



UNIVERSITAS INDONESIA

**PERUMUSAN TARIF PEMBELIAN LISTRIK PADA REGULASI
FEED-IN TARIFF UNTUK TEKNOLOGI *PHOTOVOLTAIC*
SERTA ANALISA PENERAPANNYA DI INDONESIA**

TESIS

ASHADI

1006802793

FAKULTAS TEKNIK

MANAJEMEN ENERGI DAN KETENAGALISTRIKAN

JAKARTA

JUNI 2012



UNIVERSITAS INDONESIA

**PERUMUSAN TARIF PEMBELIAN LISTRIK PADA
REGULASI *FEED-IN TARIFF* UNTUK TEKNOLOGI *PHOTOVOLTAIC*
SERTA ANALISA PENERAPANNYA DI INDONESIA**

TESIS

Diajukan sebagai syarat untuk memperoleh gelar Magister Teknik

ASHADI

1006802793

**FAKULTAS TEKNIK
MANAJEMEN ENERGI DAN KETENAGALISTRIKAN
JAKARTA
JUNI 2012**

HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

**Tesis ini adalah hasil karya saya sendiri
dan semua sumber baik yang dikuti maupun dirujuk
telah saya nyatakan dengan benar**

Nama : Ashadi

NPM : 1006802793

Tanda Tangan : 

Tanggal : 12 Juni 2012

LEMBAR PERSETUJUAN

Makalah tesis dengan judul :

**“ PERUMUSAN TARIF PEMBELIAN LISTRIK PADA
REGULASI *FEED-IN TARIFF* UNTUK TEKNOLOGI *PHOTOVOLTAIC*
SERTA ANALISA PENERAPANNYA DI INDONESIA ”**

dibuat untuk melengkapi persyaratan kurikulum program Magister Bidang Ilmu Teknik Universitas Indonesia guna memperoleh gelar Magister Teknik, pada Program Pascasarjana Program Studi Manajemen Energi dan Ketenagalistrikan.

Makalah tesis ini dapat disetujui untuk diajukan dalam sidang ujian Tesis.

Jakarta, 12 Juni 2012

Dosen Pembimbing,



Prof. Ir. Rinaldy Dalimi, M.Sc, Ph.D.

HALAMAN PENGESAHAN

Tesis ini diajukan oleh :

Nama : Ashadi
NPM : 1006802793
Program Studi : Manajemen Energi dan Ketenagalistrikan.
Judul Tesis : Perumusan Tarif Pembelian Listrik pada Regulasi
Feed-in Tariff untuk Teknologi Photovoltaic serta
Analisa Penerapannya di Indonesia

Telah berhasil dipertahankan di hadapan Dewan Penguji dan diterima sebagai bagian persyaratan yang diperlukan untuk memperoleh gelar Magister Teknik pada Program Studi Manajemen Energi dan Ketenagalistrikan Fakultas Teknik Elektro Universitas Indonesia.

DEWAN PENGUJI

Pembimbing : Prof. Ir. Rinaldy Dalimi, M.Sc, Ph.D. (.....)

Penguji : Prof. Dr. Ir. Rudy Setiabudy, DEA (.....)

Penguji : Ir. Amien Rahardjo, M.T. (.....)

Penguji : Dr. Ing Eko Adhi Setiawan S.T., M.T. (.....)

Ditetapkan di : Jakarta

Tanggal : 26 Juni 2012

KATA PENGANTAR

Puji dan syukur tak hentinya saya panjatkan kepada Tuhan Yang Maha Esa, atas berkah dan rahmatnya saya dapat menyelesaikan tesis ini. Penulisan tesis ini dilakukan dalam rangka memenuhi salah satu syarat untuk mencapai gelar Magister Teknik untuk program studi Manajemen Energi dan Ketenagalistrikan pada Fakultas Teknik Universitas Indonesia.

Saya menyadari bahwa tanpa bantuan dan bimbingan dari berbagai pihak, dari masa perkuliahan sampai pada penyusunan tesis ini tidaklah mudah. Oleh karena itu, saya ingin mengucapkan terima kasih kepada :

1. Prof. Ir. Rinaldy Dalimi, M.Sc, Ph.D. selaku dosen pembimbing yang telah menyediakan waktu, tenaga dan pikiran untuk mengarahkan saya dalam penyusunan tesis ini.
2. Orang tua dan keluarga yang senantiasa memberikan doa, dukungan dan motivasi.
3. Seluruh dosen dan rekan di Manajemen Energi dan Ketenagalistrikan Universitas Indonesia
4. Seluruh rekan di Manajemen Telekomunikasi Universitas Indonesia
5. Semua pihak yang telah membantu dalam proses penyusunan tesis ini.

Semoga Tuhan Yang Maha Esa melimpahkan kebaikan-Nya untuk membalas jasa rekan-rekan sekalian. Dan semoga tesis ini mampu memberikan kontribusi bagi ilmu pengetahuan, almamater dan bangsa.

Jakarta, 12 Juni 2012

Penulis

**HALAMAN PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI
TUGAS AKHIR UNTUK KEPENTINGAN AKADEMIS**

Sebagai civitas akademika Universitas Indonesia, saya yang bertanda tangan di bawah ini :

Nama : Ashadi
NPM : 1006802793
Program Studi : Manajemen Energi dan Ketenagalistrikan
Departemen : Teknik Elektro
Fakultas : Teknik
Jenis Karya : Tesis

Demi pengembangan ilmu pengetahuan, menyetujui untuk memberikan Universitas Indonesia **Hak Bebas Royalti Non Eksklusif** (*Non-exclusive Royalty-Free Right*) atas karya ilmiah saya yang berjudul:

“ PERUMUSAN TARIF PEMBELIAN LISTRIK PADA REGULASI *FEED-IN TARIFF* UNTUK TEKNOLOGI *PHOTOVOLTAIC* SERTA ANALISA PENERAPANNYA DI INDONESIA ”

Dengan Hak Bebas Royalti Non Eksklusif ini, Universitas Indonesia berhak menyimpan, mengalihmedia/formatkan, mengelola dalam bentuk pangkalan data (*database*), merawat, dan mempublikasikan tugas akhir saya selama tetap mencantumkan nama saya sebagai penulis/pencipta dan sebagai pemilik Hak Cipta.

Demikian pernyataan ini saya buat dengan sebenar-benarnya.

Dibuat di : Jakarta,

Pada tanggal : 12 Juni 2012

Yang Menyatakan,


(Ashadi)

ABSTRAK

Nama : Ashadi
Program Studi : Manajemen Energi dan Ketenagalistrikan
Judul : Perumusan Tariff Pembelian Listrik pada Kebijakan Feed-in
Tariff untuk Listrik Tenaga Matahari di Indonesia

Pada tesis ini dilakukan suatu studi untuk merumuskan tarif pembelian listrik tarif bagi kebijakan Feed-in Tariff untuk teknologi Photovoltaic di Indonesia. Penentuan tarif dilakukan berdasarkan prinsip Levelized Cost of Electricity generation (LCOE). Model perhitungan kemudian pada software Microsoft Excel. Solar PV Syatem yang akan dijadikan acuan model adalah tipe Grid-Connected PV System without Battery. Setelah model perhitungan dibuat, dilakukan pengumpulan data baik data international maupun lokal untuk kemudian dikalkulasikan ke dalam model dan didapatkan hasil akhir berupa rekomendasi tarif FIT, yaitu dalam range Rp. 1987 / kWh – Rp. 4503 / kWh. Hasil rekomendasi tarif FIT ini kemudian dibandingkan dengan tarif FIT dari berbagai negara di dunia.

Selanjutnya dilakukan simulasi bila kebijakan FIT dengan tarif hasil perhitungan tersebut diimplementasikan. Analisa dan rekomendasi diberikan pada bagian akhir.

Kata kunci :

Feed-in Tariff, Photovoltaic, Energi Matahari, LCOE, tarif listrik, sistem energi, energi baru dan terbarukan.

ABSTRACT

Name : Ashadi
Study Program : Energi and Electrical Power Management
Title : Design of Electricity Tariff for Feed-in Tariff Policy for Solar Power Electricity in Indonesia

In this thesis, a study on the design of a electricity tariff for Feed-in Tariff policy for Photovoltaic technology in Indonesia has been done. Tariff is determined based on Levelized Cost of Electricity generation (LCOE) principle. A calculation model is established under Microsoft Excel software. A Grid-Connected PV System without Battery model is used for LCOE calculation. Next step was data collection from both international and local resources. Data was then fed into the model and the end product is the recommended FIT Tariff, which is in the range of Rp. 1987 / kWh – Rp. 4503 / kWh. This recommended FIT Tariff was then compared to FIT tariff from other country.

Simulation is then being done under scenario that FIT policy is implemented using the recommended FIT Tariff. Analysis and recommendation is given by the end of paper.

Key words:

Feed-in Tariff, Photovoltaic, Solar Power, LCOE, electricity tariff, energy system, new and renewable energy.

