

ANALISIS POTENSI PEMBANGKIT LISTRIK TENAGA SURYA DI INDONESIA

Irawan Rahardjo dan Ira Fitriana

ABSTRACT

The high generating cost of PV power generation makes this technology unattractive compared with the conventional power generation. Based on MARKAL model and the assumption that the investment cost of PV is considered constant of 1,650 US\$/kW after the year 2010, PV starts being economically feasible in the same year for rural area in some region in Indonesia. If the investment cost of PV is assumed to be constantly decline in every period, the competitiveness of PV is increasing and it is projected that the installed capacity would be four times as that in the base case in the year 2030.

In Java island, PV could competitive againsts other power generations because there is a limitation on coal harbor interms of loading capacity in Java. In the year 2030 PV could substitute some Coal Power Plant in some area in Indonesia.

1 PENDAHULUAN

Indonesia memiliki banyak potensi energi terbarukan, seperti tenaga air (termasuk minihidro), panas bumi, biomasa, angin dan surya (matahari) yang bersih dan ramah lingkungan, tetapi pemanfaatannya belum optimal. Belum optimalnya pemanfaatan energi terbarukan disebabkan biaya pembangkitan pembangkit listrik energi terbarukan, seperti tenaga surya, tidak dapat bersaing dengan biaya pembangkitan pembangkit listrik berbahan bakar energi fosil (bahan bakar minyak, gas bumi, dan batubara).

Indonesia terletak di garis katulistiwa, sehingga Indonesia mempunyai sumber energi surya yang berlimpah dengan intensitas radiasi matahari rata-rata sekitar 4.8 kWh/m² per hari di seluruh wilayah Indonesia. Dengan berlimpahnya sumber energi surya yang belum dimanfaatkan secara optimal, sedangkan di sisi lain ada sebagian wilayah Indonesia yang belum terlistriki karena tidak terjangkau oleh jaringan listrik PLN, sehingga Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) dengan sistemnya yang modular dan mudah dipindahkan merupakan salah satu solusi yang dapat dipertimbangkan sebagai salah satu pembangkit listrik alternatif. Sayangnya biaya pembangkitan PLTS masih lebih mahal apabila dibandingkan dengan biaya pembangkitan pembangkit listrik tenaga konvensional, karena sampai saat ini piranti utama untuk mengkonversi energi matahari menjadi energi listrik (modul fotovoltaik) masih merupakan piranti yang didatangkan dari luar negeri.

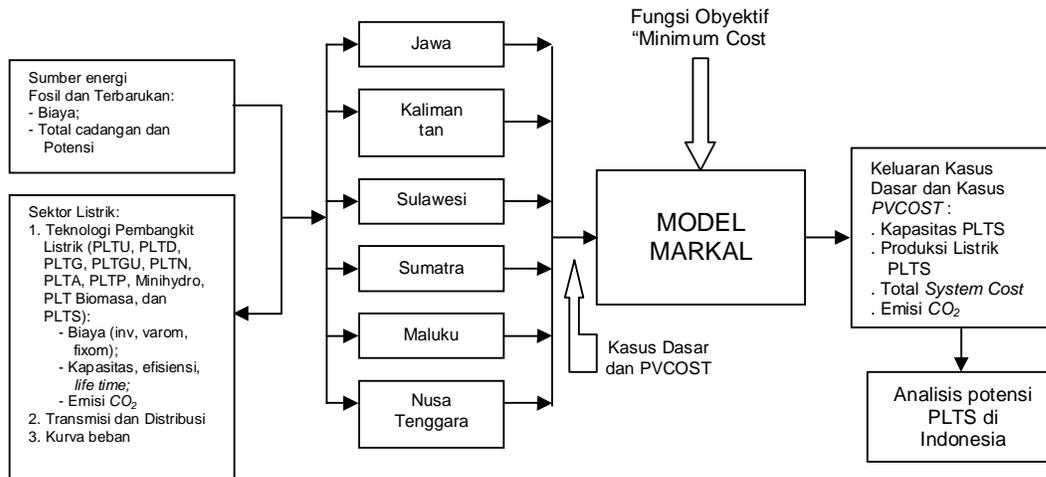
Walaupun pemanfaatan PLTS belum optimal, tetapi sudah cukup banyak dimanfaatkan pada perumahan atau sering disebut *Solar Home System* (SHS), pompa air, televisi, komunikasi, dan lemari pendingin di PUSKESMAS di beberapa wilayah Indonesia, khususnya di wilayah terpencil yang jauh dari jaringan listrik PLN. PLTS merupakan teknologi yang ramah lingkungan karena tidak melepaskan polutan seperti halnya pembangkit listrik tenaga fosil.

