

ANALISIS DAMPAK PENGHAPUSAN *CAPTIVE POWER* TERHADAP SISTEM KELISTRIKAN DI INDONESIA

Indyah Nurdyastuti

ABSTRACT

Based on the results of the BASE CASE, the total capacity of captive power in Java is projected to decrease between 2000 to 2030, but those capacities in Sumatra, Kalimantan, Sulawesi, Maluku, Nusa Tenggara, and Papua are projected to increase. However, based on the captive case, the total capacity of captive in all islands in Indonesia is projected to decrease between 2000 and 2030, due to the replacement of captive power in 2020. However, the case for Java shows similarity in capacity between the BASE CASE and the captive case between 2000 and 2030. This means that at present the quality of reliability and availability of electricity distribution in Java is considered higher than those present in other islands. Given these situations, the captive case has been developed. The results suggest that the Government of Indonesia has to increase the reliability and availability of the electricity distribution in other islands as soon as possible to successfully replace captive power in 2020 by other centralized power generation.

1 PENDAHULUAN

Total konsumsi listrik pada sektor industri, rumah tangga, bisnis dan lainnya (sosial, gedung pemerintah, dan penerangan jalan umum) di Indonesia pada tahun 2000 mencapai 79.165 GWh dengan pangsa masing-masing adalah 43%, 39%, 13% dan 5%. Pada tahun 2003 total konsumsi listrik tersebut meningkat menjadi 90.441 GWh atau pada kurun waktu 2000-2003 tumbuh rata-rata sebesar 4,5% per tahun, dengan sektor bisnis mengalami pertumbuhan konsumsi listrik terbesar yaitu 7,7% per tahun, kemudian disusul sektor lainnya yang tumbuh sebesar 7,4% per tahun. Sedangkan konsumsi listrik di sektor industri dan rumah tangga pada kurun waktu tersebut masing-masing tumbuh sebesar 2,4% dan 5,4% per tahun.

Untuk memenuhi konsumsi listrik pada tahun 2000 di berbagai sektor tersebut, diperlukan total kapasitas pembangkit listrik PLN dan non PLN (termasuk *captive power*) sebesar 37,59 GW (20,76 GW untuk Pembangkit Listrik PLN dan 1,61 GW untuk Pembangkit Listrik Swasta serta *captive power* sebesar 15,22 GW). Apabila konsumsi listrik untuk semua sektor diasumsikan tumbuh seperti kurun waktu tersebut akan memicu pada kenaikan pertumbuhan kapasitas pembangkit listrik PLN, swasta, dan *captive power*, dengan kontribusi produksi listrik dari *captive power* mencapai sekitar 50% dari total produksi listrik nasional. Kontribusi produksi listrik dari *captive power* nasional dimasa mendatang tersebut dianggap terlalu besar, sehingga pangsa produksi listrik dari *captive power* perlu dipikirkan untuk dikurangi.

Masih diperlukannya *captive power* saat disebabkan ada beberapa industri yang dalam produksinya memerlukan suplai listrik yang berkesinambungan dan tegangan yang relatif stabil yang selama ini sangat sulit untuk diandalkan dari suplai PLN, mengingat saat ini *availability* (ketersediaan) dan *reliability* (keandalan) dari listrik yang disediakan PLN masih relative rendah. Dimasa datang dengan terwujudnya industri ketenagalistrikan yang efektif, efisien dan mandiri, memungkinkan target PLN untuk menjaga kesinambungan dan keandalan pasokan listrik dengan tegangan yang relatif stabil sesuai dengan tingkat yang diharapkan oleh semua konsumen pada tahun 2020 dapat telaksana. Selanjutnya, beberapa jenis *captive power* yang dimanfaatkan baik sebagai proses produksi maupun hanya sebagai *stand by* di industri sudah tidak diperlukan, kecuali

photovoltaic, biomasa dan *minihydro/hydro* yang masih dibutuhkan terutama di wilayah yang terpencil yang tidak dialiri listrik PLN.

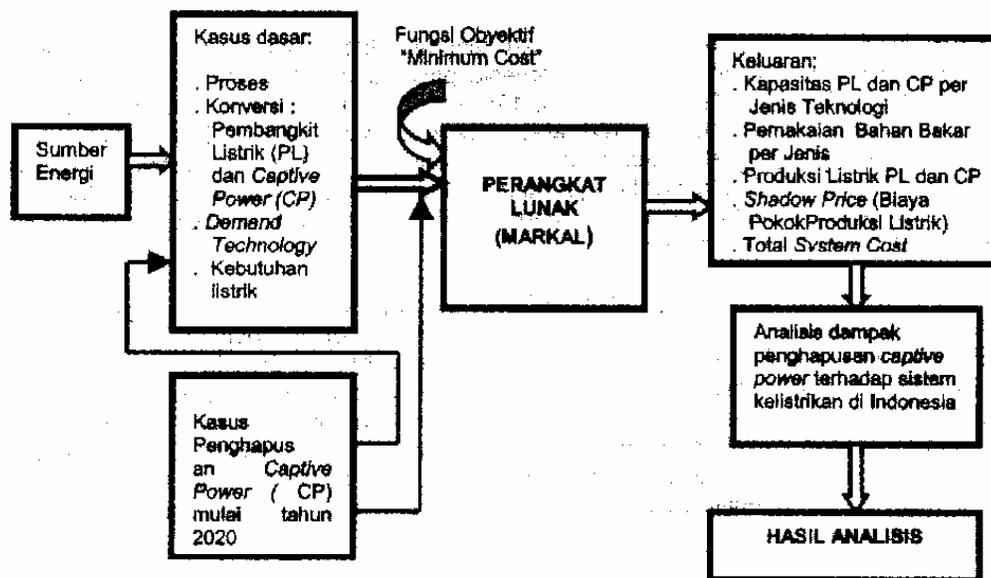
Dengan perkiraan pertumbuhan kapasitas pembangkit listrik selama kurun waktu 2000-2030 sebesar 7,7% per tahun akan mengakibatkan kapasitas pembangkit listrik dan *captive power* meningkat masing-masing menjadi 177,78 GW dan 31,17 GW. Peningkatan kapasitas *captive power* tersebut, walaupun relative kecil, namun belum mencerminkan keadaan seperti yang diharapkan yaitu terhapusnya *captive power* pada tahun 2020, kecuali yang masih diperlukan di daerah terpencil yang tidak dialiri listrik PLN. Penelitian dampak penghapusan *captive power* terhadap sistem kelistrikan di Indonesia setelah dihapusnya *captive power* tahun 2020 merupakan hal yang sangat penting, karena analisis hasil penelitian tersebut dapat menggambarkan kesinambungan pasokan listrik ke konsumen di seluruh wilayah Indonesia.

2 METODOLOGI PENELITIAN

2.1 Perangkat Lunak

Dalam melakukan penelitian dampak penghapusan *captive power* mulai tahun 2020 terhadap sistem kelistrikan di Indonesia digunakan perangkat lunak dalam hal ini model MARKAL. Model ini dipilih karena model ini memiliki kemampuan untuk menganalisis sistem energi secara menyeluruh termasuk penyediaan listrik dengan seluruh alternatif sumber energi dan teknologi energi.