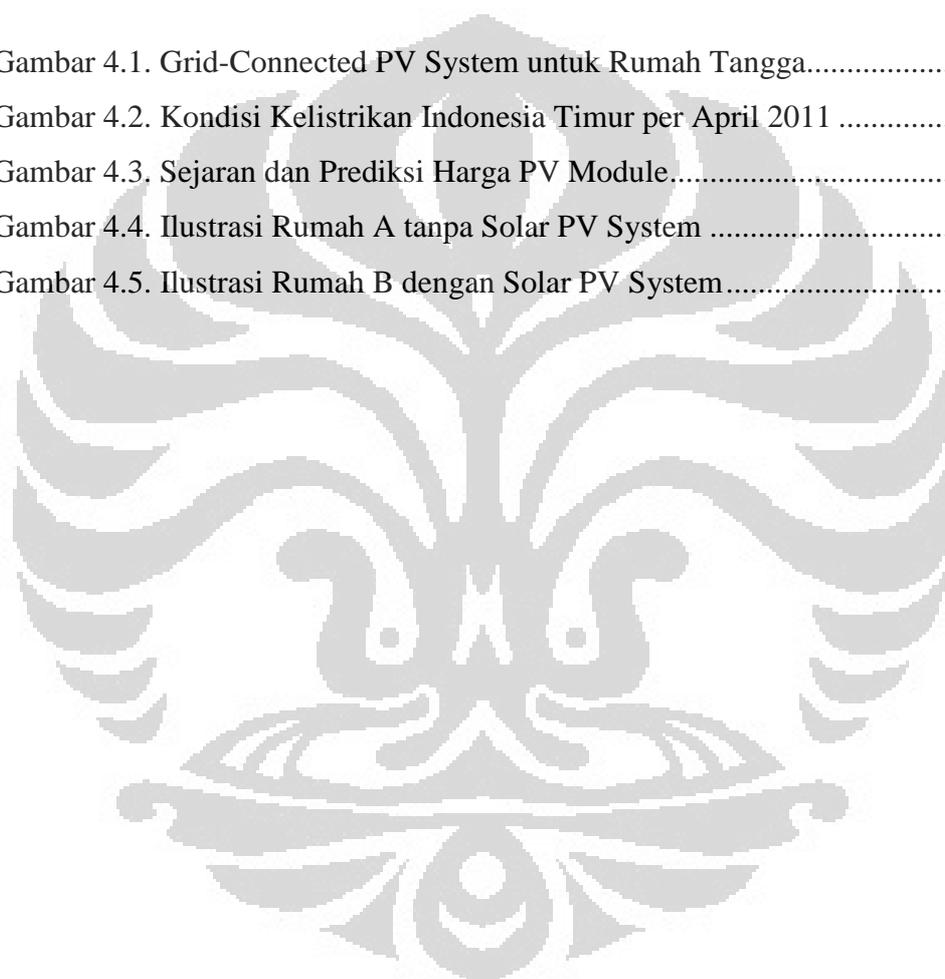
DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL.....	i
HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS.....	ii
LEMBAR PERSETUJUAN.....	iii
HALAMAN PENGESAHAN.....	iv
KATA PENGANTAR	v
LEMBAR PERSETUJUAN PUBLIKASI KARYA ILMIAH.....	vi
ABSTRAK	vii
ABSTRACT	viii
DAFTAR ISI.....	ix
DAFTAR GAMBAR	x
DAFTAR TABEL.....	xii
DAFTAR ACUAN	xiv
DAFTAR PUSTAKA	xv
DAFTAR LAMPIRAN.....	xvii
BAB I. PENDAHULUAN.....	1
1.1. Latar Belakang	1
1.2. Perumusan Masalah	3
1.3. Tujuan Penulisan.....	3
1.4. Batasan Permasalahan.....	4
1.5. Sistematika Penulisan	5
BAB II. TINJAUAN PUSTAKA	6
2.1 Tinjauan 1 : Situasi Energi dan Kelistrikan di Indonesia.....	6
2.2 Tinjauan 2 : Potensi EBT di Indonesia	21
2.3 Tinjauan 3 : Prinsip Teknologi Sel Surya (<i>Photovoltaic</i>).....	25
2.4 Tinjauan 4 : Konsep Feed-in Tariff.....	44
2.5 Tinjauan 5 : Pelaksanaan FIT di Indonesia	61
2.6 Keterkaitan Antar-Tinjauan Pustaka, Kerangka Konsep, dan Perumusan Permasalahan Penelitian.....	66
BAB III. METODOLOGI PENELITIAN.....	69
3.1 Deskripsi Penelitian	69
3.2 Tahap 1 : Perancangan Model Perhitungan Tarif	74
3.3 Tahap 2 : Pengumpulan Data.....	88
3.4 Tahap 3 : Proses Perhitungan.....	93
3.5 Tahap 4 : Analisa dan Justifikasi Hasil Perumusan	99
3.6 Ringkasan Hasil Penelitian	108
BAB IV. SIMULASI & ANALISA	109
4.1 Simulasi Penerapan Kebijakan FIT di Indonesia	109
4.2 Dampak Penerapan Kebijakan FIT	115
4.3 Konsep FIT New Generation	126
4.4 Rekomendasi	132
BAB V. PENUTUP	133

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1. Peta Wilayah Indonesia.....	7
Gambar 2.2. Sistem Energi Indonesia.....	8
Gambar 2.3. Energi Balance Indonesia.....	9
Gambar 2.4. Peta Wilayah Usaha PLN.....	14
Gambar 2.5. Intensitas Radiasi Matahari di Bumi.....	23
Gambar 2.6. Rantai Proses Pembuatan Panel Surya.....	25
Gambar 2.7. Konfigurasi Sel Surya.....	26
Gambar 2.8. Proses Kerja Efek <i>Photovoltaic</i>	30
Gambar 2.9. Konfigurasi Sel Surya Terhubung Seri.....	32
Gambar 2.10. Konfigurasi Sel Surya Terhubung Paralel.....	32
Gambar 2.11. Konfigurasi Panel Surya.....	33
Gambar 2.12. Kurva I-V.....	34
Gambar 2.13. Skema Stand-Alone PV System with Battery.....	36
Gambar 2.14. Skema Stand-Alone PV System without Battery.....	38
Gambar 2.15. Skema Grid-Connected PV System with Battery.....	39
Gambar 2.16. Skema Grid-Connected PV System without Battery.....	40
Gambar 2.17. Skema Jaringan untuk Mekanisme FIT.....	42
Gambar 2.18. Peranan Kebijakan FIT dalam Sistem Energi.....	44
Gambar 2.19. Skema Perangkat untuk program FIT.....	47
Gambar 2.20. Ilustrasi Ekspor-Impor Listrik pada Skema FIT.....	48
Gambar 2.21. Lingkup Kebijakan FIT.....	50
Gambar 2.22. Skema EEG di Jerman.....	56
Gambar 2.23. Pertumbuhan PV di Jerman.....	57
Gambar 2.24. Perbandingan Cost of Power Generation di Jepang.....	59
Gambar 2.25. Lokasi Geothermal di Kamojang.....	62
Gambar 3.1. Skema Penulisan dan Metodologi Penelitian.....	68
Gambar 3.2. Skema Grid-Connected PV System without Battery.....	75
Gambar 3.3. Perbandingan Harga Teknologi PV.....	76

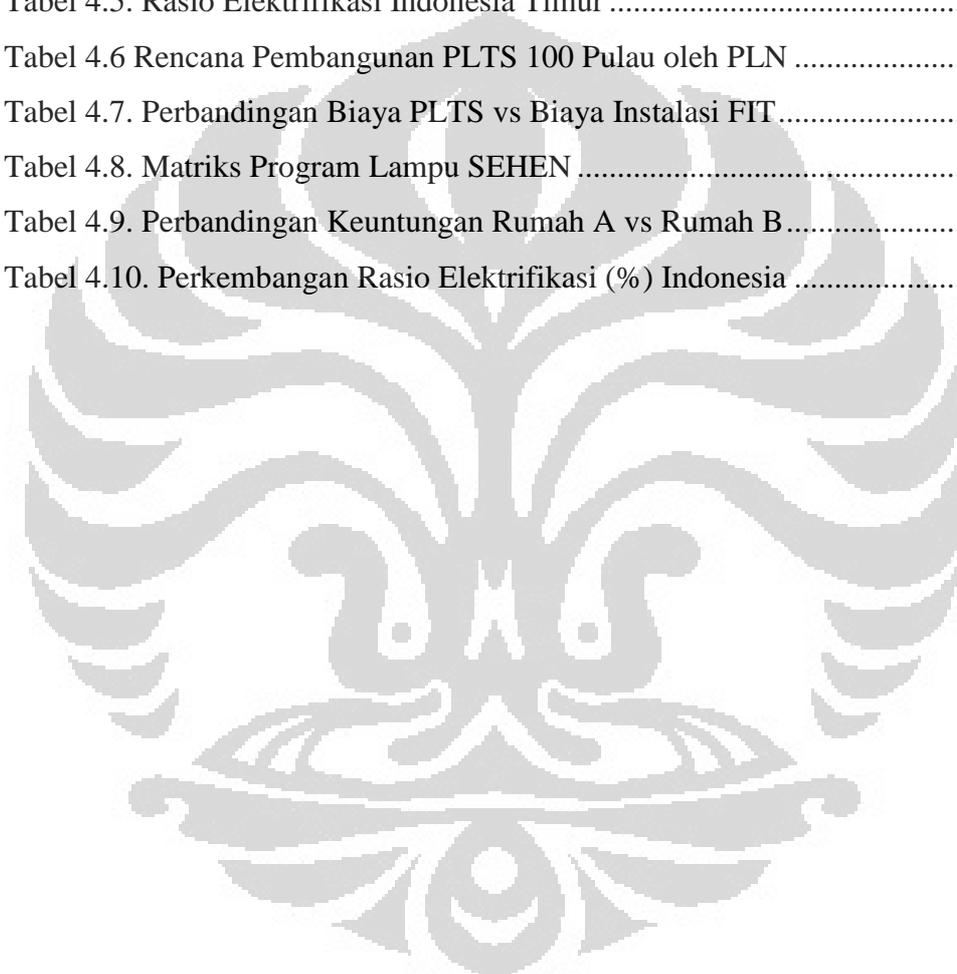
Gambar 3.4. Model Perhitungan Total Lifetime Cost.....	84
Gambar 3.5. Model Perhitungan Total Lifetime Energy Generation.....	86
Gambar 3.6. Formulasi Perhitungan Total Lifetime Cost.....	93
Gambar 3.7. Komposisi Harga Solar PV System	94
Gambar 3.8. Formulasi Perhitungan Total Lifetime Energy Generation.....	95
Gambar 3.9. Model Perhitungan Tarif FIT	97
Gambar 3.10. Solar Insolation di Indonesia tahun 1983-2005.....	100
Gambar 4.1. Grid-Connected PV System untuk Rumah Tangga.....	102
Gambar 4.2. Kondisi Kelistrikan Indonesia Timur per April 2011	106
Gambar 4.3. Sejarah dan Prediksi Harga PV Module.....	112
Gambar 4.4. Ilustrasi Rumah A tanpa Solar PV System	115
Gambar 4.5. Ilustrasi Rumah B dengan Solar PV System.....	116



DAFTAR TABEL

Tabel 2.1. Data Sosial, Ekonomi, dan Energi Indonesia.....	7
Tabel 2.2. Cadangan dan Produksi Energi Indonesia tahun 2008	9
Tabel 2.3. Wilayah Pengelolaan Listrik di Indonesia	11
Tabel 2.4. Data Jumlah Pelanggan PLN	14
Tabel 2.5. Penjualan Tenaga Listrik PLN.....	14
Tabel 2.6. Perkembangan Rasio Elektrifikasi (%).....	16
Tabel 2.7. Pertumbuhan Beban Puncak Sistem Jawa Bali 2006-2010	17
Tabel 2.8. Kapasitas Terpasang Pembangkit (MW) Tahun 2010	18
Tabel 2.9. Kapasitas Terpasang Pembangkit Sistem Jawa-Bali Tahun 2010	19
Tabel 2.10. Klasifikasi EBT di Indonesia	21
Tabel 2.11. Potensi EBT di Indonesia.....	22
Tabel 2.12. Potensi Energi Matahari di Indonesia	23
Tabel 2.13. Struktur Tarif pada Regulasi FIT	52
Tabel 2.14. Negara dengan Kebijakan FIT	55
Tabel 2.15. Kebijakan <i>Renewable Energies</i> di Jepang	59
Tabel 2.16. Tarif FIT di Malaysia.....	60
Tabel 2.17. Potensi Geothermal di Indonesia	63
Tabel 2.18. Pengembang Geothermal di Indonesia	63
Tabel 3.1. Tarif Listrik Rumah Tangga	71
Tabel 3.2. Perbandingan Jenis PV Panel.....	71
Tabel 3.3. Rancangan Struktur Tarif pada Regulasi FIT	72
Tabel 3.4. Asumsi Teknis dan Asumsi Ekonomi.....	79
Tabel 3.5. Data Harga Komponen Solar PV System	89
Tabel 3.6. Data Proyek PLTS PLN.....	90
Tabel 3.7. Data Harga PV Module dan Inverter dari Manufaktur	90
Tabel 3.8. Rangkuman Data Hasil Pengumpulan	91
Tabel 3.9. Data Nilai LCOE Berbagai Negara.....	101
Tabel 3.10. Data LCOE dari SunPower	102