Untuk mendapatkan gambaran potensi penerapan PLTS di Indonesia terhadap kendala penerapan PLTS di Indonesia dengan mempertimbangkan berbagai variasi biaya investasi, dilakukan penelitian mengenai "Analisis Potensi Pembangkit Listrik Tenaga Surya di Indonesia". Penelitian ini dilakukan dengan menggunakan perangkat lunak dan biaya investasi PLTS yang bervariasi. Hasil penelitian ini dapat digunakan sebagai acuan dalam menentukan pembangkit listrik alternatif terutama di daerah terpencil.

2 METODOLOGI PENELITIAN

2.1 Perangkat Lunak

Perangkat lunak (*software*) yang digunakan dalam penelitian ini adalah model MARKAL, karena model ini memiliki kemampuan untuk menganalisis optimasi alternatif pembangkit listrik dengan mempertimbangkan biaya terendah untuk pemilihan sumber energi dan teknologi pembangkit listrik seperti ditunjukkan pada Gambar 1.



Gambar 1. Diagram Alir Analisis Potensi PLTS Di Indonesia

2.2 Analisis Potensi PLTS

Potensi PLTS dianalisis berdasarkan hasil keluaran model MARKAL dengan mengambil dua kasus yaitu kasus dasar (*BASE CASE*) dan kasus biaya investasi PLTS bervariasi (*PVCOST*). Kasus dasar merupakan kasus dimana semua kondisi diambil berdasarkan kondisi tahun 2000. Sedangkan pada kasus biaya investasi PLTS bervariasi, biaya investasi PLTS diasumsikan berdasarkan pada penelitian Amerika Serikat, dimana pada penelitian tersebut biaya investasi PLTS dimasa mendatang diperkirakan akan terus menurun.

Asumsi yang diperkirakan sama pada kedua kasus tersebut adalah harga minyak mentah sebesar 28 US\$/barrel, kapasitas pelabuhan penerima batubara di Pulau Jawa terbatas, pertumbuhan tenaga listrik sebesar 7% per tahun, biaya operasi dan pemeliharaan tetap (*FIXOM*) sebesar 1% dari biaya investasi, dan kurun waktu penelitian mulai tahun 2000 sampai dengan 2030.

Asumsi yang berbeda dari kedua kasus tersebut adalah biaya investasi PLTS. Biaya investasi PLTS pada kasus dasar diasumsikan sebesar 5.830 US\$/kW pada tahun 2000, 3.190 US\$/kW pada tahun 2005, dan 1.650 US\$/kW pada tahun 2010 sampai akhir periode. Sedangkan biaya investasi PLTS pada kasus *PVCOST* pada tahun 2000, 2005, dan 2010 diasumsikan sama dengan kasus dasar yaitu 1.650 US\$/kW, kemudian biaya investasi ini menurun menjadi 1.430 US\$/kW pada tahun 2015, 1.210 US\$/kW pada tahun 2020, 1.089 US\$/kW pada tahun 2025, dan 968 US\$/kW pada tahun 2030.

Optimisasi potensi PLTS dengan menggunakan model MARKAL pada kedua kasus tersebut, dipertimbangkan berdasarkan biaya sistem penyediaan energi yang rendah dan dampak penggunaan energi terhadap lingkungan yang minimal. Hasil keluaran model MARKAL yang diperlukan untuk menganalisis perbedaan potensi PLTS di Indonesia pada kasus dasar dan *PVCOST* adalah kapasitas dan produksi listrik dari PLTS, *total system cost*, dan total emisi CO₂.

3 HASIL PENELITIAN

3.1 Analisis Potensi Energi Surya

Indonesia mempunyai intensitas radiasi yang berpotensi untuk membangkitkan energi listrik, dengan rata-rata daya radiasi matahari di Indonesia sebesar 1000 Watt/m². Data hasil pengukuran intensitas radiasi tenaga surya di seluruh Indonesia yang sebagian besar dilakukan oleh BPPT dan sisanya oleh BMG dari tahun 1965 hingga 1995 ditunjukkan pada Tabel 1.