Masukan model yang sangat diperlukan adalah data tekno-ekonomis dari semua jenis teknologi termasuk pembangkit listrik dan *captive power* baik yang telah tersedia maupun yang belum tersedia. Data tekno-ekonomis merupakan data utama dalam model untuk menunjang optimasi pemilihan teknologi dengan konsep *minimum cost*. Diagram alir analisis dampak penghapusan *captive power* terhadap sistem kelistrikan di Indonesia ditunjukkan pada Gambar 1.



Gambar 1. Diagram Alir Analisis Dampak Penghapusan *Captive Power* terhadap Sistem Kelistrikan di Indonesia

2.2 Analisis Dampak Penghapusan *Captive Power*

Dampak penghapusan *captive power* terhadap sistem kelistrikan di analisis berdasarkan keluaran model MARKAL pada kasus dasar dan kasus penghapusan *captive power* dengan mempertimbangkan biaya sistem penyediaan energi yang rendah dan opsi pemilihan teknologi yang ramah lingkungan.

Kurun waktu yang diambil untuk analisis adalah mulai tahun 2000 sampai tahun 2030 dan hasil keluaran model yang dibutuhkan untuk bahan analisis adalah jenis dan kapasitas pembangkit listrik serta *captive power*, total sistem biaya untuk *undiscounted* dan *discounted cost*, total pemakaian energi (batubara, gas, minyak dan renewable) dan CO₂, serta *shadow price* (biaya pokok produksi listrik).

Penghapusan *captive power* diharapkan memberikan dampak positif bagi ekonomi makro, memberikan kesinambungan pasokan listrik jangka panjang, dan mendorong penggunaan energi non fosil.

3 HASIL PENELITIAN

Sebelum menganalisis hasil penelitian berdasarkan keluaran model terlebih dahulu harus dilakukan evaluasi data pembangkit listrik yang telah ada pada tahun 2000. Evaluasi data tersebut amat penting untuk dapat melihat keakuratan keluaran model dengan membandingkan data kapasitas pembangkit listrik tahun 2000 dan kapasitas pembangkit listrik keluaran model pada periode 1. Kurun waktu untuk setiap periode dalam penelitian ini adalah 5 tahun, sehingga untuk periode 1 mencakup dari tahun 1998 sampai tahun 2002.

3.1 Evaluasi Data Kapasitas Pembangkit Listrik Tahun 2000

Seperti yang dijelaskan pada bab pendahuluan, pada akhir tahun 2000 total kapasitas pembangkit listrik PLN dan non PLN (termasuk *captive power*) adalah sebesar 37,59 GW (20,76 GW untuk Pembangkit Listrik PLN dan 1,61 GW untuk Pembangkit Listrik Swasta serta 15,22 GW untuk *captive power*).

Jenis pembangkit listrik PLN dan non PLN yang telah terpasang sampai akhir tahun 2000 tersebar di seluruh wilayah Indonesia, seperti Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU) Batubara dan Gas Turbin terpasang di wilayah Sumatra Bagian Selatan dan Jawa, PLTU Minyak dan PLTU Gas terpasang di wilayah Sumatra Bagian Utara dan Jawa, Gas *Combined Cycle* terpasang di wilayah Kalimantan Barat, Sumatra Bagian Utara dan Jawa, *High Speed Diesel* (HSD) Gas Turbin terpasang di wilayah Batam, Kalimantan, Sulawesi, Sumatra Bagian Selatan, Sumatra Bagian Utara dan Jawa, Pembangkit Listrik Tenaga Diesel (PLTD) terpasang di semua wilayah Indonesia, Pembangkit Listrik Tenaga Air (PLTA) hampir di semua wilayah kecuali Batam, Maluku, Bali dan Nusa Tenggara, serta Panas Bumi yang saat itu baru terpasang di Jawa.

Pada umumnya, wilayah yang mempunyai cadangan gas bumi atau yang terlewati jaringan pipa gas telah memanfaatkan gas bumi dalam memproduksi listriknya, sedangkan untuk wilayah yang tidak mempunyai cadangan gas bumi ataupun jaringan pipa gas lebih memilih untuk memanfaatkan sumber energi yang mudah diperoleh, diesel, dan sumber energi setempat. Sebagai contoh di Nanggroe Aceh Darussalam (NAD), khususnya di daerah terpencil (*remote areas*), province Riau, Jambi, Sumatra Selatan dan Bengkulu memanfaatkan diesel *power plants* (PLTD) untuk membangkitkan listrik, karena wilayah ini kebutuhan listriknya rendah. Di semua wilayah, biasanya PLTD digunakan pada saat *peak load*, sehingga PLTD amat berperan pada wilayah yang pada saat *base load* kebutuhan listriknya rendah.

Besarnya kapasitas terpasang per jenis *captive power* per propinsi pada akhir tahun 2000 ditunjukkan pada Tabel 1.

Tabel 1. Kapasitas Terpasang *Captive Power* Per Jenis Pembangkit Per Propinsi (MW)

Propinsi	PLTA	PLTU- Minyak	PLTU- Batubara	PLTU- Gas	PLT Disel	PLT Gas	PLTU- Limbah Kayu	Total
D.I Aceh				42,81	113,49	347,24	40,98	544,52
Sumatra Utara	535,68		0,16	6,17	167,24	9,25	56,26	774,76
Sumatra Barat	0,84		12,00		50,63		8,89	72,36
Riau		78,95		1090,07	498,94	364,66	57,51	2090,13
Jambi					101,38	8,92	14,00	124,30
Bengkulu					10,58			10,58
Sumatra Selatan		95,06		21,34	231,41	196,85	10,42	555,08
Lampung		5,18			141,67	71,40	40,08	258,33
Kalimantan Barat				0,18	224,14		3,60	227,92
Kalimantan Tengah		4,38			64,58		6,00	74,96
Kalimantan Selatan		7,50	68,75		204,26	85,54	13,10	379,15
Kalimantan Timur		20,83	167,08	188,03	345,41	357,82	25,50	1104,67
Sulawesi Utara					39,88			39,88
Sulawesi Tengah					15,38			15,38
Sulawesi Tenggara					45,22			45,22
Sulawesi Selatan	477,04	26,40	5,28		176,12		4,30	689,14
Maluku					200,98			200,98
Irian Jaya	5,60			4,48	174,91	2,82		187,81
Bali					64,53			64,53
Nusa Tenggara Barat					265,60			426,68
Nusa Tenggara Timur					9,23			9,23
Luar Jawa	1019,16	238,30	253,27	1514,16	3145,58	1444,50	280,64	7895,61
Jawa Timur		107,11		226,39	800,88	221,51	5,88	1361,77
Jawa Tengah				2,00	577,36		7,68	661,04
D.I. Yogyakarta					83,88		3,84	87,72
Jawa Barat	157,28	2,25	69,20	545,88	2693,68	539,61		4007,90
D.K.I Jaya					1206,10			1206,10
Jawa	157,28	183,36	69,20	774,27	5361,89	761,12	17,40	7324,52
Indonesia	1176,44	421,66	322,47	2288,43	8507,47	2205,62	298,04	15220,13