Tabel 3.11. Tarif FIT untuk PV di Malaysia.....	103
Tabel 3.12. Tarif FIT untuk PV di China.....	104
Tabel 4.1 Biaya Pokok Penyediaan Listrik PT. PLN Tahun 2008.....	98
Tabel 4.2 Perbandingan BPP PLN dengan Tarif FIT	99
Tabel 4.3. Proyeksi Keuntungan Solar PV System 2000 Wp.....	104
Tabel 4.4. Potensi Keuntungan PLN dengan Penerapan Kebijakan FIT	105
Tabel 4.5. Rasio Elektrifikasi Indonesia Timur	107
Tabel 4.6 Rencana Pembangunan PLTS 100 Pulau oleh PLN	108
Tabel 4.7. Perbandingan Biaya PLTS vs Biaya Instalasi FIT.....	109
Tabel 4.8. Matriks Program Lampu SEHEN	111
Tabel 4.9. Perbandingan Keuntungan Rumah A vs Rumah B.....	116
Tabel 4.10. Perkembangan Rasio Elektrifikasi (%) Indonesia	118



BAB I.

PENDAHULUAN

1.1. LATAR BELAKANG

Keseluruhan alam semesta (universe) ini pada dasarnya hanya tersusun dari dua hal utama, yaitu Energi dan Massa (Materi). Kedua hal inilah, Energi dan Materi, yang membentuk keseluruhan kehidupan di alam semesta (universe) ini.

Sayangnya, dunia (bumi) yang kita tempati saat ini sedang mengalami krisis akan kedua hal tersebut. Bumi ini sedang mengalami krisis energi, dimana banyak masyarakat yang masih belum memperoleh akses energi yang memadai. Selain itu, mayoritas jenis energi yang digunakan saat ini (fossil) pun akan segera habis. Selain itu, bumi kita juga mengalami krisis materi. Krisis materi dalam artian bahwa akibat pemanasan global, kondisi materi (lingkungan) yang kita tempati saat ini menjadi rusak dan menjadi tidak layak huni. Saat ini bahkan ada beberapa pulau yang masih dihuni manusia terancam hilang sebagai akibat dari kerusakan lingkungan.

Hukum Termodinamika memang menyatakan bahwa Energi adalah Kekal, dan begitupun Materi adalah Kekal. Hanya kenyataannya, mayoritas jenis energi yang digunakan saat ini berasal dari Fossil, dimana penggunaan Fossil tersebut mengakibatkan jenis energi yang terkandung di dalamnya berubah bentuk, dan belum ditemukan cara untuk mengembalikan (reverse) bentuk energi tersebut. Bila hal ini tidak ditangani maka krisis energi tinggal menunggu waktu. Untuk itu, perlu dilakukan langkah antisipasi dan korektif untuk mencegah bencana krisis energi terjadi.

JENIS		MASALAH		SOLUSI
ENERGI	→	KRISIS ENERGI	→	ENERGI BARU&TERBARUKAN
MATERI	→	KRISIS LINGKUNGAN	→	RAMAH LINGKUNGAN

Jawaban atau solusi terhadap kedua krisis tersebut adalah dengan memulai menggunakan jenis energi yang mempunyai sifat Terbarukan (Renewable) serta ramah lingkungan (Clean/Green), atau biasa disebut Energi Baru dan Terbarukan (EBT).

Indonesia saat ini pun mengalami dua krisis pada saat bersamaan, yaitu krisis energi dan krisis lingkungan. Krisis energi karena masih banyak masyarakat Indonesia yang belum memperoleh akses energi yang memadai dan diprediksi akan terus demikian bila situasi berjalan seperti biasa (Business as Usual). Di sisi lain, Indonesia memiliki potensi Energi Baru dan Terbarukan yang melimpah yang dapat dimanfaatkan sebagai salah satu alternatif dalam mengatasi krisis energi. Salah satu potensi energi terbesar yang dimiliki Indonesia adalah energi matahari. Indonesia terletak di garis khatulistiwa dan memiliki iklim tropis sehingga energi matahari yang diterima di Indonesia sebenarnya sangat melimpah secara kuantitas. Hal ini didorong dengan kenyataan bahwa teknologi pemanfaatan energi matahari melalui panel surya (PV) telah tersedia. Teknologi ini dimulai sejak puluhan tahun yang lalu dan terus berkembang pesat. Walaupun demikian, harga teknologi panel surya ini masih relatif mahal sehingga akibatnya harga unit energi yang dihasilkan melalui teknologi panel surya yang memanfaatkan matahari ini masih relatif mahal juga. Permasalahan lainnya adalah masyarakat telah terlanjur nyaman menggunakan energi fosil (beserta turunannya). Sistem pembangkit listrik, transportasi, rumah tangga, perkantoran telah didesain sedemikian rupa dengan menggunakan fosil sebagai sumber energinya. Untuk itu, tantangan terbesar adalah melakukan perubahan menuju penggunaan energi terbarukan ini.

Untuk itulah dibutuhkan suatu inisiatif kebijakan dari pemerintah dalam rangka membuat pemanfaatan energi matahari yang dihasilkan melalui PV ini menjadi menarik. Salah satunya adalah melalui kebijakan FIT. Kebijakan FIT merupakan kebijakan yang mengatur prosedur (teknis, tarif, dan umum) pembelian listrik dari masyarakat yang memproduksi listrik (produser) oleh pembeli (dalam hal ini pemerintah). Pada kebijakan FIT ini diatur berbagai hal terkait jual beli, termasuk harga pembelian listrik serta durasi kontraknya. Dengan demikian maka masyarakat akan terdorong untuk menghasilkan listrik dengan memanfaatkan energi matahari, karena listrik tersebut dapat dijual (ada pembeli yang pasti) dan menghasilkan pendapatan buat mereka. Kebijakan FIT ini sendiri telah diterapkan di lebih dari 50 negara di dunia untuk berbagai jenis teknologi

energi. Di Indonesia sendiri hingga saat ini kebijakan FIT untuk teknologi PV masih belum diterapkan,

1.2. PERUMUSAN MASALAH

Permasalahan utama yang menjadi subjek dari penelitian ini adalah kenyataan bahwa Indonesia saat ini belum memiliki Kebijakan FIT untuk teknologi Photovoltaic. Dengan demikian, yang menjadi pertanyaan/permasalahan utama penelitian ini adalah :

“ Berapakah tarif pembelian listrik yang optimal bagi kebijakan FIT untuk teknologi PV di Indonesia”

Untuk menjawab pertanyaan di atas, maka perlu dijawab pertanyaan-pertanyaan terkait yang kemudian menjadi dasar dari penulisan tesis ini, yaitu :

- 1) Bagaimanakah metode perhitungan tariff FIT ?
- 2) Berapakah hasil perhitungannya berdasarkan kondisi saat ini ?
- 3) Bagaimanakah dampaknya bila kebijakan FIT tersebut diterapkan di Indonesia ?

Tesis ini akan memberikan solusi atau jawaban atas permasalahan-permasalahan tersebut di atas.

1.3. TUJUAN PENULISAN

Ada tiga tujuan utama dari penulisan tesis ini. Ketiga tujuan utama tersebut adalah :

- 1) Membuat model perhitungan tariff FIT untuk teknologi PV di Indonesia
- 2) Melakukan simulasi perhitungan tarif dengan menggunakan data faktual
- 3) Melakukan analisa bila kebijakan FIT tersebut diterapkan.

Selain itu, terdapat tujuan-tujuan tambahan dari penulisan tesis ini. Tujuan tambahan tersebut antara lain :

- 1) Memberikan gambaran mengenai kondisi energi dan kelistrikan di Indonesia

- 2) Memberikan penjelasan mengenai definisi dan prinsip kerja dari teknologi Photovoltaic (PV)
- 3) Memberikan penjelasan mengenai konsep dan mekanisme Feed-in Tariff serta implementasinya di dunia internasional

Penulisan tesis ini juga diharapkan dapat memberikan manfaat kepada para pihak terkait. Manfaat yang diharapkan oleh penulis dapat diberikan bilamana tesis ini telah selesai dan disetujui, antara lain :

- 1) Bagi pembuat kebijakan/pemerintah, akan terbantu untuk merumuskan kebijakan FIT bagi teknologi PV.
- 2) Bagi masyarakat, akan terbantu untuk memahami dasar-dasar kebijakan FIT serta bagaimana tarif pembelian listrik ditentukan.
- 3) Bagi industri, akan terbantu untuk mengkalkulasi nilai keekonomisan investasinya
- 4) Bagi akademisi, akan terbantu untuk mendalami penelitian-penelitian lebih lanjut terkait kebijakan FIT.

Dengan demikian, telah jelas tujuan dari penulisan tesis ini serta manfaat yang diharapkan dapat diterima oleh berbagai pihak.

1.4. BATASAN MASALAH

Agar lingkup penelitian tetap terfokus dan memiliki arah yang jelas, maka batasan masalah perlu ditentukan di awal. Adapun batasan masalah dari penelitian yang dilakukan pada tesis ini adalah sebagai berikut :

- 1) Pemodelan tarif akan dilakukan untuk sistem pembangkit Solar PV System kapasitas kecil (<5500 Wp).
- 2) Sistem pembangkit listrik yang akan digunakan dalam pemodelan adalah tipe Grid-Connected Solar PV System without Battery
- 3) Spesifikasi untuk setiap komponen dalam sistem yang dimodelkan akan ditentukan oleh penulis.
- 4) Faktor *tariff degression rate* dan *learning rate* diabaikan.

- 5) Faktor-faktor tak terduga seperti krisis ekonomi, bencana alam, dan sejenisnya diabaikan dalam perhitungan.
- 6) Diasumsikan bahwa selama masa hidup sistem (*Lifetime PV System*) kondisi berjalan normal (*Business as Usual*).