Tabel 1. Intensitas Radiasi Matahari di Indonesia

Propinsi	Lokasi	Tahun Pengukuran	Posisi Geografis	Intensitas Radiasi (Wh/m ²)
NAD	Pidie	1980	4°15' LS; 96°52' BT	4.097
SumSel	Ogan Komering Ulu	1979-1981	3°10' LS; 104°42' BT	4.951
Lampung	Kab. Lampung Selatan	1972-1979	4°28' LS; 105°48' BT	5.234
DKI Jakarta	Jakarta Utara	1965- 1981	6°11' LS; 106°05' BT	4.187
Banten	Tangerang	1980	6°07' LS; 106°30' BT	4.324
	Lebak	1991 - 1995	6°11' LS; 106°30' BT	4.446
Jawa Barat	Bogor	1980	6°11' LS; 106°39' BT	2.558
	Bandung	1980	6°56' LS; 107°38' BT	4.149
Jawa Tengah	Semarang	1979-1981	6°59' LS; 110°23' BT	5.488
DI Yogyakarta	Yogyakarta	1980	7°37' LS; 110°01' BT	4.500
Jawa Timur	Pacitan	1980	7°18' LS; 112°42' BT	4.300
KalBar	Pontianak	1991-1993	4°36' LS; 9°11' BT	4.552
KalTim	Kabupaten Berau	1991-1995	0°32' LU; 117°52' BT	4.172
KalSel	Kota Baru	1979 - 1981	3°27' LS; 114°50' BT	4.796
		1991 - 1995	3°25' LS; 114°41' BT	4.573
Gorontalo	Gorontalo	1991-1995	1°32' LU; 124°55' BT	4.911
SulTeng	Donggala	1991-1994	0°57' LS; 120°0' BT	5.512
Papua	Jayapura	1992-1994	8°37' LS; 122°12' BT	5.720
Bali	Denpasar	1977- 1979	8°40' LS ; 115°13' BT	5.263
NTB	Kabupaten Sumbawa	1991-1995	9°37' LS; 120°16' BT	5.747
NTT	Ngada	1975-1978	10°9' LS; 123°36' BT	5.117

Sumber: BPPT, BMG

Pada Tabel 1 terlihat bahwa Nusa Tenggara Barat dan Papua mempunyai intensitas radiasi matahari paling tinggi di seluruh wilayah Indonesia, sedangkan Bogor mempunyai intensitas radiasi matahari paling rendah di seluruh wilayah Indonesia. Dalam penelitian potensi PLTS di Indonesia ini, semua wilayah baik yang mempunyai intensitas radiasi matahari paling tinggi maupun paling rendah dipertimbangkan.

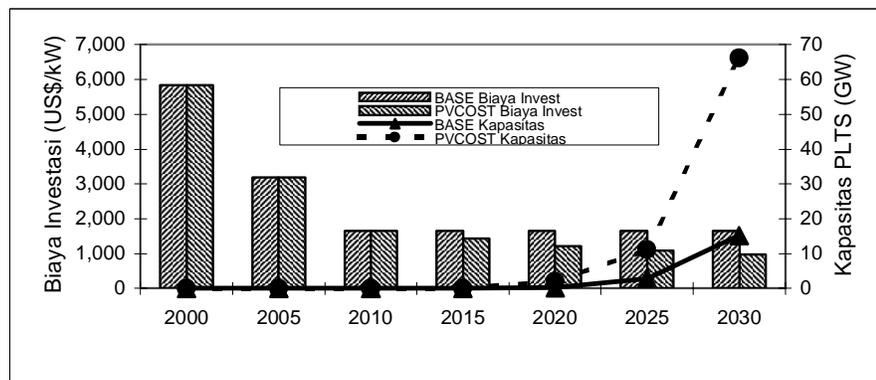
Secara umum biaya pembangkitan PLTS lebih mahal dibandingkan dengan biaya pembangkitan pembangkit listrik tenaga fosil, pembangkit listrik tenaga air, minihidro, dan panas bumi. Tetapi seiring dengan adanya penelitian dari Amerika yang menyatakan bahwa biaya investasi PLTS di masa datang akan menurun, sehingga dengan dihapuskannya subsidi Bahan Bakar Minyak (BBM) secara bertahap dimungkinkan PLTS dapat dipertimbangkan sebagai pembangkit listrik alternatif.

Pada tahun 2002, masih banyak daerah terpencil dan pedesaan yang tidak dilewati jaringan listrik PLN, sehingga hanya pembangkit listrik tenaga diesel (PLTD) yang dimanfaatkan di daerah tersebut. Dengan makin sulitnya memperoleh kesinambungan pasokan minyak solar, menyebabkan beberapa wilayah di Indonesia memanfaatkan PLTS untuk substitusi PLTD. Pemanfaatan PLTS khusus untuk daerah pedesaan yang kebutuhan listriknya rendah, mengingat di daerah ini listrik diutamakan untuk penerangan. Selain untuk penerangan ada beberapa wilayah yang memanfaatkan PLTS sebagai sumberdaya listrik untuk telekomunikasi, lampu suar, lemari pendingin (Puskesmas), dan pompa air. Pada tahun tersebut, total kapasitas terpasang PLTS di wilayah Indonesia hampir mencapai 3 MWp.

