibandingkan dengan kasus dasar, seperti yang ditunjukkan pada Tabel 2.

Tabel 6. Perubahan Jumlah Listrik yang Dibangkitkan Berdasarkan Jenis Pembangkit

Jenis pembangkit	Perubahan (PJ)
Pembangkit umum	
CHP gas	-6,5
GCC+GT	73,8
PLTU batubara	-2555,6
PLTU minyak	71,0
Pembangkit+GT diesel	1828,4
Panas bumi	321,4
PLTA	40,3
Photovoltaic	486,0
Limbah rumah tangga	0,0
PLTN	242,6
Pembangkit captive	
GCC+GT	-32,1
PLTU batubara	-697,4
PLTU minyak	19,4
Pembangkit+GT diesel	222,0
PLTA	0,0
PLTU biomasa	-0,7

### 3.2.2 Kasus harga minyak mentah tinggi

Perubahan dari jumlah listrik yang dibangkitkan oleh setiap jenis pembangkit adalah merupakan selisih dari total listrik yang dibangkitkan oleh setiap jenis pembangkit pada kasus *HIGHOIL* selama perioda studi (2000-2035) terhadap total listrik yang dibangkitkan oleh setiap jenis pembangkit pada kasus dasar selama perioda yang sama. Perincian perubahan tersebut dapat dilihat pada Tabel 7.

Tabel 7. Perubahan Jumlah Listrik yang Dibangkitkan Berdasarkan Jenis Pembangkit

Jenis pembangkit	Perubahan (PJ)
Pembangkit umum	
CHP gas	-410,2
GCC+GT	-6451,0
PLTU batubara	6077,0
PLTU minyak	858,3
Pembangkit+GT diesel	-5072,7
Panas bumi	-1285,0
PLTA	235,3
Photovoltaic	5150,2
Limbah rumah tangga	0,0
PLTN	-989,5
Pembangkit captive	
GCC+GT	23,0
PLTU batubara	632,3
PLTU minyak	1409,8
Pembangkit+GT diesel	-453,1
PLTA	0,0
PLTU biomasa	7,8

Pada Tabel 7 terlihat bahwa harga minyak mentah yang tinggi mengakibatkan penurunan jumlah listrik yang dibangkitkan oleh gas (CHP dan GCC+GT), diesel (pembangkit+GT), panas bumi dan PLTN, tetapi meningkatkan listrik yang dibangkitkan oleh PLTU batubara dan minyak, PLTA dan *photovoltaic* pada pembangkit umum. Pada pembangkit *captive*, terjadi penurunan listrik yang dibangkitkan oleh diesel (pembangkit+GT) tetapi terjadi peningkatan listrik yang dibangkitkan oleh jenis pembangkit yang lain.

PLTU minyak tidak dipengaruhi oleh peningkatan harga minyak mentah, hal ini disebabkan oleh pemakaian *fuel oil/residu* pada PLTU minyak. *Fuel oil/residu* adalah produk kilang yang berharga murah, sehingga harga minyak mentah yang tinggi tidak terlalu banyak merubah harga relatif *fuel oil/residu* terhadap bahan bakar yang lain, seperti batubara. Sebagai akibatnya, jumlah listrik yang dibangkitkan oleh PLTU minyak tetap meningkat dengan meningkatnya harga minyak mentah. Sementara itu minyak diesel adalah produk kilang yang berharga tinggi, sehingga harganya dipengaruhi oleh kenaikan harga minyak mentah. Hal ini mengakibatkan penurunan jumlah listrik yang dibangkitkan diesel. Sementara itu harga gas di Dalam Negeri juga terkait dengan harga minyak mentah, sehingga kenaikan harga minyak mentah juga akan meningkatkan harga gas, yang selanjutnya juga berdampak pengurangan jumlah listrik yang dibangkitkan oleh gas (CHP dan GCC+GT). Terpilihnya batubara sebagai bahan bakar utama untuk pembangkit listrik akan mengurangi peran bahan bakar yang lain seperti nuklir dan panas bumi untuk pembangkit listrik, karena harga batubara relatif murah. Peningkatan jumlah listrik yang dibangkitkan oleh *photovoltaic* merupakan pilihan didaerah terpencil yang biasa menggunakan diesel untuk pembangkit listrik. Secara keseluruhan, dampak dari jenis pembangkit yang dipilih sebagai akibat harga minyak mentah yang tinggi adalah meningkatnya biaya total investasi bila dibandingkan dengan kasus dasar, seperti yang ditunjukkan pada Tabel 2. Pada harga minyak mentah yang tinggi, juga berpengaruh terhadap harga bahan bakar gas, sehingga biaya total investasi yang diperlukan adalah lebih besar dari pada harga batubara yang tinggi.