1.5. SISTEMATIKA PENULISAN

Tesis ini dibuat dengan sistematika penulisan sebagai berikut. Bab 1 merupakan bagian pendahuluan yang menjelaskan latar belakang, perumusan masalah, tujuan penulisan, batasan masalah, serta sistematika penulisan dari proposal tesis ini. Bab 2 merupakan tinjauan pustaka. Kelima tinjauan pustaka akan dibahas secara detail disini. Kemudian dibuat keterkaitan antar tinjauan pustaka, kerangka konsep, yang melahirkan identifikasi masalah utama. Bab 3 membahas mengenai langkah-langkah perancangan model perhitungan tarif FIT. Deskripsi penelitian serta tahapan-tahapan penelitian akan dipaparkan disini. Bab 4 merupakan simulasi, analisa, dan rekomendasi. Pada bab ini akan dilakukan simulasi bila kebijakan ini diterapkan. Akan dilakukan analisa dan terakhir diberikan rekomendasi. Bab 5 merupakan penutup, yang akan merangkum pembahasan yang telah dihasilkan pada bab-bab sebelumnya.

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

Bab ini akan melakukan tinjauan pustaka terhadap subjek yang terkait dengan penelitian. Ada lima tinjauan pustaka yang akan ditelaah. Tinjauan pertama dimulai dengan pemaparan mengenai situasi energi dan kelistrikan di Indonesia. Akan diketahui bahwa saat ini Indonesia mengalami krisis energi. Selanjutnya dijelaskan mengenai potensi energi baru dan terbarukan di Indonesia yang dapat dimanfaatkan sebagai salah satu solusi bagi krisis energi maupun krisis lingkungan. Potensi EBT ini termasuk potensi energi matahari yang sangat melimpah di Indonesia. Kemudian prinsip teknologi sel surya (Photovoltaic), sebagai teknologi yang dapat memanfaatkan energi matahari menjadi energi listrik, akan dipaparkan. Selanjutnya kebijakan konsep dan mekanisme Feed-in Tariff, sebagai salah satu inisiatif kebijakan untuk memacu pemanfaatan energi matahari melalui teknologi PV akan dijelaskan. Tinjauan terakhir membahas mengenai pelaksanaan kebijakan FIT untuk berbagai jenis teknologi energi di Indonesia.

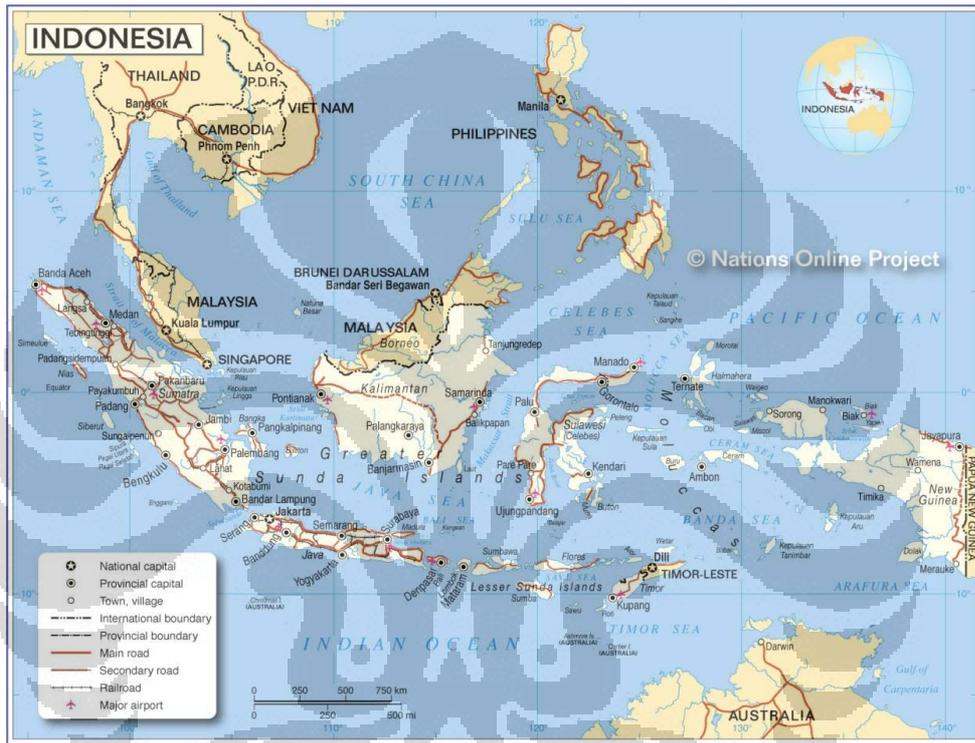
Tinjauan pustaka akan membahas mengenai apa yang telah dilakukan, sedang dilakukan, dan akan dilakukan oleh berbagai peneliti maupun industri terhadap subjek tersebut. Keterkaitan antara kelima tinjauan pustaka tersebut akan dibahas dan beranjak dari sana akan diidentifikasi permasalahan utama yang menjadi dasar pembuatan tulisan ini. Pertanyaan tersebut akan kemudian dicarikan solusinya pada seminar dan tesis akhir.

2.1 TINJAUAN PUSTAKA 1 : SITUASI ENERGI DAN KELISTRIKAN DI INDONESIA

Tinjauan pustaka pertama akan memberikan gambaran umum situasi energi di Indonesia termasuk situasinya kelistrikannya. Pada bagian ini akan dapat disimpulkan bahwa saat ini negara Indonesia mengalami krisis energi dan akan tetap demikian di masa yang akan datang bila kondisi berjalan normal (Business as Usual) tanpa dilakukan inisiatif perubahan.

2.1.1 Sistem Energi di Indonesia

Pembahasan akan dimulai dengan pengenalan terhadap kondisi umum di Indonesia, dilanjutkan dengan sistem energi di Indonesia serta data statistik energi di tahun 2010. Indonesia merupakan suatu negara kepulauan yang terletak di Asia Tenggara dan dilalui garis khatulistiwa. Peta situasi Indonesia dapat dilihat pada gambar berikut.



Gambar 2.1. Peta Wilayah Indonesia

Data statistik Indonesia, terutama menyangkut kependudukan, ekonomi, dan energi dapat dilihat pada tabel berikut ini :

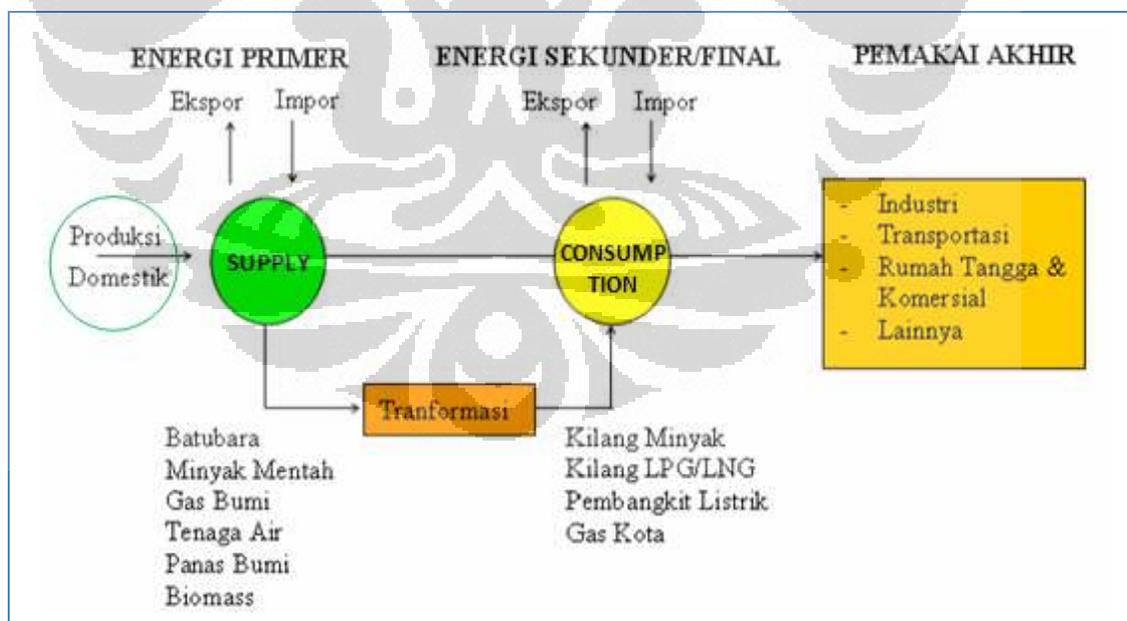
Tabel 2.1. Data Sosial, Ekonomi, dan Energi Indonesia

A. SOCIO ECONOMY		
Luas Wilayah	7.788.810,32	km ²
Luas Wilayah Daratan	1.910.931,32	km ²
Populasi	237.641,00	ribu jiwa
Populasi Rumah Tangga	59.1189,90	ribu rumah tangga

Total GDP	6.422,92	Trilyun rupiah
Pendapatan per Kapita	27.027,82	Ribu rupiah/tahun
B. ENERGY PRODUCTION		
Crude Oil	344.888,00	Ribu barel
Natural Gas	3.047,85	BSCF
Coal	275.164,20	Ribu Ton
Hydro	17.676,69	Gwh
Geothermal	66.736,00	Ribu ton steam

Data di atas merupakan kondisi untuk tahun 2010, yang diambil dari berbagai sumber terpercaya. Setelah mengetahui kondisi umum Indonesia, bagian selanjutnya adalah mengenai sistem energi di Indonesia

Suatu sistem energi, secara sederhana terdiri dari empat tahapan utama, yang dimulai dari Primary Energy Production, Primary Energy Supply, Final Energy Supply, dan Final Energy Consumption. Hubungan antara keempat tahapan tersebut dapat dilihat pada diagram berikut ini :



Gambar 2.2. Sistem Energi Indonesia

Mengacu pada gambar di atas, sistem energi dimulai dari produksi domestik yang akan menghasilkan energi primer. Energi primer ini selanjutnya dapat diekspor, diimport, dikonsumsi langsung (sebagai energi final) ataupun ditransformasikan. Energi final merupakan energi yang akan dikonsumsi. Energi final dapat berasal dari hasil transformasi energi primor ataupun hasil impor.