3.2 Analisis Perkiraan Kapasitas Listrik PLTS pada Kasus Dasar dan PVCOST

Berdasarkan output model MARKAL dari kasus dasar dan PVCOST terlihat bahwa dengan biaya investasi PLTS sebesar 1.650 US\$/kW, pada tahun 2010 PLTS sudah dapat bersaing dengan pembangkit listrik lainnya. Walaupun pada kenyataannya pada tahun 2002 beberapa wilayah di Indonesia telah memanfaatkan PLTS hampir sebesar 3 MWp yang diterapkan oleh Badan Pengkajian dan Penerapan Teknologi (BPPT) yang mengacu pada Bantuan Presiden (BANPRES), bantuan dari luar negeri (AUSAid dan World Bank) serta beberapa badan Pemerintah lainnya seperti Direktorat Jendral Listrik Pertambangan dan Energi (DJLPE), Pememerintah Daerah (PEMDA) dan badan pemerintah lainnya yang dialokasikan di Provinsi Nanggroe Aceh Darussalam, Sumatra Utara, Riau, Sumatra Selatan, Lampung, Jawa Barat, Jawa Tengah, Jawa Timur, Kalimantan Tengah, Kalimantan Selatan, Sulawesi Utara, Sulawesi Tengah, Sulawesi Tenggara, Sulawesi Selatan, Nusa Tenggara Barat, Nusa Tenggara Timur, Maluku dan Papua. Akan tetapi pemanfaatan PLTS tersebut dalam penerapannya tidak didasarkan pada harga ekonomi.

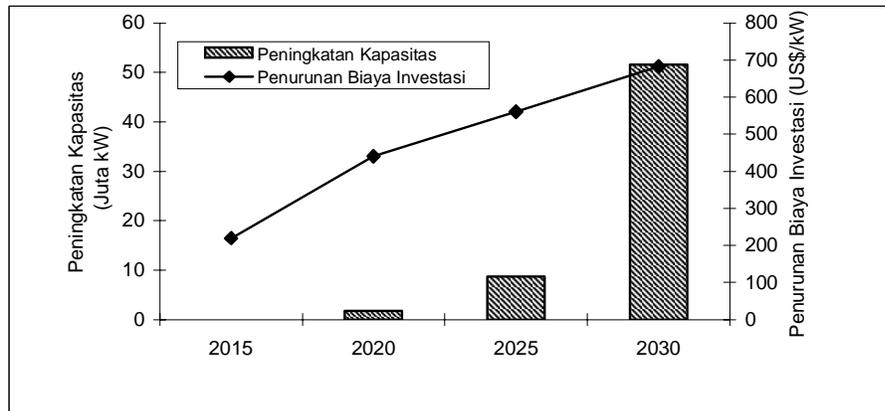
Pada tahun 2010, kapasitas terpasang PLTS dari kedua kasus tersebut baru sekitar 0,0075 GW atau sekitar dua setengah kali lipat dari kapasitas terpasang pada tahun 2002. Sedangkan pada tahun 2015 kapasitas terpasang PLTS untuk kedua kasus tersebut meningkat menjadi 0,02 GW dan pada tahun 2030 kapasitas terpasang PLTS meningkat menjadi 15,15 GW pada kasus dasar dan 66,07 GW pada kasus PVCOST. Dengan demikian, kapasitas terpasang PLTS pada kasus PVCOST pada akhir periode (2030) meningkat hingga 4 (empat) kali kapasitas PLTS terpasang pada kasus dasar. Pertumbuhan kapasitas rata-rata pada kasus dasar dan kasus PVCOST selama kurun waktu 15 tahun adalah 55,6% per tahun pada kasus dasar dan 71,7% per tahun pada kasus PVCOST. Pertumbuhan yang sangat besar tersebut dapat dikatakan tidak rasional, karena pada kenyataannya biaya investasi PLTS di Indonesia tidak akan menurun secara drastis dari 5.830 US\$/kW menjadi 1.650 US\$/kW dan akhirnya menjadi 968 US\$/kW. Hal tersebut disebabkan piranti utama PLTS yaitu modul fotovoltaik masih diimpor dari negara lain dan efisiensi dari modul fotovoltaik sangat rendah yaitu sebesar 16% yang menyebabkan harga PLTS per kW masih sangat tinggi. Grafik 1 menunjukkan perkiraan biaya investasi dan kapasitas terpasang PLTS di Indonesia dari tahun 2000 sampai dengan tahun 2030 pada kasus dasar dan PVCOST.



Grafik 1. Perbandingan biaya investasi dan kapasitas PLTS (Kasus Dasar dan PVCOST)

Adanya penurunan biaya investasi pada PVCOST terhadap kasus dasar sebesar 220 US\$/kW pada tahun 2015, 440 US\$/kW pada tahun 2020, 561 US\$/kW pada tahun 2025, dan 682 US\$/kW pada tahun 2030 menyebabkan terjadinya peningkatan kapasitas PLTS pada PVCOST yang ditunjukkan pada Grafik 2.

Penurunan biaya investasi PLTS tidak berbanding lurus dengan peningkatan kapasitas, dimana penurunan biaya investasi sebesar 561 US\$/kW sangat berpengaruh pada peningkatan kapasitas PLTS yang terjadi pada tahun 2025 dengan biaya investasi PLTS sebesar 1.089 US\$/kW. Hal tersebut menunjukkan bahwa penurunan biaya investasi sebesar 561 US\$/kW adalah merupakan titik jenuh persaingan biaya investasi PLTS dengan pembangkit listrik lainnya.