Sumber: Statistik Ketenagalistrikan Dan Energi Tahun 2000

3.2 Analisis Kapasitas Pembangkit Listrik dan *Captive Power* Berdasarkan Keluaran Model MARKAL

Berdasarkan keluaran model MARKAL, pada kasus dasar, total kapasitas pembangkit listrik dan *captive power* di Indonesia pada tahun 2000 mencapai 38,45 GW dan meningkat menjadi 208,95 GW pada tahun 2030. Perbedaan total kapasitas pembangkit listrik dan *captive power* antara hasil keluaran model MARKAL dengan data statistik PLN dan Statistik Ketenagalistrikan dan Energi Tahun 2000, disebabkan hasil keluaran model MARKAL tahun 2000 sudah mempertimbangkan penambahan kapasitas pembangkit listrik dan *captive power* sampai dengan tahun 2005, sedangkan data statistik PLN dan Statistik Ketenagalistrikan dan Energi Tahun 2000 hanya menunjukkan besarnya kapasitas pembangkit listrik dan *captive power* pada tahun 2000. Selama kurun waktu 30 tahun tersebut, total kapasitas pembangkit listrik akan meningkat sebesar 7,4% per tahun dari 21,16 GW pada tahun 2000 menjadi 177,78 GW pada tahun 2030, sedangkan total kapasitas *captive power* hanya meningkat sebesar 2% per tahun dari 17,29 GW pada tahun 2000 menjadi 31,7 GW pada tahun 2030.

Pada kasus penghapusan *captive* mulai tahun 2020, total kapasitas pembangkit listrik hanya sedikit meningkat dari kasus dasar, yaitu sebesar 7,6% per tahun atau pada tahun 2030 meningkat menjadi 189,25 GW, begitupula dengan *captive power* peningkatannya menjadi lebih kecil dibanding kasus dasar, yaitu sebesar 1,2% per tahun atau menjadi 24,48 GW pada tahun 2030. Masih adanya peningkatan *captive power* pada kasus ini disebabkan ada jenis *captive (cogeneration)* yang keberadaannya sangat menguntungkan industri (kayu, gula, kertas dan tekstil) serta ada jenis *captive (biomasa, photovoltaic, dan hydro/minihydro)* lainnya yang keberadaannya dapat membantu pemenuhan kebutuhan listrik terutama di daerah terpencil yang jauh dari aliran listrik PLN. Sampai dengan tahun 2005, total kapasitas pembangkit listrik pada ke dua kasus tersebut sama dan selanjutnya mulai tahun 2010 sampai dengan tahun 2030 total kapasitas pembangkit listrik pada ke dua kasus tersebut berbeda. Perbedaan total kapasitas pembangkit listrik pada kasus penghapusan *captive* pada tahun 2020 terhadap kasus dasar disebabkan pada kasus penghapusan *captive*

tersebut, mulai tahun 2010 beberapa jenis *captive*, kapasitas terpasangnya tidak ditingkatkan hanya dibiarkan sesuai *life time* nya, sehingga berangsur-angsur akan menurun, sedangkan beberapa jenis *captive* lainnya sesuai dengan kasus yang diambil yaitu sudah tidak diproduksi lagi sejak tahun 2020, sehingga kapasitas dari *captive* tersebut digantikan oleh PLTU Batubara (Sumatra, Jawa dan Sulawesi); PLTD (untuk semua wilayah kecuali Sumatra dan Jawa); Gas Gas Turbin (untuk semua wilayah kecuali Kalimantan dan

Pada tahun 2000 hingga 2005 pembangkit Sulawesi); serta HSD Gas Turbin (Sulawesi). Listrik *combined cycle* merupakan pembangkit listrik dengan kapasitas terbesar dengan pangsa 26% dari total kapasitas terpasang disusul PLTU Batubara, PLTD, PLTU Minyak, dan HSD Gas Turbin. Sedangkan pada tahun 2010 sampai dengan 2030 pada ke dua kasus tersebut, *combined cycle* tidak lagi merupakan pembangkit listrik dengan kapasitas terbesar akan tetapi sebaliknya PLTU Batubara yang tadinya hanya menduduki peringkat ke dua, pada kurun waktu tersebut, PLTU Batubara menjadi pembangkit listrik dengan kapasitas terbesar baru kemudian disusul *combined cycle* dan untuk pembangkit listrik lainnya pangsa relatif kecil. Hal tersebut disebabkan biaya pembangunan PLTU Batubara dapat bersaing dengan pembangkit listrik *combined cycle*.

Pulau Jawa mempunyai kapasitas pembangkit listrik *combined cycle* dan PLTU Batubara dengan pangsa terbesar. Pada awalnya pangsa kapasitas pembangkit listrik *combined cycle* di Jawa mencapai lebih dari 80% dari total kapasitas terpasang pembangkit listrik *combined cycle* di Indonesia, dan sisanya tersebar di Nusa Tenggara Barat, Sulawesi Utara, Sulawesi Selatan, dan Sumatra. Sedangkan pangsa kapasitas terpasang PLTU Batubara di Pulau Jawa mencapai sekitar 90% dari kapasitas terpasang PLTU Batubara di Indonesia. Walaupun kapasitas PLTU batubara di Jawa mempunyai pangsa terbesar, akan tetapi pangsa kapasitas PLTU Batubara di Jawa tersebut berangsur-angsur menurun hingga pada tahun 2030 menjadi 69%, karena selain adanya peningkatan dari pembangkit listrik *combined cycle* juga berdasarkan hasil model ini mulai tahun 2020 PLTN sedikit demi sedikit akan mulai dapat bersaing.

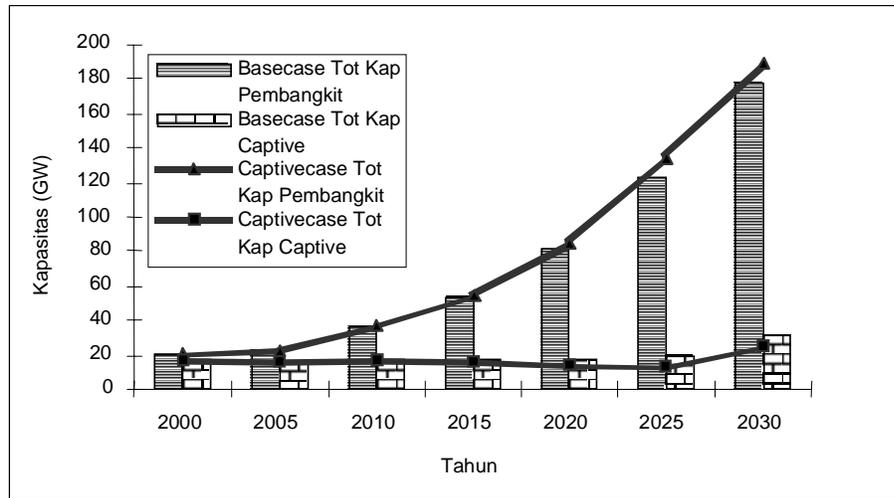
Bersaingnya PLTN terhadap PLTU Batubara disebabkan penambahan kapasitas pelabuhan penerima batubara di Jawa dibatasi, sehingga pasokan batubara ke Jawa terbatas dan penambahan kapasitas PLTU Batubara hanya mampu sesuai dengan besarnya pasokan batubara. Sebaliknya dengan penurunan kapasitas PLTU Minyak dan PLTD menyebabkan pangsa kapasitas PLTU Batubara di Sumatra, Kalimantan Sulawesi Utara, dan Sulawesi Selatan meningkat. Perbedaan kapasitas pembangkit listrik dari ke dua kasus tersebut mulai tahun 2010 sampai dengan tahun 2030 ditunjukkan pada Tabel 2.