Selanjutnya perlu diketahui potensi dan produksi energi di Indonesia baik untuk energi fosil maupun non-fosil (Energi Baru dan Terbarukan). Berikut datanya yang diambil dari sumber terpercaya (ESDM, 2008) dan dikonversi oleh penulis agar menggunakan satuan unit yang sama :

Tabel 2.2. Cadangan dan Produksi Energi Indonesia tahun 2008

FOSSIL	Tahun 2008		
	CADANGAN & PRODUKSI		
	Reserve (Ribu BOE)	Produksi (ribu BOE)	Sisa (Tahun)
Minyak	8.200.000	357.000	22,97
Gas	33.716.000	444.238	75,90
Batubara	82.540.000	961.800	85,82
	124.456.000	1.763.038	70,59
NON-FOSSIL (EBT)	Potensi (GW)	Kapasitas (GW)	Sisa (Tahun)
Geothermal	27,5	1,0500	∞
Biomass	49,8	0,4000	∞
Hydro	75,6	4,2000	∞
Mikro Hidro	0,5	0,0860	∞
Surya	1.200,0	0,0120	∞
Angin	9,3	0,0011	∞
	1.363	5,75	∞

(Sumber : data ESDM – telah diolah kembali)

Pada bagian ini, penulis mencoba menggambarkan sistem energi di Indonesia lengkap dengan data statistiknya. Data bersumber dari Handbook of Energy and Economic Statistic of Indonesia 2011. Berikut ini diagram sistem energi di Indonesia hasil karya orisinil dari penulis tentunya tetap dengan mengutip/mengacu dari beberapa sumber.

2.1.2 Kondisi Kelistrikan di Indonesia

Setelah mengetahui situasi sistem energi di Indonesia dalam gambaran besar, selanjutnya secara khusus akan dibahas mengenai situasi dan kondisi kelistrikan di Indonesia.

Wilayah Pengelolaan Kelistrikan Indonesia

Di Indonesia, PLN merupakan satu-satunya pemegang izin usaha penyedia tenaga listrik hingga saat ini, sebagaimana diatur melalui Pasal 10 ayat (4) dan Pasal 56 ayat (1) Undang-Undang. Sejalan dengan reorganisasi PLN, wilayah operasi dibagi menjadi 3 wilayah, yaitu Indonesia Barat, Indonesia Timur dan Jawa-Bali. Berikut tabel wilayah pengelolaan listrik Indonesia beserta dengan unit-unit pengelolanya :

Tabel 2.3. Wilayah Pengelolaan Listrik di Indonesia

WILAYAH OPERASI INDONESIA BARAT	PENGELOLA
Sumatera	<p><u>Bagian Pelayanan :</u></p> <ul style="list-style-type: none">▪ PLN Wilayah Nanggroe Aceh Darussalam▪ PLN Wilayah Sumatera Utara▪ PLN Wilayah Sumatera Barat▪ PLN Wilayah Riau dan Kepri▪ PLN Wilayah Sumatera Selatan-Jambi-Bengkulu▪ PLN Wilayah Lampung▪ PLN Wilayah Bangka-Belitung▪ PLN Penyaluran dan Pusat Pengatur Beban Sumatera. <p><u>Bagian Pembangkitan :</u></p> <ul style="list-style-type: none">▪ PLN Pembangkitan Sumatera Bagian Utara▪ PLN Pembangkitan Sumatera Bagian Selatan▪ PLN Wilayah (mengelola pembangkit skala kecil di sistem-sistem kecil isolated)

Kalimantan Barat	<ul style="list-style-type: none"> ▪ PLN Wilayah Kalimantan Barat
Pulau Batam	<ul style="list-style-type: none"> ▪ PT Pelayanan Listrik Nasional Batam (merupakan wilayah usaha anak perusahaan PLN sehingga tidak tercakup dalam RUPTL PT PLN (Persero)).
WILAYAH OPERASI INDONESIA TIMUR	PENGELOLA
Kalimantan	<ul style="list-style-type: none"> ▪ PLN Wilayah Kalimantan Selatan Tengah ▪ PLN Wilayah Kalimantan Timur
Sulawesi	<ul style="list-style-type: none"> ▪ PLN Wilayah Sulawesi Utara-Tengah-Gorontalo ▪ PLN Wilayah Sulawesi Selatan-Tenggara-Barat.
Nusa Tenggara	<ul style="list-style-type: none"> ▪ PLN Wilayah Nusa Tenggara Barat ▪ PLN Wilayah Nusa Tenggara Timur.
Maluku dan Maluku Utara	<ul style="list-style-type: none"> ▪ PLN Wilayah Maluku dan Maluku Utara
Papua	<ul style="list-style-type: none"> ▪ PLN Wilayah Papua
Tarakan	<ul style="list-style-type: none"> ▪ PT Pelayanan Listrik Nasional Tarakan (merupakan wilayah usaha anak perusahaan PLN sehingga tidak tercakup dalam RUPTL PT PLN (Persero)).
WILAYAH OPERASI JAWA BALI	PENGELOLA
Jawa dan Bali	<ul style="list-style-type: none"> ▪ PLN Distribusi Jawa Barat & Banten ▪ PLN Distribusi DKI Jakarta & Tangerang ▪ PLN Distribusi Jawa Tengah & DI Yogyakarta ▪ PLN Distribusi Jawa Timur, PLN Distribusi Bali ▪ PLN Pembangkitan Tanjung Jati B ▪ PLN Pembangkitan Muara Tawar ▪ PLN Pembangkitan PLTGU Cilegon

	<ul style="list-style-type: none"> ▪ PLN Pembangkitan Cilegon ▪ PLN Pembangkitan Lontar ▪ PLN Pembangkitan Indramayu ▪ PLN Penyaluran dan Pusat Pengatur Beban Jawa Bali. ▪ PT Indonesia Power ▪ PT PJB ▪ Pembangkit listrik swasta (IPP).
--	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

(Sumber : RUPTL PT.PLTN 2010-2019 – telah diolah kembali)

Tabel di atas menunjukkan pembagian wilayah operasi kelistrikan oleh PT PLN beserta unit-unit yang bertanggung jawab untuk daerahnya. Dalam bentuk gambar, wilayah operasi tersebut dapat dilihat pada peta wilayah kelistrikan berikut ini.



Gambar 2.4. Peta Wilayah Usaha PLN

(Sumber : RUPTL PT.PLTN 2010-2019)

Data Pelanggan Listrik dan Penjualan Listrik Indonesia

Realisasi jumlah pelanggan selama tahun 2006 – 2010 mengalami peningkatan dari 35,6 juta menjadi 42,2 juta atau bertambah rata-rata 1,65 juta

tiap tahunnya. Penambahan pelanggan terbesar masih terjadi pada sektor rumah tangga, yaitu rata-rata 1,5 juta per tahun, diikuti sektor bisnis dengan rata-rata 61 ribu pelanggan per tahun, sektor publik rata-rata 55 ribu pelanggan per tahun, dan terakhir sektor industri rata-rata 550 pelanggan per tahun. Tabel 1.4 menunjukkan perkembangan jumlah pelanggan PLN menurut sektor pelanggan dalam lima tahun terakhir.

Tabel 2.4. Data Jumlah Pelanggan PLN (ribu pelanggan)

Jenis Pelanggan	2006	2007	2008	2009	2010
Rumah Tangga	32.954,5	34.508,1	35.835,1	36.897,0	39.108,5
Komersial	1.633,1	1.585,1	1.687,3	1.770,4	1.877,6
Publik	928,4	988,8	1.052,2	1.164,7	1.147,8
Industri	46,2	46,6	46,3	47,6	48,4
Total	35.562,2	37.128,6	38.621,3	39.879,7	42.182,4

(Sumber : RUPTL PT.PLTN 2010-2019)

Penjualan tenaga listrik pada lima tahun terakhir tumbuh rata-rata 6,8% per tahun sebagaimana dapat dilihat pada tabel 1.4. Pertumbuhan penjualan yang rendah di Jawa Bali pada tahun 2006 disebabkan oleh adanya pengendalian penjualan akibat keterbatasan kapasitas pembangkit pada tahun tersebut. Selanjutnya pada tahun 2008 mulai terjadi krisis finansial global hingga akhir tahun 2009 yang menyebabkan penjualan tenaga listrik tahun 2009 hanya tumbuh 3,31%.

Tabel 2.5. Penjualan Tenaga Listrik PLN

Wilayah	2006	2007	2008	2009	2010	Rata-rata
Indonesia	111,48	119,97	127,63	133,11	145,66	
Growth (%)	5,08	7,62	6,38	9,42	10,66	6,6
Jawa - Bali	89,04	95,62	100,77	104,11	113,40	
Growth (%)	4,28	7,39	5,39	3,31	8,92	5,9
Sumatera	13,61	14,69	16,44	17,62	19,67	
Growth (%)	9,33	7,92	11,87	7,22	11,63	9,59
Kalimantan	3,64	3,92	4,24	4,65	5,13	
Growth (%)	4,59	7,63	8,15	9,56	10,32	8,0
Sulawesi	3,57	3,93	4,22	4,59	5,08	
Growth (%)	7,64	10,21	7,30	8,77	10,68	8,7
Indonesia Bagian Timur	1,61	1,81	1,96	2,15	2,38	
Growth (%)	10,81	12,27	8,33	9,91	10,7	10,47

(Sumber : RUPTL PT.PLTN 2010-2019)

Penjualan tenaga listrik di Sumatera tumbuh jauh lebih tinggi, yaitu rata-rata 9,59% per tahun. Pertumbuhan ini tidak seimbang dengan penambahan kapasitas pembangkit yang hanya tumbuh rata-rata 5,2% per tahun, sehingga di banyak daerah terjadi krisis daya yang kronis hingga tahun 2009 dan diatasi dengan sewa pembangkit sepanjang tahun 2010.

Penjualan tenaga listrik di Kalimantan tumbuh rata-rata 8,0% per tahun, sedangkan penambahan kapasitas pembangkit rata-rata hanya 1% per tahun, sehingga di banyak daerah terjadi krisis daya dan penjualan dibatasi.

Penjualan tenaga listrik di Sulawesi tumbuh rata-rata 8,7% per tahun, sementara penambahan kapasitas pembangkit rata-rata hanya 2,7% per tahun. Hal ini telah mengakibatkan krisis penyediaan tenaga listrik yang cukup parah hingga tahun 2009 khususnya di Sulawesi Selatan, dan pada tahun 2010 diatasi dengan sewa pembangkit. Hal yang sama terjadi di daerah Indonesia Timur lainnya, yaitu Maluku, Papua, dan Nusa Tenggara.

Pertumbuhan di Sumatera, Kalimantan, Sulawesi dan Indonesia Timur diperkirakan masih berpotensi untuk meningkat lebih tinggi karena daftar tunggu yang tinggi akibat keterbatasan pasokan dan rasio elektrifikasi yang masih rendah. Sedangkan pertumbuhan di Jawa pulih kembali dari dampak krisis keuangan global mulai tahun 2010

Rasio Elektrifikasi Penduduk Indonesia

Rasio elektrifikasi didefinisikan sebagai jumlah rumah tangga yang sudah berlistrik dibagi dengan jumlah rumah tangga yang ada. Perkembangan rasio elektrifikasi secara nasional dari tahun ke tahun mengalami kenaikan, yaitu dari 59,0% pada tahun 2006 menjadi 66,51% pada tahun 2010. Pada periode tersebut kenaikan rasio elektrifikasi pada wilayah-wilayah Jawa-Bali, Sumatera, Kalimantan, Sulawesi dan pulau lainnya diperlihatkan pada Tabel 1.6.