Grafik 2. Penurunan biaya investasi dan Peningkatan kapasitas PLTS (Kasus Dasar dan PVCOST)

3.2.1 Pemanfaatan PLTS per Wilayah

Seperti yang telah dijelaskan sebelumnya pada tahun 2002 total kapasitas terpasang PLTS di wilayah Indonesia hampir mencapai 3 MWp, seiring dengan adanya Bantuan Presiden (melalui BPPT) pada tahun 1996 tentang pemanfaatan PLTS di 15 provinsi di Indonesia, khususnya di wilayah-wilayah terpencil yang sulit dijangkau oleh jaringan distribusi listrik nasional (PLN) dengan kapasitas 50 Wp per rumah tangga dengan total unit sebanyak 3.430. Selanjutnya, pemerintah mencetuskan Program Listrik Sejuta Rumah, khususnya untuk 9 provinsi di Kawasan Timur Indonesia yang sampai saat ini telah terpasang sebanyak 37.800 unit. Kemudian ditambah dengan kapasitas terpasang PLTS yang diterapkan melalui DJLPE, Pemerintah Daerah, Departemen Kesehatan, dan Badan Pemerintah lainnya. Sayangnya pemanfaatan PLTS ini tidak dapat berkembang, bahkan sebagian PLTS yang terpasang telah rusak dan belum diperbaiki karena banyak mengalami kendala teknis dan ekonomi seperti tingginya biaya investasi dan perawatan.

Sejalan dengan penurunan biaya investasi PLTS seperti yang diasumsikan pada penelitian ini, prospek pemanfaatan PLTS di kemudian hari akan semakin terbuka, terutama di daerah yang pasokan listriknya terbatas dan tidak terjangkau listrik PLN. Perkiraan kapasitas dan produksi listrik PLTS di beberapa wilayah pada kasus dasar dan kasus penurunan biaya investasi PLTS ditunjukkan pada tabel 2.

Tabel 2. Kapasitas Dan Produksi Listrik PLTS pada Kasus Dasar dan PVCOST

Wilayah	Kasus	2010		2015		2020		2025		2030	
		Kap. (GW)	Prod. (PJ)								
Jawa	BASE	0	0	0	0	0	0	0	0	12,16	92,85
	PVCOST	0	0	0	0	1,39	10,61	5,32	40,6	46,65	356,17
Kalimantan	BASE	0	0	0	0	0,13	1,01	0,54	4,13	0,64	4,88
	PVCOST	0	0	0	0	0,43	3,32	0,77	5,91	1,67	12,68
Sumatra	BASE	0	0	0	0	0	0	2,3	17,58	2,3	17,58
	PVCOST	0	0	0	0	0,09	0,67	4,67	35,63	16,85	128,65
Sulawesi	BASE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	PVCOST	0	0	0	0	0	0	0,32	2,43	0,79	5,94
Maluku	BASE	0	0	0,01	0,09	0,02	0,15	0,03	0,24	0,04	0,32
	PVCOST	0	0	0,01	0,09	0,02	0,15	0,03	0,24	0,04	0,32
Nusa Tenggara	BASE	0,0075	0,03	0,01	0,08	0,01	0,08	0,01	0,08	0,01	0,08
	PVCOST	0,0075	0,03	0,01	0,08	0,04	0,28	0,05	0,42	0,07	0,52
TOTAL	BASE	0,0075	0,03	0,02	0,17	0,16	1,24	2,28	22,03	15	115,71
	PVCOST	0,0075	0,03	0,02	0,17	1,97	15,03	11,16	85,23	66,07	504,28

Sumber: Keluaran Model MARKAL

Sesuai hasil model MARKAL dengan biaya investasi sebesar 1.650 US\$/kW, pada tahun 2010 Nusa Tenggara sudah dapat memanfaatkan PLTS untuk memenuhi kebutuhan listriknya, pada tahun 2015 selain Nusa Tenggara, Maluku juga dapat memanfaatkan PLTS untuk memenuhi kebutuhan listriknya. Hal tersebut sangat tepat karena kedua wilayah tersebut mempunyai potensi intensitas radiasi

matahari yang tinggi sekitar 5,7 kWh per m², kondisi geografis yang terdiri dari beberapa kepulauan yang menyebabkan penduduknya tersebar, pasokan listrik terbatas, adanya kebijakan pemerintah daerah untuk memprioritaskan pembangunan pembangkit listrik skala kecil yang memanfaatkan sumber energi setempat dan terbarukan, serta mengembangkan tenaga listrik yang modular yang dapat diinstalasi di lokasi yang sulit tanpa membutuhkan jaringan transmisi dan distribusi.