Tabel 2. Perbedaan Kapasitas Pembangkit Listrik pada Kasus Dasar dan Kasus Penghapusan *Captive* Tahun 2010 sampai dengan Tahun 2030

	2010		2015		2020		2025		2030	
	Dasar	Cap-tive								
PLTU Batubara	19,63	19,06	34,52	34,4	52,33	52,17	70,89	71,24	103,5	105,93
PLTD	2,24	2,37	1,69	2,08	0,03	1,01	0,01	4,08	1,39	5,72
Gas Gas Turbin	1,83	1,79	2,02	2,51	2,65	3,08	1,39	2,13	1,53	2,73
HSD Gas Turbin	1,65	1,68	1,68	1,70	1,99	2,41	2,12	2,41	13,69	14,28
Hydro	2,39	2,39	5,53	5,83	7,54	8,08	8,72	9,26	9,91	10,45
Nuklir	0	0	0	0	4,00	4,61	11,2	11,2	13,92	13,92
PLTU Minyak	1,37	1,37	1,00	1,00	0,91	0,91	0	0	0,10	0,10
Panas Bumi	0,98	0,98	1,02	1,02	2,83	2,83	3,71	3,71	5,47	5,47
Combined Cycle	6,59	7,05	5,39	5,85	9,58	10,11	24,4	30,27	28,25	30,47

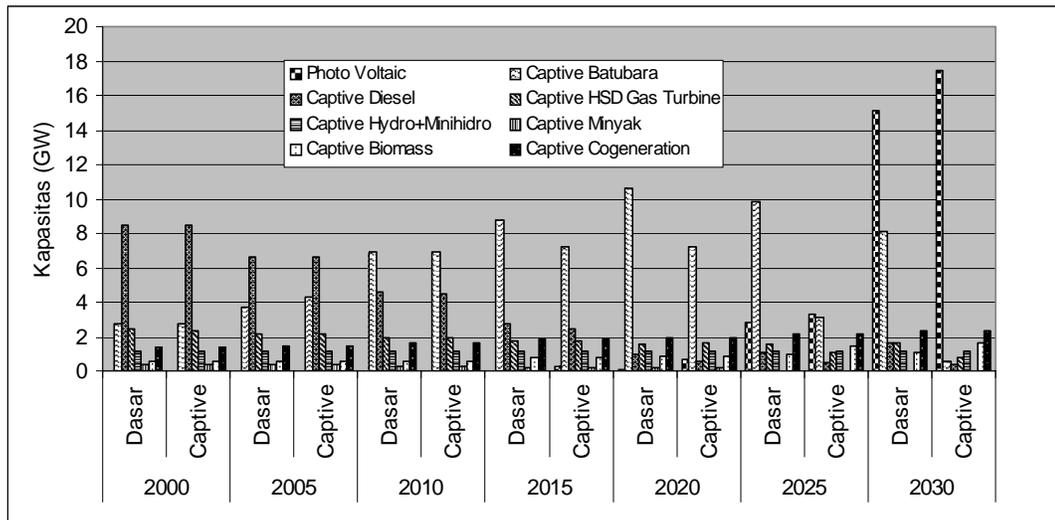
Sumber: Keluaran Model MARKAL, 2004

Perbandingan total kapasitas pembangkit dan *captive power* pada kasus dasar (*BASECASE*) dan kasus penghapusan *captive* (*captivecase*) dari tahun 2000 sampai dengan tahun 2030 ditunjukkan pada Grafik 1.



Grafik 1. Perbandingan Total Kapasitas Pembangkit dan *Captive Power* pada *BASECASE* dan *Captivecase*

Pada kedua kasus yang diambil, sejak tahun 2005 kapasitas *captive* diesel, minyak dan HSD Gas Turbin berangsur-angsur berkurang sesuai dengan *life time* nya. Hal tersebut disebabkan kebutuhan listrik di industri sudah dicukupi oleh produksi listrik PLN, sehingga industri yang wilayahnya dialiri listrik PLN tidak memerlukan *captive power* lagi atau *captive power* hanya berfungsi sebagai cadangan. Perbedaan kapasitas *captive power* per jenis dari kedua kasus tersebut dari tahun 2000 sampai dengan tahun 2030 ditunjukkan pada Grafik 2.

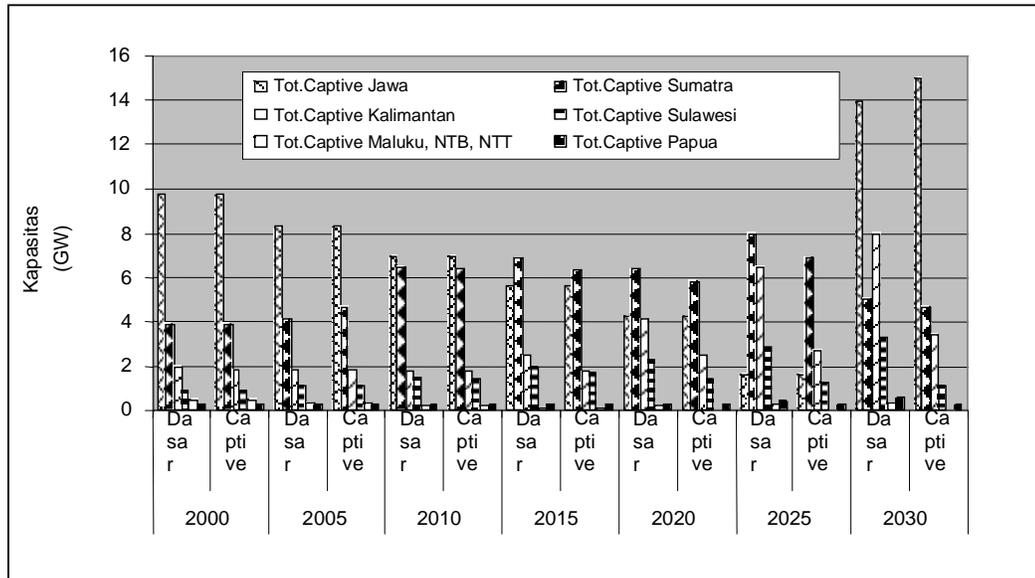


Grafik 2. Perbedaan Kapasitas *Captive Power* per Jenis pada *BASECASE* dan *Captivecase*