Tabel 2.6. Perkembangan Rasio Elektrifikasi (%)

Wilayah	2006	2007	2008	2009	2010*)
Indonesia	59,0	60,8	62,3	65,0	67,5
Jawa-Bali	63,9	66,3	68,0	69,8	71,4
Sumatra	57,2	56,8	60,2	60,9	67,1
Kalimantan	54,7	54,5	53,9	55,1	62,3
Sulawesi	53,2	53,6	54,1	54,4	62,7
Indonesia Bag Timur	30,6	30,6	30,6	31,8	35,7

(Sumber : RUPTL PT.PLTN 2010-2019)

Pada tabel tersebut terlihat bahwa terjadi pertumbuhan rasio elektrifikasi yang tidak merata pada masing-masing daerah, dengan rincian sebagai berikut:

- Sumatera: rasio elektrifikasi mengalami pertumbuhan paling tinggi, yaitu sekitar 2,3% per tahun.
- Sulawesi: pertumbuhan rasio elektrifikasinya tertinggi setelah Sumatera, yaitu sekitar 1,9% per tahun. Rasio elektrifikasi naik cukup tajam pada tahun 2010 karena adanya pembangkit sewa dan berjalannya program 'GRASSS'2 yang diadakan dalam beberapa tahap.
- Jawa Bali: rasio elektrifikasi mengalami pertumbuhan sekitar 1,7% per tahun.
- Kalimantan: rasio elektrifikasi mengalami kenaikan cukup signifikan mulai tahun 2009 karena teratasinya masalah pembangkitan dengan adanya beberapa pembangkit sewa, dan program GRASSS pada tahun 2010.
- Indonesia bagian Timur: rasio elektrifikasi mengalami pertumbuhan yang paling rendah, yaitu hanya 1,1% per tahun. Hal ini disebabkan oleh keterbatasan kemampuan pembangkit dan situasi geografis yang tersebar.

Pertumbuhan Beban Puncak

Pertumbuhan beban puncak sistem Jawa Bali dalam 5 tahun terakhir dapat dilihat pada Tabel 1.7. Dari tabel tersebut dapat dilihat bahwa beban puncak tumbuh relatif rendah, yaitu rata-rata 4,12%, dengan *load factor* cenderung meningkat, hal ini dicerminkan juga oleh pertumbuhan energi yang relatif tinggi, yaitu rata-rata 6,8%. Perbaikan load factor terjadi karena adanya kebijakan

pembatasan penggunaan daya pada saat beban puncak pada konsumen besar dan penerapan tarif multiguna untuk mengendalikan pelanggan baru.

Tabel 2.7 Pertumbuhan Beban Puncak Sistem Jawa Bali 2006-2010

Deskripsi	Satuan	2006	2007	2008	2009	2010
Kapasitas Pembangkit	MW	22.126	22.236	22.296	22.906	23.206
Daya Mampu	MW	17.960	20.309	20.369	21.784	21.596
Beban Puncak Bruto	MW	15.954	16.840	16.892	17.835	18.756
Beban Puncak Netto	MW	15.396	16.251	16.301	17.211	18.100
Pertumbuhan	%	3,9	5,6	0,3	5,6	5,2
Faktor Beban	%	75	76	78,7	77,7	79,5

(Sumber : RUPTL PT.PLTN 2010-2019)

Informasi mengenai pertumbuhan beban puncak 5 tahun terakhir untuk sistem kelistrikan di luar Jawa Bali tidak dapat disajikan seperti diatas karena sistem kelistrikan di luar Jawa Bali masih terdiri dari beberap subsistem yang beban puncaknya *non coincident*.

Kondisi Pembangkit Listrik di Indonesia

Pada tahun 2010 kapasitas terpasang pembangkit PLN dan IPP di Indonesia adalah 30.908 MW yang terdiri dari 23.206 MW di sistem Jawa-Bali dan 7.702 MW di sistem-sistem kelistrikan Wilayah Operasi Indonesia Barat dan Indonesia Timur.

Tabel 2.8 Kapasitas Terpasang Pembangkit (MW)
Wilayah Indonesia Barat dan Indonesia Timur Tahun 2010

PROVINSI	PLN						Kapasitas Total PLN	Kapasitas Total IPP	Kapasitas Total PLN+IPP
	PLTD	PLTG	PLTGU	PLTU	PLTA/M	PLTP			
	MW	MW	MW	MW	MW	MW			
NAD	205	-	-	-	2	-	207	-	207
Sumatera Utara	53	411	818	490	140	-	1.912	190	2.102
Sumatera Barat	38	-	-	200	254	-	492	-	492
Riau	90	43	-	-	144	-	247	-	247
Kep. Riau	124	-	-	-	-	-	124	-	124
Bengkulu	17	-	-	-	236	-	253	-	253
Sumatera Selatan	43	230	-	285	-	-	558	268	825
Jambi	43	62	-	-	-	-	105	-	105
Bangka Belitung	89	-	-	-	-	-	89	-	89
Lampung	96	21	-	200	122	-	439	-	439
Kalimantan Barat	217	34	-	-	0	-	251	-	251
Kalimantan Selatan	134	21	-	130	30	-	315	-	315
Kalimantan Tengah	78	-	-	-	-	-	78	-	78
Kalimantan Timur	247	40	60	-	-	-	347	45	392
Sulawesi Utara	114	-	-	-	54	60	228	3	231
Gorontalo	58	-	-	-	1	-	59	-	59
Sulawesi Tengah	113	-	-	-	6	-	119	31	150
Sulawesi Selatan	103	123	-	25	149	-	400	255	655
Sulawesi Barat	8	-	-	-	-	-	8	-	8
Sulawesi Tenggara	75	-	-	-	1	-	76	-	76
Maluku	105	-	-	-	-	-	105	-	105
Maluku Utara	76	-	-	-	-	-	76	-	76
Papua	119	-	-	-	2	-	121	-	121
Papua Barat	42	-	-	-	2	-	44	-	44
Nusa Tenggara Barat	139	-	-	-	1	-	140	-	140
Nusa Tenggara Timur	117	-	-	-	1	-	118	-	118
Total	2.543	985	878	1.330	1.114	60	6.910	792	7.702

(Sumber : RUPTL PT.PLN 2010-2019)

Untuk di wilayah Indonesia Barat dan Indonesia Timur, kapasitas terpasang pembangkit milik PLN dan IPP yang tersebar pada saat ini adalah 7.702 MW dengan perincian ditunjukkan pada Tabel 1.8. Kapasitas pembangkit tersebut sudah termasuk IPP dengan kapasitas 792 MW. Walaupun kapasitas terpasang pembangkit adalah 7.702 MW, kemampuan netto dari pembangkit tersebut lebih rendah dari angka tersebut karena banyak PLTD (1600 MW) yang telah berusia lebih dari 10 tahun dan mengalami derating. Beban puncak sistem kelistrikan Indonesia Barat dan Indonesia Timur mencapai 6.800 MW pada tahun 2010. Jika beban puncak dibandingkan dengan daya mampu pembangkit pada saat ini dan

apabila menerapkan kriteria cadangan 35%, maka diperkirakan terjadi kekurangan sekitar 1.000 MW. Untuk menanggulangi kekurangan pembangkit tersebut, hampir seluruh unit usaha PLN telah melakukan sewa pembangkit. Kapasitas pembangkit sewa yang ada di Wilayah Operasi Indonesia Barat dan Indonesia Timur pada tahun 2010 mencapai 1.833 MW.

Tabel 2.9. Kapasitas Terpasang Pembangkit Sistem Jawa-Bali Tahun 2010

No	Jenis Pembangkit	IP	PJB	PLN	IPP	Sistem	%	
1	PLTA	1.103	1.283		150	2.536	10,9	
2	PLTU	Batubara	3.400	800	1.920	3.050	9.170	39,5
		BBG/BBM		1.000			1.000	4,3
		BBM	500				500	2,2
3	PLTGU	BBG/BBM	1.180	2.587	740		4.507	19,4
		BBM	1.496	640			2.136	9,2
4	PLTG	BBG/BBM	40	62		150	252	1,1
		BBM	806	320	858		1.948	8,5
5	PLTD	76				76	0,3	
6	PLTP	360			685	1.045	4,5	
	Jumlah	8.961	6.692	3.518	4.035	23.206	100	

(Sumber : RUPTL PT.PLTN 2010-2019)

Untuk di wilayah Jawa-Bali, kapasitas pembangkit baru yang masuk ke sistem pada tahun 2010 adalah PLTU Labuan unit 2 (300 MW). Dengan terus meningkatnya beban puncak sistem Jawa Bali dan tambahan pembangkit baru yang hanya 300 MW karena terlambatnya proyek FTP-1, reserve margin pada akhir tahun 2010 menipis menjadi hanya 24%. Reserve margin yang rendah tersebut berlanjut ke awal tahun 2011 dan pada saat yang sama terjadi kondisi luar biasa pada pengoperasian PLTA di Jawa Barat sehingga telah terjadi beberapa kali defisit pasokan listrik yang menyebabkan pemadaman di Jawa Bali.

Rincian kapasitas pembangkit sistem Jawa-Bali berdasarkan jenis pembangkit dan pengelolaannya dapat dilihat pada Tabel 1.10.

Untuk kondisi Sistem Transmisi dan Sistem Distribusi tidak disampaikan pada tulisan ini walaupun demikian hal tersebut tetap merupakan suatu kesatuan dengan Sistem Pembangkitan

Krisis Kelistrikan Di Wilayah Indonesia

Masalah mendesak yang saat ini dihadapi PLN antara lain upaya memenuhi daerah-daerah yang kekurangan pasokan listrik dan mengganti pembangkit berbahan bakar minyak dengan bahan bakar non minyak serta melistriki daerah yang belum mendapatkan pasokan listrik, termasuk daerah-daerah perbatasan dan terpencil, baik dalam jangka pendek maupun jangka panjang.

Untuk di Wilayah Operasi Indonesia Barat dan Timur, kondisi kekurangan pasokan penyediaan tenaga listrik dasarnya disebabkan olehh keterlambatan penyelesaian proyek pembangkit tenaga listrik, baik proyek PLN maupun IPP. Kondisi jangka pendek yang perlu diatasi adalah memenuhi kekurangan pasokan dan menggantikan pembangkit BBM existing yang tidak efisien serta menaikkan rasio elektrifikasi secara cepat pada daerah yang elektrifikasinya tertinggal.