Pada Tabel 2 terlihat bahwa apabila biaya investasi PLTS tetap sebesar 1.650 US\$/kW, pada tahun 2010, PLTS selain dapat diinstalasi di Maluku dan Nusa Tenggara juga dapat diinstalasi di Kalimantan.

PLTS sangat berpotensi untuk diterapkan di Maluku karena Maluku mempunyai kondisi geografi yang terdiri dari kepulauan. Hal tersebut yang menyebabkan produksi listrik PLTS di Maluku meningkat dengan laju pertumbuhan rata-rata 6,24% per tahun, yaitu dari 0,09 PJ pada tahun 2015 menjadi 0,32 PJ pada tahun 2030. Nusa Tenggara Barat dan Nusa Tenggara Timur menggunakan PLTD untuk memenuhi beban puncaknya, tetapi PLTD di wilayah ini umumnya sudah tua sehingga produksi listriknya semakin menurun, sehingga pada tahun 2010, PLTS sudah mulai berperan di kedua wilayah Nusa Tenggara dengan total produksi listrik sebesar 0,03 PJ (kasus dasar dan *PVCOST*) dan meningkat menjadi 0,08 PJ (kasus dasar) dan 0,52 PJ (*PVCOST*) pada tahun 2030. PLTS di wilayah ini tidak mampu bersaing dengan PLTA dan PLTU Batubara 7 MW dan hanya menggantikan kapasitas PLTD yang semakin berkurang.

Hampir 96% dari kapasitas terpasang PLTD berada di luar Jawa, tetapi sebagian besar PLTD tersebut telah berusia cukup tua, misalnya PLTD di Kalimantan Timur dan Riau telah beroperasi selama 15 sampai 25 tahun yang menyebabkan produksi listriknya semakin menurun, kondisi ini merupakan salah satu faktor bagi meningkatnya peran PLTS.

Di wilayah Kalimantan, dalam rangka pemerataan pembangunan, pemerintah daerah Kalimantan telah melakukan optimasi penyediaan listrik untuk memenuhi kebutuhan listrik di daerah terpencil dan terisolir dengan memanfaatkan PLTS melalui dana APBN dan APBD. PLTS di Kalimantan dapat menunjang PLTD yang digunakan untuk memenuhi beban puncak, khusus di Kalimantan Barat, pemanfaatan PLTS akan bersaing dengan PLTA. Produksi listrik PLTS di Kalimantan pada tahun 2020 adalah 1,01 PJ (kasus dasar) dan 3,32 PJ (*PVCOST*) dan pada tahun 2030 meningkat menjadi 4,88 PJ (kasus dasar) dan 12,68 PJ (*PVCOST*). Berlainan dengan Kalimantan Barat, PLTS di Kalimantan Timur akan dapat bersaing dengan PLTU Batubara 100 MW dengan catatan setelah biaya investasi PLTS lebih rendah dari 1.650 US\$/kW, sedangkan di Kalimantan Tengah PLTS mulai berperan pada tahun 2030.

Seiring dengan meningkatnya kebutuhan listrik di Sumatra dan umur PLTD yang terpasang sudah mencapai lebih dari 15 tahun, memungkinkan pada tahun 2025 wilayah Sumatra juga memerlukan pemanfaatan PLTS untuk menunjang pasokan listrik di wilayah tersebut, khususnya di daerah terpencil dan di daerah yang terisolasi. Produksi listrik dari PLTS pada tahun 2025 sebesar sebesar 17,58 PJ (kasus dasar), sedangkan pada *PVCOST*, pada tahun 2020 PLTS sudah mulai berperan dengan produksi listrik sebesar 0,67 PJ dan meningkat menjadi 128,65 PJ pada tahun 2030. Meningkatnya peran PLTS di Sumatra ditunjang dari umur PLTD di wilayah ini sudah tua, serta adanya rencana strategis pemerintah daerah untuk memenuhi kebutuhan listrik dengan memanfaatkan sumber energi setempat seperti mini/mikrohidro dan energi surya sejak tahun 2005.

Seperti halnya di wilayah Sumatra, di Jawa pertumbuhan konsumsi tenaga listrik rata-rata dari tahun 1999 sampai dengan tahun 2003 mencapai 7% per tahun, apabila pertumbuhan konsumsi tenaga listrik rata-rata diasumsikan tetap, pada tahun 2030 Jawa diperkirakan membutuhkan PLTS sebesar 12,16 GW. Hal tersebut dipicu dengan terbatasnya pasokan gas bumi, BBM, dan batubara pada pembangkit listrik, mengingat gas bumi lebih diutamakan untuk memenuhi kebutuhan bahan baku dan bahan bakar di sektor industri, sedangkan BBM lebih diutamakan untuk memenuhi kebutuhan bahan bakar di sektor transportasi. Selain itu, untuk meningkatkan pemakaian batubara harus ditunjang pengembangan pelabuhan penerima batubara di Jawa. Pengembangan pelabuhan penerima batubara di Jawa memerlukan lahan sangat luas dengan biaya investasi yang relatif besar. Akan tetapi pemanfaatan PLTS sebesar 12,16 GW pada kasus dasar dan 46,65 GW pada kasus *PVCOST* di Jawa dan 16,85 GW pada kasus *PVCOST* di Sumatra dapat dikatakan tidak rasional mengingat

masih ada sumber energi setempat yang dapat dimanfaatkan seperti mini/mikrohidro dan panas bumi yang belum dimanfaatkan secara optimal.