Berlainan dengan ketiga *captive* tersebut, dari grafik 2 terlihat bahwa *captive* batubara yang pada kasus dasar kapasitasnya meningkat setelah adanya kasus penghapusan *captive power* yang di mulai pada tahun 2020 menyebabkan pada kasus ini terjadi penurunan kapasitas secara drastis karena beberapa daerah yang memanfaatkan *captive* batubara memungkinkan dapat menggantikannya

dengan suplai listrik PLN. Sedangkan *photovoltaic* dan biomasa pada ke dua kasus tersebut kapasitasnya meningkat, disebabkan *captive* ini terpasang di daerah terpencil yang jauh dari listrik PLN. Sedangkan *captive hydro/minihydro* kapasitasnya tetap karena *captive* tersebut mempunyai *life time* yang cukup lama yaitu 50 tahun, sedangkan penelitian ini hanya dilakukan pada kurun waktu 30 tahun. *Captive cogeneration* sebagai penghasil listrik tidak mungkin dihapuskan karena sangat menguntungkan, terutama pada industri yang menghasilkan *steam*.

Ditinjau berdasarkan wilayah yang memanfaatkan *captive* ternyata dari ke dua kasus tersebut, yaitu kasus dasar dan kasus penghapusan *captive*, Pulau Jawa mempunyai total kapasitas *captive* tertinggi disusul Sumatera, Kalimantan, dan Sulawesi, sedangkan Maluku, Nusa Tenggara Barat, Nusa Tenggara Timur, dan Papua hanya sebageian kecil yang ditunjukkan pada Grafik 3.



Grafik 3. Perbedaan Kapasitas *Captive Power* per Wilayah pada *BASECASE* dan *Captivecase*

Jenis dan kapasitas *captive* per wilayah untuk kasus dasar dan kasus penghapusan *captive* dibahas secara rinci pada sub-bab berikut.

3.2.1 Jenis dan Kapasitas *Captive* di Pulau Jawa

Pulau Jawa mempunyai penduduk yang paling besar dengan kepadatan penduduk yang paling padat dibanding dengan pulau lainnya, sehingga kebutuhan listriknya juga paling besar, apalagi semua kegiatan ekonomi terpusat di pulau tersebut.

Sampai tahun 2004 masih banyak industri di pulau ini yang memanfaatkan *captive* untuk memproduksi listrik, akan tetapi dengan adanya komitmen PLN untuk meningkatkan kehandalan dan menjaga kesinambungan suplai listriknya, mengakibatkan keberadaan *captive*, terutama *captive* yang berbahan bakar batubara, diesel, dan minyak bakar di industri berangsur-angsur dapat dihapuskan. Hal tersebut dapat terlihat dari keluaran mode pada kasus dasar dan kasus penghapusan *captive*, setelah tahun 2020 semua jenis *captive* tersebut sudah tidak diperlukan lagi, akan tetapi untuk jenis *captive* biomasa dan *cogeneration* keberadaannya masih diperlukan, terutama pada industri kayu dan industri gula serta tekstil.

Sedangkan *captive minihydro/hydro* dan *photovoltaic* diperlukan untuk melistriki daerah terpencil yang jauh dari aliran listrik PLN. Khusus *captive photovoltaic* apabila pada ke dua kasus tersebut diberlakukan biaya investasi sebesar 5.830 juta \$/GW dan 3.190 juta \$/GW, biaya *captive* tersebut tidak akan dapat bersaing dengan jenis *captive* lainnya, akan tetapi *captive photovoltaic* tersebut dapat bersaing setelah biaya investasinya diturunkan menjadi 1.650 juta \$/GW dan pemakaian diesel serta minyak bakar pada *captive* dihapuskan. Hal tersebut menyebabkan total kapasitas *captive* di

Pulau Jawa setelah tahun 2025 meningkat. Berbagai jenis *captive* dan kapasitasnya di Pulau Jawa ditunjukkan pada Tabel 3.

Tabel 3. Jenis dan Kapasitas *Captive* di Pulau Jawa

(GW)

	2010		2015		2020		2025		2030	
	Dasar	Captive								
Batubara	2,48	2,48	2,48	2,48	2,48	2,48	0	0	0	0
Diesel	2,68	2,68	1,34	1,34	0	0	0	0	0	0
HSD Gas Turbin	0,46	0,46	0,33	0,33	0,20	0,20	0	0	0	0
Minihydro+Hydro	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
Minyak	0,11	0,11	0,07	0,07	0,07	0,07	0	0	0	0
Biomass	0,07	0,07	0,09	0,09	0,11	0,11	0,12	0,12	0,14	0,14
Cogeneration	1,04	1,04	1,13	1,13	1,26	1,26	1,38	1,38	1,51	1,51
Photovoltaic	0	0	0	0	0	0	0	0	12,16	13,20
Total	7,00	7,00	5,60	5,60	4,28	4,28	1,66	1,66	13,97	15,01

Sumber: Keluaran Model MARKAL, 2004

3.2.2 Jenis dan Kapasitas *Captive* di Sumatra

Berlainan dengan Pulau Jawa, walaupun Sumatra kaya akan berbagai sumber energi, akan tetapi industri yang ada di Sumatra relatif kecil. Sumatra mempunyai penduduk yang lebih kecil dibandingkan Jawa dengan kepadatan penduduk rendah, sehingga kebutuhan listriknya lebih rendah dari pada Jawa. Berbagai jenis *captive* dan kapasitasnya di Pulau Sumatra ditunjukkan pada Tabel 4.

Tabel 4. Jenis dan Kapasitas *Captive* di Sumatra

(GW)

	2010		2015		2020		2025		2030	
	Dasar	Captive								
Batubara	3,76	3,73	4,62	3,73	4,6	3,72	3,84	2,35	0,86	0
Diesel	0,66	0,66	0,33	0,33	0	0	0	0	0	0
HSD Gas Turbin	0,50	0,50	0,25	0,25	0	0	0	0	0	0
Minihydro+Hydro	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54
Minyak	0,11	0,11	0,07	0,07	0,07	0,07	0	0	0	0
Biomass	0,42	0,42	0,61	0,61	0,68	0,68	0,74	0,74	0,81	0,81
Cogeneration	0,46	0,46	0,48	0,48	0,50	0,50	0,53	0,53	0,57	0,57
Photovoltaic	0	0	0	0,29	0	0,29	2,30	2,76	2,30	2,76
Total	6,45	6,42	6,90	6,30	6,39	5,80	7,95	6,92	5,08	4,68

Sumber: Keluaran Model MARKAL, 2004

Pada Tabel 4 terlihat bahwa *captive* batubara, biomasa, *cogeneration*, *minihydro/hydro* dan *photovoltaic* tetap diperlukan di pulau ini, mengingat di pulau ini masih banyak industri yang berproduksi di daerah terpencil yang jauh dari aliran listrik PLN dan adapula beberapa industri yang dalam produksinya memerlukan batubara dan biomasa bahkan ada industri yang menghasilkan *steam*, sehingga dalam menghasilkan listriknya sumber energi tersebut dapat dimanfaatkan.