Untuk di wilayah Jawa-Bali, upaya yang dilakukan PLN meliputi memenuhi pertumbuhan demand, mengurangi pemakaian BBM dan meningkatkan keandalan. Sistem kelistrikan di Wilayah Jawa-Bali yang mengalami kondisi krisis per bulan Maret 2010 antara lain di wilayah operasi Jawa Bali yang terjadi di Jakarta dan Bali, di metropolitan Jakarta yang terjadi karena adanya bottleneck di sistem transmisi 500 kV, yaitu khususnya kapasitas trafo IBT 500/150 kV yang terbatas, serta yang terjadi di Bali yang disebabkan oleh terbatasnya kemampuan pembangkit di Bali, khususnya selama PLTG unit terbesar menjalani pemeliharaan, dan keterbatasan kabel laut yang menyalurkan listrik dari pulau Jawa.

Pada akhirnya, berbagai krisis kelistrikan ini lah merupakan salah satu latar belakang mengapa penggunaan Energi Baru dan Terbarukan sebagai pemenuhan kebutuhan kelistrikan Indonesia perlu dimaksimalkan.

2.2 TINJAUAN PUSTAKA 2 : POTENSI ENERGI BARU DAN TERBARUKAN DI INDONESIA

Tinjauan pustaka kedua akan memberikan gambaran mengenai potensi energi baru dan terbarukan (EBT) di Indonesia. Pada bagian ini akan disimpulkan bahwa Indonesia memiliki potensi EBT yg luar biasa besar termasuk energi matahari di dalamnya. Energi matahari ini berpotensi sebagai salah satu alternatif solusi bagi pemenuhan kebutuhan energi.

2.2.1 Potensi Energi Baru dan Terbarukan di Indonesia

Sumber energi di dunia dapat dibagi menjadi dua bagian besar, yaitu yang berasal dari Fossil dan Non-Fossil. Yang berasal dari Fossil cenderung dianggap Tidak Terbarukan karena walaupun dapat dibentuk lagi, membutuhkan waktu lama untuk proses penciptaannya. Yang berasal dari Non-Fossil dewasa ini sering disebut dengan Energi Baru dan Terbarukan. Dianggap Baru karena merupakan teknologi baru, dan dianggap Terbarukan karena sifatnya selalu ada terus menerus (sustainable).

Bagian ini akan memberikan pengetahuan mengenai potensi EBT di Indonesia. Sebelumnya perlu diketahui klasifikasi EBT di Indonesia sebagai berikut :

Tabel 2.10. Klasifikasi EBT di Indonesia

ENERGI BARU		ENERGI TERBARUKAN	
B1	Nuklir	T1	Geothermal
B2	CBM	T2	Biomassa
B3	Gasified Coal	T3	Hydro
B4	Liquified Coal	T4	Matahari
B5	Hydrogen	T5	Angin
		T6	Ocean

Indonesia memiliki potensi Energi Baru maupun Terbarukan yang melimpah. Menurut data yang diacu, potensi Energi Terbarukan di Indonesia pada

tahun 2011 (ESDM, 2008) dengan tambahan data dari penulis adalah sebagai berikut ini :

Tabel 2.11. Potensi EBT di Indonesia

	NON-FOSSIL (EBT)	KONDISI Thn 2008			
		Potensi (GWe)	%	Cap (GW)	
T.1	Geothermal	219 MBOE	27,5	3,82%	1,0500
T.2	Biomass		49,8	0,80%	0,4000
T.3	Hydro	845 MBOE	75,6	5,56%	4,2000
T.4	Solar*	4.8 kWh/m ² /day	11.280,0	0,00%	0,0120
T.5	Wind	3-5 m/s	9,3	0,01%	0,0011
T.6	Ocean	tidal, OTEC, wave	240		

(Sumber : ESDM – telah diolah kembali)

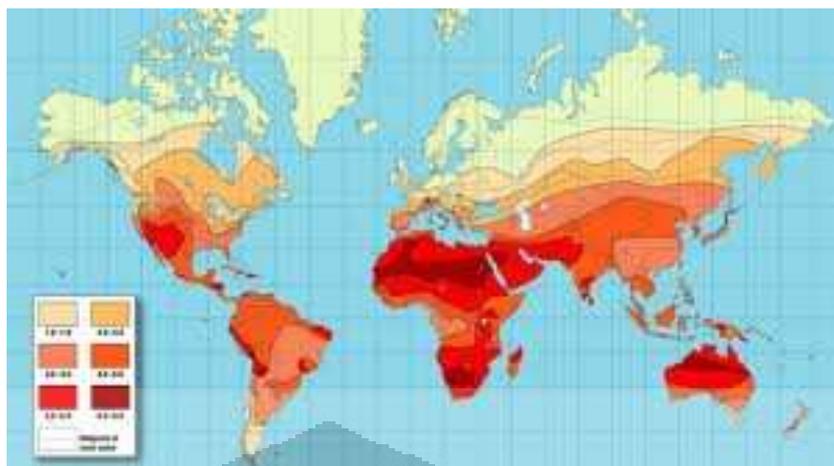
Dari data di atas terlihat bahwa walaupun potensi Energi Terbarukan luar biasa besar, baru sedikit sekali yang dimanfaatkan. Ini merupakan tantangan sekaligus kesempatan bagi Indonesia di masa depan untuk memperbaiki sistem energinya.

2.2.2 Rekomendasi Pemanfaatan Energi Matahari

Pada seminar ini, penulis merekomendasikan untuk lebih memanfaatkan energi matahari sebagai salah satu sumber energi utama. Beberapa latar belakang atau keunggulan yang mendasari rekomendasi tersebut antara lain :

a) Potensi Melimpah

Energi matahari mempunyai daya sekitar 1200 W/m², dimana dari angka tersebut hanya sebesar 47% yang dapat terserap bumi. Potensi energi solar di Indonesia adalah sebesar 4,8-5,1 kWh/m²/day.



Gambar 2.5. Intensitas Radiasi Matahari di Bumi

Terlihat pada gambar di atas bahwa wilayah Indonesia termasuk wilayah yang memperoleh energi matahari dalam jumlah yang relatif besar. Pada salah satu paper (Ashadi, 2010), penulis mencoba untuk mengkalkulasi potensi aktual energi matahari di Indonesia. Hasilnya adalah sebagai berikut :

Tabel 2.12. Potensi Energi Matahari di Indonesia

	NON-FOSSIL (EBT)	KONDISI Thn 2008			TARGET 2050			
		Potensi (GWe)	%	Cap (GW)	%	Cap (GW)	% of Tot	
T.1	Geothermal	219 MBOE	27,5	3,82%	1,0500	50,0%	13,8	1,7%
T.2	Biomass		49,8	0,80%	0,4000	20,0%	10,0	1,2%
T.3	Hydro	845 MBOE	75,6	5,56%	4,2000	40,0%	30,2	3,7%
T.4	Solar*	4.8 kWh/m ² /day	11.280,0	0,00%	0,0120	6,5%	733,2	90,3%
T.5	Wind	3-5 m/s	9,3	0,01%	0,0011	10,0%	0,9	0,1%
T.6	Ocean	tidal, OTEC,wave	240			10,0%	24,0	3,0%
						TOTAL	812	100,0%
* SOLAR								
Luas daratan Indo		:	2.000.000	km ²				
Radiasi Surya		:	1,2	kW/m ²				
Penyerapan Bumi		:	47%					
Efisiensi		:	10%					
Lahan Terpakai		:	10%					
Total Kapasitas		:	$(2 \times 10^6 \times 10^6) \times 1200 \times 47\% \times 10\% \times 10\%$					
		:	11280	Gwe				

Penjelasan pada tabel di atas, luas daratan Indonesia kurang lebih 2 juta km persegi. Dengan asumsi efisiensi sel surya 10% dan pemakaian lahan untuk dijadikan pembangkit listrik tenaga matahari (solar farm) sebesar 10% saja dari total luas wilayah Indonesia, maka total potensi yang

terhitung adalah sebesar 11.280 GWe. Angka ini jauh lebih dari cukup untuk memenuhi kebutuhan energi Indonesia untuk saat ini hingga jangka waktu yang sangat lama. Dan perlu diketahui juga bahwa tingkat efisiensi sel surya terus membaik. Saat ini untuk skala lab diperkirakan telah mencapai lebih kurang 20% tingkat efisiensi.

b) Tidak Terikat Lokasi

Kelebihan lain dari energi matahari adalah sifatnya yang tidak terikat lokasi. Hampir seluruh wilayah di Indonesia memperoleh pancaran sinar matahari dengan kuantitas yang relatif sama. Artinya, sistem pembangkit listrik tenaga surya dapat dipasang di manapun, tentunya dengan berbagai pertimbangan ekonomis dan sosial. Kalau dibandingkan dengan sistem pembangkit listrik tenaga lain, dengan air misalnya, pembangkit hanya dapat dibangun di lokasi air terjun tersebut. Disinilah letak kelebihan energi matahari, dapat dibangun di mana saja.

c) Teknologi telah tersedia

Matahari sebenarnya merupakan sumber energi utama untuk bumi. Sinar matahari yang membantu proses fotosintesa tumbuh-tumbuhan, menimbulkan fenomena alam seperti angin dan gravitasi, dan sebagainya. Bila ditelusuri, rantai energi di bumi ini akan berasal dari matahari.

Walaupun demikian, pemanfaatan energi matahari secara langsung biasanya berupa panas (dimanfaatkan secara langsung) atau dikonversi ke listrik. Tulisan ini akan memfokuskan pada pemanfaatan energi matahari yang dijadikan listrik. Alat untuk mengkonversi energi matahari menjadi listrik disebut dengan Sel Surya atau Photovoltaic. Bagian selanjutnya (2.3) akan membahas lebih dalam mengenai teknologi PV ini.

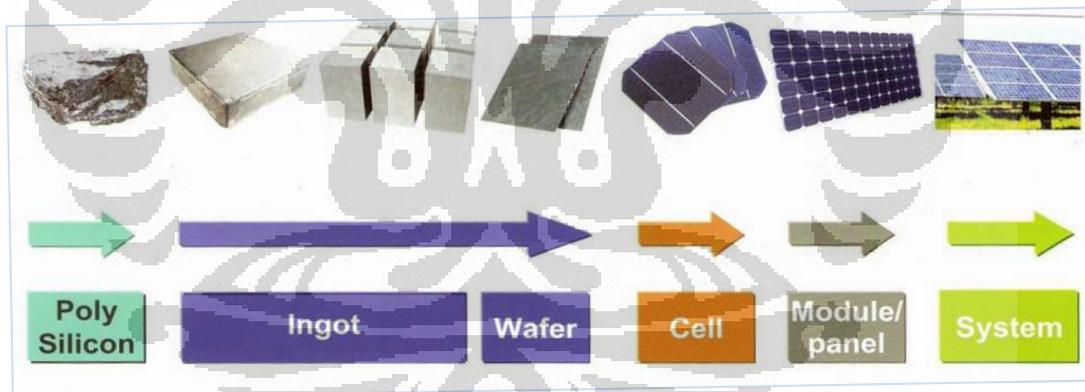
Dengan kelebihan-kelebihan yang diungkapkan di atas, penulis secara pribadi merekomendasikan untuk memanfaatkan energi matahari sebagai salah satu alternatif bagi pemenuhan kebutuhan energi. Teknologi pemanfaatan energi matahari melalui sel surya (photovoltaic) akan dibahas pada bagian berikut.