3.2.2 Pengaruh Penggunaan Bahan Bakar terhadap Total Biaya Sistem

Hasil keluaran model MARKAL menunjukkan bahwa selama jangka waktu 30 tahun (2000-2030) besarnya total biaya sistem pemenuhan kebutuhan energi adalah 678.140 juta US\$ pada kasus dasar dan kasus *PVCOST* adalah sebesar 675.854 juta US\$. Penurunan total biaya sistem pada kasus *PVCOST* ini disebabkan adanya penurunan penggunaan energi fosil, seperti minyak, gas, batubara, dan nuklir. Sehingga peningkatan penggunaan energi terbarukan tidak berpengaruh terhadap penurunan biaya sistem, karena peningkatan kapasitas pembangkit listrik tertinggi terjadi pada pembangkit listrik tenaga air termasuk mini/mikrohidro yang biaya investasinya relatif murah, sedangkan PLTS kapasitasnya relatif kecil dibandingkan dengan pembangkit listrik tenaga air.

Pengaruh yang sangat besar terhadap penurunan biaya sistem adalah pada penurunan PLTN, karena biaya investasi PLTN lebih tinggi dibanding dengan pembangkit listrik fosil. Hal tersebut mengakibatkan perbedaan kapasitas yang relatif kecil akan berdampak pada penurunan total biaya sistem yang cukup berarti apalagi ditunjang dengan adanya penurunan kapasitas pembangkit listrik fosil. Untuk pembangkit listrik yang berbahan bakar minyak dan batubara pada perbedaan penggunaan yang besar baru sangat berpengaruh terhadap penurunan total biaya sistem, karena biaya investasi dan distribusi serta penambangan dari minyak bumi dan batubara relatif rendah, apalagi harga BBM masih disubsidi.

Berdasarkan hasil model ternyata penurunan penggunaan energi minyak dan batubara sebesar 10.684 PJ dan 10.162 PJ akan sangat berpengaruh terhadap penurunan total biaya sistem. Berlainan dengan gas bumi walaupun penurunan penggunaan energi gas sebesar 183 PJ sedikit berpengaruh terhadap penurunan total sistem biaya akan tetapi peranan penurunan gas bumi terhadap penurunan total sistem biaya tidak dapat diabaikan. Pengaruh penggunaan bahan bakar terhadap total biaya sistem ditunjukkan pada Tabel 3.

Tabel 3. Pengaruh Penggunaan Bahan Bakar terhadap Total Biaya Sistem

Kasus	Total Biaya Sistem (mUS\$)	Penggunaan				
		Minyak (PJ)	Gas (PJ)	Batubara (PJ)	Nuklir (PJ)	Energi Terbarukan (PJ)
BASE	678140	219851	78119	227252	14704	120732
PVCOST	675854	209167	77936	217090	14662	142027
Perbedaan	-2286	-10684	-183	-10162	-42	21295

Sumber: Keluaran Model MARKAL

3.2.3 Perbedaan Emisi CO₂ pada Kasus Dasar dan *PVCOST*

Sebagaimana diketahui PLTS adalah termasuk pembangkit listrik bersih dan tidak menghasilkan CO₂ seperti pembangkit listrik energi fosil. Perbedaan emisi CO₂ pada kasus dasar dan kasus *PVCOST* dipicu dengan adanya perbedaan penggunaan energi minyak dan batubara, sedangkan penggunaan gas hanya sedikit berpengaruh. Pengurangan penggunaan minyak, batubara dan gas bumi pada *PVCOST* dari kasus dasar terhadap total konsumsi energi pada tahun 2030 lebih besar dibandingkan pada tahun 2010, sehingga pengurangan emisi CO₂ pada tahun 2030 menjadi paling optimal. Pada tahun 2030 diasumsikan bahan bakar fosil sudah semakin terbatas dan sebagai gantinya untuk memenuhi kebutuhan listrik akan ditunjang dari PLTN dan pembangkit listrik energi terbarukan. Sedangkan pada tahun 2015 sampai dengan tahun 2025, penggunaan batubara dan gas bumi pada *PVCOST* sedikit lebih tinggi dibandingkan dengan kasus dasar yang berakibat pada peningkatan besarnya CO₂. Peningkatan penggunaan batubara dan gas bumi dipicu adanya peningkatan kebutuhan listrik tetapi pemanfaatan PLTD di seluruh wilayah Indonesia terbatas. Perbandingan emisi CO₂ pada kasus dasar dan *PVCOST* ditunjukkan pada Tabel 4.