Khusus *captive photovoltaic* apabila pada ke dua kasus tersebut diberlakukan biaya investasi sebesar 5.830 juta \$/GW dan 3.190 juta \$/GW, biaya *captive* tersebut tidak akan dapat bersaing dengan jenis *captive* lainnya, akan tetapi *captive photovoltaic* tersebut dapat bersaing setelah biaya investasinya diturunkan menjadi 1.650 juta \$/GW dan pemakaian diesel dan minyak bakar pada *captive* dihapuskan.

3.2.3 Jenis dan Kapasitas *Captive* di Kalimantan

Seperti halnya Sumatra, Kalimantan juga kaya akan berbagai sumber energi, tetapi kegiatan yang menunjang perekonomian di pulau ini relatif kecil. Selain itu seperti Sumatra, kepadatan penduduk di pulau ini juga rendah, yang mengakibatkan kebutuhan listriknya pun relatif rendah dibandingkan Jawa. Pada kasus dasar sampai dengan tahun 2030 semua *captive* dibutuhkan disini, karena ketersediaan

listrik PLN masih belum menyeluruh ke pelosok Kalimantan. Pada kasus penghapusan *captive*, mulai tahun 2025 keberadaan *captive* batubara dan minyak bakar sudah tidak dibutuhkan dan digantikan dengan *captive* biomasa, karena *captive* biomasa lebih murah dibandingkan dengan ke dua *captive* tersebut.

Seperti di Jawa dan Sumatra, keberadan *captive cogeneration* pada industri yang menghasilkan *steam* tetap dipertahankan karena menguntungkan. Sedangkan *photovoltaic* sangat diperlukan untuk melistriki daerah terpencil yang jauh dari aliran listrik PLN apabila biaya investasinya diturunkan menjadi 1.650 juta \$/GW. Berbagai jenis *captive* dan kapasitasnya di Pulau Kalimantan ditunjukkan pada Tabel 5.

Tabel 5. Jenis dan Kapasitas *Captive* di Pulau Kalimantan

(GW)

	2010		2015		2020		2025		2030	
	Dasar	Captive								
Batubara	0,24	0,24	0,90	0,24	2,19	0,24	3,97	0	4,62	0
Diesel	0,41	0,41	0,24	0,24	0,38	0,42	0,52	0,42	1,17	0,42
HSD Gas Turbin	0,92	0,93	1,07	1,06	1,14	1,21	1,21	0,92	1,18	0,64
Minyak	0,03	0,03	0,05	0,03	0,05	0,03	0,01	0	0,01	0
Biomasa	0,05	0,05	0,06	0,06	0,08	0,09	0,08	0,61	0,14	0,71
Cogeneration	0,13	0,13	0,14	0,14	0,15	0,15	0,16	0,16	0,17	0,17
Photovoltaic	0	0	0	0	0,13	0,34	0,54	0,59	0,64	1,48
Total	1,78	1,79	2,46	1,77	4,12	2,48	6,49	2,70	7,93	3,42

Sumber: Keluaran Model MARKAL, 2004

3.2.4 Jenis dan Kapasitas *Captive* di Sulawesi

Sulawesi dalam memenuhi kebutuhan listrik dalam kegiatan perekonomiannya membutuhkan *captive* hingga jaringan transmisi PLN yang menghubungkan listrik ke konsumen di pulau ini telah tersambung ke seluruh wilayah Sulawesi. Pada kasus dasar dan kasus penghapusan *captive* sampai dengan tahun 2030 beberapa jenis *captive*, yaitu *captive* batubara, *captive* biomasa, *captive* *minihydro/hydro* dan *captive* batubara dibutuhkan disini. Berbagai jenis *captive* dan kapasitasnya di Pulau Sulawesi ditunjukkan pada Tabel 6.

Tabel 6. Jenis dan Kapasitas *Captive* di Sulawesi

(GW)

	2010		2015		2020		2025		2030	
	Dasar	Captive								
Batubara	0,41	0,44	0,80	0,78	1,35	0,78	2,07	0,77	2,65	0,60
Diesel	0,56	0,44	0,62	0,41	0,38	0,16	0,24	0,03	0,09	0
Minihydro+Hydro	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50
Minyak	0,03	0,03	0,03	0,03	0	0	0	0	0	0
Biomass	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Total	1,51	1,42	1,96	1,73	2,24	1,45	2,82	1,31	3,25	1,11

Sumber: Keluaran Model MARKAL, 2004

3.2.5 Jenis dan Kapasitas *Captive* di Pulau Maluku, Nusa Tenggara Barat, Dan Nusa Tenggara Timur

Pulau Maluku, Nusa Tenggara Barat, dan Nusa Tenggara Timur dalam menjalankan perekonomiannya memerlukan pasokan listrik secara berkesinambungan, dimana sebagian besar kebutuhan listriknya diperoleh dari *captive* diesel mengingat kebutuhan listrik di wilayah ini masih relatif kecil. Selain kegiatannya yang masih terbatas, juga penduduknya yang relatif kecil dengan kepadatan yang rendah, sehingga *captive* diesel dan *captive photovoltaic* sangat sesuai untuk memenuhi kebutuhan listrik seperti yang ditunjukkan pada kasus dasar. Pada kasus penghapusan *captive*, dalam memenuhi kebutuhan listriknya sampai dengan tahun 2030 hanya *captive photovoltaic* yang sangat berperan disini, karena *captive* ini sangat sesuai dengan kondisi setempat. Berbagai jenis *captive* dan kapasitasnya di Pulau Maluku, Nusa Tenggara Barat, dan Nusa Tenggara Timur ditunjukkan pada Tabel 7.

Tabel 7. Jenis dan Kapasitas *Captive* di Pulau Maluku, Nusa Tenggara Barat,
dan Nusa Tenggara Timur

(GW)

	2010		2015		2020		2025		2030	
	Dasar	Captive								
Diesel	0,23	0,23	0,15	0,12	0,20	0	0,27	0	0,35	0
Photovoltaic	0	0	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Total	0,23	0,23	0,16	0,13	0,21	0,01	0,28	0,01	0,36	0,01

Sumber: Keluaran Model MARKAL, 2004

3.2.6 Jenis dan Kapasitas *Captive* di Papua

Seperti halnya Sumatra dan Kalimantan, Papua juga kaya akan berbagai sumber energi, seperti gas bumi, minyak bumi dan energi air, sedangkan industri yang ada di Papua masih sangat terbatas, sehingga kebutuhan listriknya pun juga masih rendah. Selain itu penduduk dan kepadatan penduduknya juga rendah. Berbagai jenis *captive* dan kapasitasnya di Papua ditunjukkan pada Tabel 8.