### 3.2.3 Kasus harga batubara dan minyak mentah tinggi

Perubahan dari jumlah listrik yang dibangkitkan oleh setiap jenis pembangkit adalah merupakan selisih dari total listrik yang dibangkitkan oleh setiap jenis pembangkit pada kasus *HIGHOIL1* selama periode studi (2000-2035) terhadap total listrik yang dibangkitkan oleh setiap jenis pembangkit pada Kasus dasar selama periode yang sama. Adapun perincian perubahan tersebut dapat dilihat pada Tabel 8.

Tabel 8. Perubahan jumlah listrik yang dibangkitkan berdasarkan jenis pembangkit

Jenis pembangkit	Perubahan (PJ)
Pembangkit umum	
CHP gas	-24,6
GCC+GT	-2125,5
PLTU batubara	3759,6
PLTU minyak	-172,7
Pembangkit+GT diesel	-5762,6
Panas bumi	37,1
PLT Air	864,9
Photovoltaic	3130,4
Limbah rumah tangga	0,4
PLT Nuklir	-279,0
Pembangkit <i>captive</i>	
GCC+GT	-179,6
PLTU batubara	489,2
PLTU minyak	117,7
Pembangkit+GT diesel	-192,4
PLT Air	0,0
PLTU biomasa	15,6

Pada Tabel 8 terlihat bahwa harga batubara dan minyak mentah yang tinggi mengakibatkan penurunan jumlah listrik yang dibangkitkan oleh gas (CHP dan GCC+GT), PLTU minyak, diesel (pembangkit dan GT) dan PLTN tetapi peningkatan jumlah listrik dibangkitkan oleh PLTU batubara, panas bumi, PLTA dan *photovoltaic* pada pembangkit umum. Pada pembangkit *captive*, jumlah listrik yang dibangkitkan

oleh gas (GCC+GT) dan diesel (pembangkit dan GT) mengalami penurunan, sedangkan jumlah listrik yang dibangkitkan oleh jenis pembangkit yang lain mengalami peningkatan.

Dampak yang diakibatkan oleh peningkatan harga batubara dan minyak mentah lebih menyerupai dampak harga minyak mentah yang tinggi dari pada harga batubara yang tinggi. Hal ini disebabkan oleh kenyataan bahwa batubara adalah termasuk bahan bakar pembangkit yang relatif rendah harganya, sedangkan diesel adalah bahan bakar pembangkit yang mahal harganya. Perubahan harga dari bahan bakar yang berharga mahal lebih berpengaruh terhadap pemakaiannya dari pada perubahan harga dari bahan bakar yang murah, sehingga harga relatif listrik yang dibangkitkan oleh batubara tetap lebih rendah dari pada harga listrik yang dibangkitkan oleh BBM. Selanjutnya keterkaitan harga gas dengan harga minyak mentah meningkatkan dampak harga minyak tinggi terhadap sistem pembangkit listrik di Indonesia. Secara keseluruhan, dampak dari jenis pembangkit yang dipilih sebagai akibat harga batubara dan minyak mentah yang tinggi adalah meningkatnya biaya total investasi bila dibandingkan dengan kasus dasar, seperti yang disampaikan pada Tabel 2. Pada tabel tersebut juga terlihat kedekatan dampak kasus harga batubara dan minyak mentah tinggi dengan dampak kasus harga minyak mentah yang tinggi.