Tabel 4. Perbandingan Emisi CO₂ pada Kasus Dasar dan *PVCOST* (JutaTon)

Kasus	2010	2015	2020	2025	2030
BASE	140,70	120,06	97,23	75,19	61,84
<i>PVCOST</i>	140,39	121,06	97,46	77,33	55,53
Perbedaan	-0,31	1,00	0,23	2,14	-6,31

Sumber: Keluaran model MARKAL

4 KESIMPULAN

Intensitas radiasi matahari rata-rata di seluruh wilayah Indonesia sekitar 4,8 kWh/m² yang berpotensi untuk membangkitkan energi listrik dan dapat digunakan sebagai sumber energi alternatif. Kendala yang dihadapi pada penerapan PLTS di Indonesia adalah tingginya biaya investasi, piranti utama PLTS yaitu modul fotovoltaik masih diimpor dari negara lain dan efisiensi dari modul fotovoltaik hanya sebesar 16% yang menyebabkan harga PLTS per kW masih sangat tinggi. Oleh karena itu untuk meningkatkan kapasitas terpasang dari PLTS, Pemerintah perlu mengeluarkan regulasi atau menambah kandungan lokal terhadap pembuatan piranti pendukung PLTS. Penambahan kandungan lokal tersebut akan menekan biaya pembangkitan PLTS sehingga PLTS menjadi lebih beralasan sebagai pembangkit listrik alternatif.

Hasil keluaran model MARKAL mengidentifikasi bahwa pada kasus dasar meskipun biaya investasi tetap konstan sebesar 1.650 US\$/kW, PLTS sejak tahun 2010 dapat bersaing dengan pembangkit listrik lainnya, bahkan setiap periode terjadi kenaikan kapasitas. Hal ini disebabkan pada tahun 2010 PLTD di beberapa wilayah Indonesia, khususnya di wilayah-wilayah terpencil seperti di Maluku, Nusa Tenggara dan Kalimantan kapasitasnya berkurang, sehingga untuk daerah yang berpotensi memanfaatkan PLTS akan menggantikan kekurangan kapasitas PLTD dengan PLTS. Selain kapasitas PLTD berkurang karena umurnya juga karena biaya bahan bakarnya yang semakin mahal dengan adanya penghapusan subsidi BBM secara bertahap

Peningkatan kapasitas PLTS juga dipicu dengan penurunan biaya investasi, sehingga diasumsikan apabila biaya investasi terus menurun di setiap periode (*PVCOST*), pada akhir periode (tahun 2030) kapasitas terpasang PLTS diproyeksikan dapat mencapai lebih dari 4 kali kapasitas terpasang PLTS pada kasus dasar. Kenaikan kapasitas PLTS yang tinggi pada akhir periode ini terjadi di wilayah Jawa dan Sumatra.

Peranan PLTS di Jawa dan Sumatra disebabkan gas bumi dan bahan bakar minyak sudah terbatas, sehingga gas bumi lebih diutamakan untuk memenuhi kebutuhan industri dari pada untuk pembangkit listrik.

Di Sulawesi, PLTS baru dapat bersaing dengan pembangkit energi lain bila biaya investasi diturunkan hingga di bawah 1.650 US\$/kW sebagaimana diasumsikan pada kasus penurunan biaya investasi PLTS (*PVCOST*).

Maluku dan Nusa Tenggara yang kondisi geografisnya terdiri dari kepulauan dengan biaya investasi sebesar 1.650 US\$/kW, PLTS sudah dapat bersaing dengan pembangkit lain, dan dengan semakin menurunnya biaya investasi PLTS, peran PLTS di kedua wilayah itu akan semakin meningkat.

PLTS di Papua tidak dapat bersaing dengan pembangkit lain, karena Papua mempunyai beberapa sumber energi (tenaga air, gas bumi, minyak bumi, dan batubara) yang berpotensi untuk menghasilkan listrik melalui PLTA, PLTD, PLTG dan Cogeneration, sehingga semurah apapun biaya investasi, PLTS tetap tidak terpilih.

DAFTAR PUSTAKA

1. AusAID – ASEAN, AAECF Energy Policy and System Analysis Project, *Third National Policy Study for Indonesia, 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*, 2004.
2. BPPT. *Out put model MARKAL*
3. Fitriana, I., *Evaluation of Socio-Economic Aspects Of Solar Home System Programme Implementation In Indonesia*, 2003
4. Schweizer-Ries, P., Fitriana, I., *The BANPRES-LTSMD-Programme, Report on the Questionnaire*, ISE – Fraunhofer, 1998
5. [http: www.infobmg.com](http://www.infobmg.com).