Tabel 8. Jenis dan Kapasitas *Captive* di Papua

(GW)

	2010		2015		2020		2025		2030	
	Dasar	Captive								
Diesel	0,09	0,09	0,04	0,04	0	0	0	0	0	0
HSD Gas Turbin	0,08	0,08	0,13	0,13	0,23	0,23	0,32	0,18	0,48	0,15
Minihydro+Hydro	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Cogeneration	0,07	0,07	0,07	0,07	0,08	0,08	0,09	0,09	0,09	0,09
Total	0,25	0,25	0,25	0,25	0,32	0,32	0,42	0,28	0,58	0,25

Sumber: Keluaran Model MARKAL, 2004

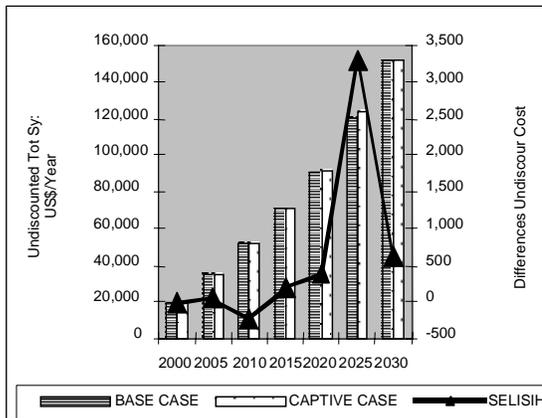
Tabel 8 menunjukkan bahwa pada kasus dasar dan kasus penghapusan *captive* sampai dengan tahun 2015 semua *captive* (diesel, HSD gas turbin, *Minihydro+Hydro*, dan *cogeneration*) dibutuhkan disini, karena keterbatasan ketersediaan listrik PLN. Selanjutnya mulai tahun 2020, keberadaan *captive* diesel sudah tidak diperlukan.

3.3 *Discounted* dan *Undiscounted* Total Biaya Sistem

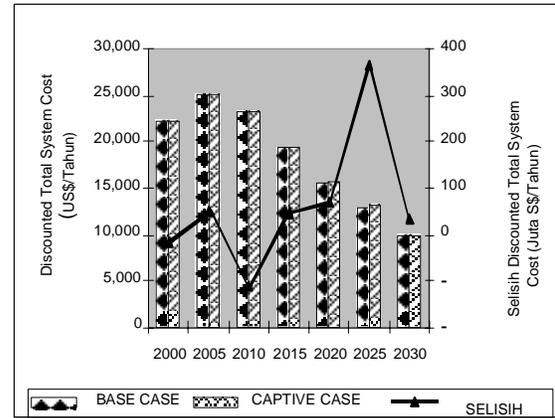
Discounted dan *undiscounted* total biaya sistem pada kasus penghapusan *captive* pada tahun 2000 sampai 2010 lebih kecil dibandingkan dengan total sistem biaya pada kasus dasar, karena pemanfaatan *renewable* (panas bumi, tenaga air, tenaga surya, dan biomasa) pada kasus dasar lebih tinggi dibandingkan kasus penghapusan *captive*. Pada umumnya biaya pembangkit listrik berbahan bakar *renewable* dan nuklir lebih tinggi dibandingkan dengan biaya pembangkit listrik berbahan bakar fosil (batubara, gas bumi, dan minyak).

Setelah tahun 2010, yaitu tahun 2015 sampai tahun 2030 pemanfaatan *renewable* dan nuklir pada pembangkit listrik lebih besar dibandingkan dengan kasus dasar. Oleh karenanya dengan adanya perbedaan pemanfaatan *renewable* dan nuklir pada pembangkit listrik dari ke dua kasus tersebut, mengakibatkan *discounted* dan *undiscounted* total biaya sistem pada kasus penghapusan *captive* lebih tinggi dibandingkan dengan *discounted* dan *undiscounted* total biaya sistem pada kasus dasar.

Perbedaan *discounted* total biaya sistem pada kasus dasar dan kasus penghapusan *captive* dari periode tahun 2000 sampai 2030 ditunjukkan pada Grafik 4 dan Grafik 5.



Grafik 4. Perbedaan *Discounted* Biaya Sistem Kasus Dasar terhadap Kasus *Captive* Tahun 2000 sampai 2030



Grafik 5. Perbedaan *undiscounted* Total Biaya Sistem Kasus Dasar terhadap Kasus *Captive* Tahun 2000 sampai 2030

3.4 Hubungan *Discounted* Total Biaya Sistem terhadap Emisi CO₂, Pemakaian Minyak, Pemakaian Gas, Pemakaian Batubara, Pemakaian Nuklir, dan Pemakaian *Renewable*

Pada tahun 2000 sampai dengan tahun 2035, terlihat bahwa total peningkatan pemanfaatan *renewable* dan nuklir diikuti dengan peningkatan pemanfaatan minyak dan gas bumi serta pengurangan pemanfaatan batubara. Peningkatan minyak dan gas bumi pada kasus penghapusan *captive* dari kasus dasar masih lebih kecil dibandingkan pengurangan pemakaian batubara, sehingga pada kasus penghapusan *captive* dapat mengurangi besarnya CO₂. Selain itu pengurangan besarnya CO₂ pada kasus penghapusan *captive* juga disebabkan terjadinya peningkatan pemanfaatan *renewable* dan nuklir terhadap kasus dasar. Tabel 9 menunjukkan hubungan *discounted* total biaya sistem, CO₂, pemakaian minyak, pemakaian gas, pemakaian batubara, pemakaian nuklir, dan pemakaian *renewable* pada kasus penghapusan *captive* dan kasus dasar.

Tabel 9. Hubungan *Discounted* Total Biaya Sistem terhadap Emisi CO₂, Pemakaian Minyak, Pemakaian Gas, Pemakaian Batubara, Pemakaian Nuklir, dan Pemakaian *Renewable* pada Kasus Penghapusan *Captive* terhadap Kasus Dasar

	Tahun 2000 – 2035						
	Discounted Total Sistem Biaya	CO ₂	Pemakaian Minyak	Pemakaian Gas	Pemakaian Batubara	Pemakaian Nuklir	Pemakaian <i>Renewable</i>
	Juta US\$	Juta Ton	PJ	PJ	PJ	PJ	PJ
Base	678140	4123	219851	78119	227252	14704	120732
Captive	680505	4067	222971	80445	218551	14901	123032
Perbedaan	2365	-56	3120	2326	-8701	197	2301

Keterangan: Pertumbuhan kebutuhan listrik rata-rata per tahun adalah 7%
Sumber : Keluaran Model MARKAL, 2004

3.5 Biaya Pokok Produksi Listrik

Dari hasil penelitian disini besarnya biaya pokok produksi listrik sangat dipengaruhi oleh beberapa variabel yaitu biaya bahan bakar, biaya investasi, biaya operasi dan perawatan (fix dan variabel) serta *life time* pembangkit listrik, serta biaya transmisi dan distribusi sampai ke konsumen (Tabel 10).