#### 4 KESIMPULAN

Pada saat ini peran pembangkit *captive* sangat berarti bagi sistem perlistrikan di Indonesia, dimana sebagian besar dari pembangkit ini berbahan bakar minyak. Pada pembangkit listrik umum, kontribusi listrik terbesar berasal dari PLTU batubara, meskipun kapasitas listrik terbesar adalah gas *combined cycle*. Pada tahun 2030, diproyeksikan bahwa pembangkit umum akan mendominasi sistem pembangkit di Indonesia, dan PLTU batubara akan memberikan kontribusi sekitar 54% dari jumlah listrik yang dibangkitkan. Berdasarkan wilayahnya, baik saat ini maupun pada tahun 2030, Jawa merupakan wilayah dengan jumlah pembangkit listrik terbesar, sedangkan Maluku merupakan wilayah dengan jumlah pembangkit listrik terkecil. Dimasa depan pengembangan energi terbarukan terutama berpusat di wilayah terpencil, selanjutnya teknologi pembangkit listrik yang relatif baru seperti *photovoltaic*, limbah rumah tangga dan nuklir juga merupakan pilihan.

Berdasarkan kasus-kasus harga batubara dan minyak mentah tinggi yang dianalisis, biaya investasi tertinggi diperoleh pada Kasus harga batubara dan minyak mentah tinggi, sedangkan biaya investasi terendah diperoleh pada Kasus harga batubara tinggi. Pengaruh kenaikan harga minyak mentah lebih kuat dari pada pengaruh kenaikan harga batubara dalam kaitannya dengan penyediaan energi nasional. Hal ini terlihat pada Kasus harga batubara dan minyak mentah tinggi, dimana pola pemakaian bahan bakar pada Kasus ini lebih menyerupai pola pemakaian bahan bakar pada Kasus harga minyak mentah tinggi dari pada Kasus harga batubara tinggi.

Dalam kaitannya dengan pemakaian batubara, BBM dan gas untuk pembangkit listrik, harga batubara yang tinggi mengakibatkan turunnya pemakaian batubara tetapi meningkatnya pemakaian bahan bakar yang lain. Harga minyak mentah yang tinggi mengakibatkan turunnya pemakaian gas dan diesel tetapi mengakibatkan naiknya pemakaian batubara dan *fuel oil*. Hal ini terkait dengan kondisi bahwa harga gas terkait dengan harga BBM, sementara itu *fuel oil* yang merupakan BBM murah kurang terpengaruh oleh kenaikan harga minyak mentah. Sementara itu harga batubara dan minyak mentah yang tinggi mengakibatkan menurunnya pemakaian gas dan BBM, tetapi meningkatkan pemakaian batubara. Harga minyak yang tinggi lebih berpengaruh terhadap jumlah pemakaiannya di pembangkit listrik dari pada harga batubara yang tinggi. Selanjutnya keterkaitan harga gas dan harga BBM mengakibatkan mahalnya harga minyak.

#### DAFTAR PUSTAKA

1. PLN. *Rencana Penyediaan Tenaga Listrik Luar Jawa-Madura-Bali 2003-2010*. Jakarta, September 2003.
2. BPPT. *Indonesian MARKAL Database Document*, 2004.

3. ASEAN NPT. *New ASEAN for Policy 2 Database*, 2004.
4. \_\_\_\_\_. *Investment cost of Photovoltaic*. US Research. 2004.
5. BPPT. *The Future Technologies for Power Plant in Indonesian Regions with Particular Reference to the Use of Renewable Energy and Small Scale Coal Steam Power Plant*. The Asean-Australian Economic Cooperation Program (AAECP) Energy Policy and Systems Analysis Project, Report on the Third National Policy Study for Indonesia, Draft 01, Desember 2004.