Hasil keluaran model untuk biaya pokok produksi listrik (*shadow price*) sampai konsumen per wilayah yang ditunjukkan pada Tabel 10 merupakan biaya rata-rata siang dan malam dari semua jenis pembangkit listrik dengan mempertimbangkan biaya transmisi dan distribusi sampai ke konsumen. Oleh karenanya dengan adanya peningkatan produksi listrik yang berasal dari penambahan kapasitas pembangkit listrik dari pembangkit listrik berbahan bakar *renewable* dan nuklir pada tahun

2010 sampai dengan 2030 pada kasus dasar dan kasus penghapusan *captive* menyebabkan biaya pokok produksi listrik rata-rata meningkat.

Tabel 10. Biaya Pokok Produksi Listrik rata-rata per Wilayah

(Rp/kWh)

	2010		2015		2020		2025		2030	
	Kasus Dasar	Kasus Captive								
Jawa	523	522	604	606	684	691	820	827	967	971
Sumatra	489	471	587	596	702	759	933	942	998	997
KalSel	463	453	708	702	752	665	803	1103	547	1063
KalBar	626	626	635	635	980	996	974	1093	976	1086
KalTeng	598	598	1046	1289	918	994	915	1096	918	1082
KalTim	310	311	379	474	423	743	490	1030	534	1015
SulSel	414	391	420	412	420	702	419	868	420	811
SulTra	861	893	1038	1337	811	848	872	924	757	866
Sulteng	819	885	1064	1411	768	800	833	877	766	837
SuLut	619	619	816	833	769	779	793	862	760	825
Maluku	554	554	994	999	902	1293	899	1283	905	1286
Papua	356	347	380	360	283	689	365	1187	365	1181
NTB	510	510	877	868	878	880	872	891	844	868
NTT	969	971	928	951	1046	1047	1038	1042	990	1017

Sumber: Keluaran Model MARKAL, 2004

4 KESIMPULAN

- 1) Sampai tahun 2004 masih banyak industri yang memanfaatkan *captive* untuk memproduksi listrik agar mendapatkan pasokan listrik secara berkesinambungan dengan tegangan yang relatif stabil yang belum didapatkan dari produksi listrik PLN. Hal tersebut disebabkan saat ini *availability* (ketersediaan) dan *reliability* (keandalan) dari listrik yang disediakan PLN masih relatif rendah, tetapi PLN sudah berkomitmen untuk meningkatkan keandalan dan menjaga kesinambungan suplai listriknya dan pada tahun 2020 PLN berharap kesinambungan suplai listrik dan keandalan penyediaan listrik dengan tegangan yang relatif stabil sesuai dengan tingkat yang diharapkan oleh semua konsumen. Selanjutnya, keberadaan *captive* (*captive* batubara, diesel, dan minyak bakar) di industri pada daerah yang dilewati listrik PLN berangsur-angsur dapat dihapuskan, sedangkan untuk melistriki daerah terpencil keberadaan *captive hydro/minihydro*, *photovoltaic* dan biomasa masih diperlukan.
- 2)
- 3) Hasil keluaran model MARKAL pada kasus dasar dan kasus penghapusan *captive* memperlihatkan bahwa setelah tahun 2020 semua jenis *captive* kecuali *captive* biomasa, *hydro/minihydro*, *photovoltaic* dan *cogeneration* sudah tidak diperlukan lagi. *Captive photovoltaic* dan biomasa pada ke dua kasus tersebut kapasitasnya meningkat, disebabkan *captive* ini terpasang di daerah terpencil yang jauh dari listrik PLN. Sedangkan *captive hydro/minihydro* kapasitasnya tetap karena *captive* tersebut mempunyai *life time* yang cukup lama yaitu 50 tahun, sedangkan penelitian ini hanya dilakukan pada kurun waktu 30 tahun. *Captive cogeneration* sebagai penghasil listrik tidak mungkin dihapuskan karena sangat menguntungkan, terutama pada industri yang menghasilkan *steam*. Dapat bersaingnya pemanfaatan *captive photovoltaic* dengan jenis *captive* lainnya pada ke dua kasus tersebut disebabkan biaya investasi dari *captive photovoltaic* diprediksi turun dari 5.830 juta \$/GW dan 3.190 juta \$/GW pada periode tahun 2000 dan 2005 menjadi 1.650 juta \$/GW dari tahun 2010 sampai tahun 2035.

Discounted dan *undiscounted* total sistem biaya pada kasus penghapusan *captive* pada tahun 2000 sampai 2010 lebih kecil dibandingkan dengan total sistem biaya pada kasus dasar, karena pemanfaatan *renewable* (panas bumi, tenaga air, tenaga surya, dan biomasa) pada kasus dasar lebih

tinggi dibandingkan kasus penghapusan *captive*. Pada umumnya biaya pembangkitan pembangkit listrik berbahan bakar *renewable* dan nuklir lebih tinggi dibandingkan dengan biaya pembangkit listrik berbahan bakar fosil (batubara, gas bumi, dan minyak). Oleh karenanya dengan adanya peningkatan kapasitas pembangkit listrik pada tahun 2010 sampai dengan 2030 pada kasus dasar dan kasus penghapusan *captive* yang sebagai peningkatan kapasitasnya berasal dari pembangkit listrik berbahan bakar *renewable* dan nuklir menyebabkan terjadi peningkatan pada biaya pokok produksi listrik rata-rata. Juga adanya peningkatan kapasitas pembangkit listrik *renewable* dan nuklir pada kasus dasar lebih besar dibandingkan kasus penghapusan *captive*, mengakibatkan *discounted* dan *undiscounted* total sistem biaya pada kasus penghapusan *captive* lebih tinggi dibanding kasus dasar, sebaliknya pada kasus penghapusan *captive* dapat mengurangi besarnya CO₂.

Setelah tahun 2010, yaitu tahun 2015 sampai tahun 2030 pemanfaatan *renewable* dan nuklir pada pembangkit listrik lebih besar dibandingkan dengan kasus dasar. Oleh karenanya dengan adanya Peningkatan minyak dan gas bumi pada kasus penghapusan *captive* dari kasus dasar masih lebih kecil dibandingkan pengurangan pemakaian batubara, oleh karena itu

DAFTAR PUSTAKA

- 1) 1. BPPT. *Indonesian MARKAL Database Document, 2004.*
2. BPPT. *Indonesia Energy Demand Forecast for the Period 2000 up to 2025. ASEAN Report.*
3. BPPT-BPMIGAS. *Laporan Studi Penyusunan dan Instalasi Sistem Analisis untuk Pemasaran Gas Bumi. 2003.*
4. Directorate General of Oil and Gas. *Statistik Ketenagalistrikan dan Energi Tahun 2003. Jakarta 2003.*
5. DESDM. *KEPMEN Rencana Umum Katenagalistrikan Nasional 2004-2013. 2004.*
6. PLN. *PLN Statistics 2002.*
7. PLN. *Rencana Penyediaan Tenaga Listrik Luar Jawa-Madura-Bali 2003-2010. Jakarta, September 2003.*
8. PT Parikesit Indotama-BPPT. *Laporan Hasil Studi Evaluasi dan Pengkajian Bidang Teknologi Energi. Desember 2003.*
9. _____. *Investment cost of Photovoltaic. US Research. 2004.*