2.3 TINJAUAN PUSTAKA 3 : TEKNOLOGI SEL SURYA (PHOTOVOLTAIC)

Tinjauan pustaka ketiga akan memberikan gambaran umum mengenai pengertian, prinsip kerja, dan aplikasi teknologi sel surya (PV). Pada bagian ini akan disimpulkan bahwa teknologi PV telah tersedia di pasaran dan memenuhi kriteria untuk digunakan baik secara teknis maupun ekonomis.

2.3.1 Prinsip Teknologi *Photovoltaic* (PV)

Teknologi Sel Surya atau Photovoltaic atau disingkat PV merupakan suatu teknologi untuk mengkonversi energi sinar matahari, baik dalam bentuk visible light, ultra visible light, ultra-violet (UV) radiation, maupun infrared (IR), menjadi listrik. Proses konversi energi matahari menjadi listrik ini yang dikenal dengan efek Photovoltaic. Pada efek ini sel surya menyerap *photon* dari cahaya matahari kemudian melepaskan elektron. Elektron inilah yang kemudian ditangkap dan terjadi arus listrik.



Gambar 2.6. Rantai Proses Pembuatan Panel Surya

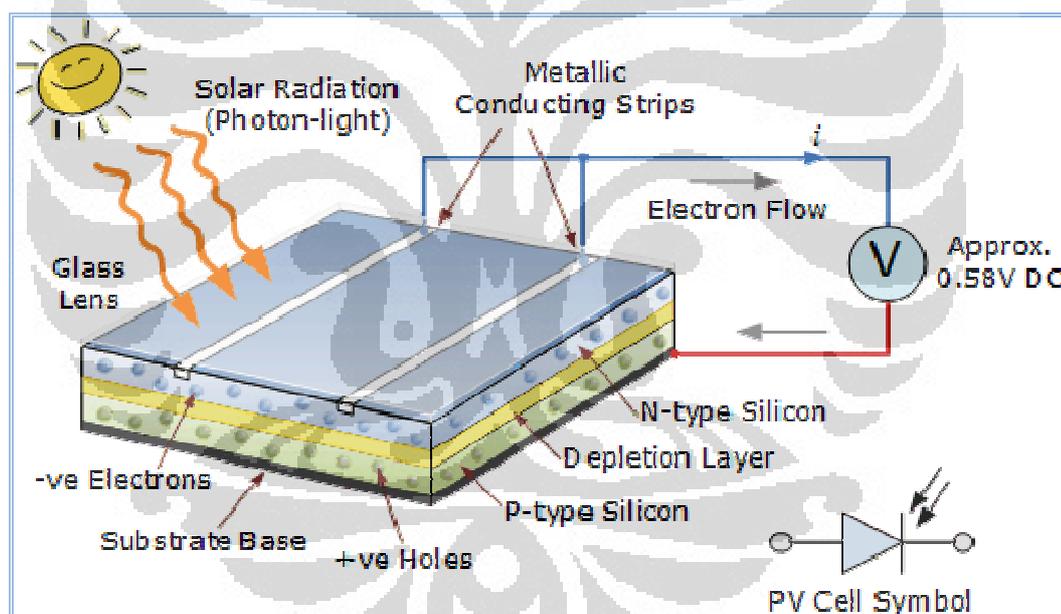
(Sumber : PV Hitech)

Sel surya berasal dari material yang bersifat semikonduktor, yang paling umum adalah silikon (Si). Silikon ini difabrikasi menjadi Wafer. Wafer kemudian difabrikasi menjadi sel surya. Sel surya dirakit menjadi Panel Surya (Panel). Panel beserta komponen lainnya kemudian membentuk Sistem Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS), yaitu sistem yang akan menghasilkan listrik dengan

menggunakan energi matahari. Pada tulisan ini akan diberikan penjelasan mulai dari sel surya, panel surya, hingga sistem pembangkit tenaga surya.

a. Sel Surya (PV Cell)

Sel surya atau PV cell merupakan komponen awal yang mengkonversi energi matahari (photon) menjadi energi listrik dan umumnya terbuat dari bahan semikonduktor. Sel surya terbuat dari rangkaian dua atau lebih lapisan semikonduktor yang didukung oleh piranti lain untuk meningkatkan efisiensinya. Semikonduktor sendiri ialah suatu material yang dapat bersifat sebagai konduktor dan insulator pada kondisi tertentu. Material semikonduktor yang paling terkenal ialah silikon.



Gambar 2.7. Konfigurasi Sel Surya

Silikon memiliki empat elektron valensi sehingga agar dapat stabil silikon harus melepas empat elektron terluarnya atau menangkap empat elektron. Jadi pada silikon murni, material memiliki kecenderungan yang sama baik untuk menangkap atau melepas elektron. Semikonduktor semacam ini disebut semikonduktor intrinsik (tipe i).

Jika silikon dicampurkan atau istilahnya didoping dengan unsur lain maka sifat semikonduktor silikon akan berubah. Semikonduktor yang dibuat dengan menambahkan unsur lain ini disebut semikonduktor ekstrinsik. Sebagai contoh, bila silikon dicampurkan dengan Boron (golongan III) yang memiliki tiga elektron valensi, elektron valensi dari silikon awal akan menjadi tujuh sehingga agar dapat stabil material cenderung untuk menerima satu elektron alih-alih melepaskan ketujuh elektron valensinya. Karena kekurangan elektron agar dapat stabil inilah (kelebihan hole) semikonduktor jenis ini disebut semikonduktor tipe p. Sebaliknya, jika silikon digabungkan dengan fosfor (golongan V) yang memiliki lima elektron valensi, jumlah elektron valensi material menjadi kelebihan satu sehingga akan cenderung untuk melepaskan satu elektron agar dapat stabil. Karena kelebihan elektron semikonduktor semacam ini disebut semikonduktor tipe n.

Elektron dalam suatu atom memiliki energi yang berbeda-beda tergantung pada tingkat atau posisi suatu elektron dalam atom. Semakin tinggi energinya, semakin jauh orbitalnya dari inti. Elektron pada tingkat energi yang paling tinggi yang masih terikat oleh inti disebut elektron valensi. Pada jenis material tertentu, sebagian elektronnya tidak terikat pada satu inti atom melainkan bergerak dari satu atom ke atom lain, bergerak dari ujung material ke ujung lainnya. Jika pita energi yang memuat elektron valensi terisi penuh, maka pita ini disebut pita valensi dan pita tertinggi selanjutnya disebut pita konduksi. Jika pita yang memuat elektron valensi tidak terisi penuh, pita ini disebut pita konduksi. Selisih energi terendah dari pita konduksi dengan energi tertinggi dari pita valensi disebut *band gap* (BG).

Pada logam, pita konduksi dan pita valensinya saling tumpang-tindih (overlapping, $BG \approx 0$) sehingga elektron valensinya bebas bergerak dari satu inti ke inti lain namun tetap berada pada material. Elektron yang bebas mengalir inilah yang menyebabkan arus listrik dapat mengalir dan material dengan sifat seperti ini disebut konduktor. Dalam kasus ini, elektron dianggap sebagai “gas elektron” yang disumbangkan oleh atom-atom dalam zat.

Sifat konduktifitas zat bergantung dari band gapnya, semakin tinggi band gap-nya semakin sulit suatu elektron bisa mencapai pita konduksi sehingga sulit

untuk menghantarkan panas dan listrik. Untuk semikonduktor band gapnya berkisar antara 1 – 6 eV.

Berdasarkan konfigurasi semikonduktor yang menyusunnya, secara umum sel surya digolongkan menjadi dua macam yaitu (paradoks77, 2012):

1) Tipe p-n junction

Pada tipe ini sel surya terdiri dari dua lapisan semikonduktor yaitu tipe n (sebagai window) dan tipe p (sebagai adsorber). Tebal lapisan window berkisar antara 0,6 – 1 μm sedangkan tebal lapisan adsorber berkisar antara 1 – 2 μm .

2) Tipe p-i-n junction

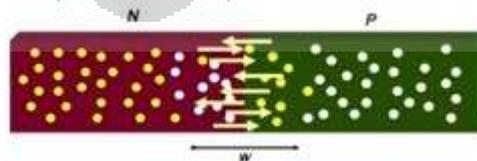
Pada tipe ini sel surya terdiri dari tiga lapisan semikonduktor yaitu tipe n (sebagai window), tipe I (sebagai buffer) dan tipe p (sebagai adsorber).

Prinsip kerja sel surya didasarkan pada penggabungan semikonduktor tipe-p yang kelebihan hole dan semikonduktor tipe-n yang kelebihan elektron. Berikut tahapan prinsip kerjanya (paradoks77, 2012) :

1) Semikonduktor tipe-p dan tipe-n sebelum disambungkan.

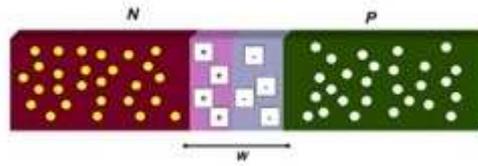


2) Ketika kedua jenis semikonduktor ini disambung, terjadi perpindahan elektron dari semikonduktor tipe-n menuju semikonduktor tipe-p dan perpindahan hole dari semikonduktor tipe-p ke semikonduktor tipe-n pada daerah sambungan. Perpindahan elektron maupun hole ini hanya sampai pada jarak tertentu dari batas sambungan awal.

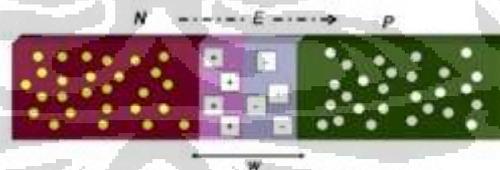


3) Elektron dari semikonduktor *n* yang bersatu dengan hole pada semikonduktor *p* yang mengakibatkan jumlah hole pada semikonduktor *p* akan berkurang. Daerah ini akhirnya berubah menjadi lebih bermuatan positif. Pada saat yang sama, hole dari semikonduktor *p* bersatu dengan

elektron yang ada pada semikonduktor n yang mengakibatkan jumlah elektron di daerah ini berkurang. Daerah ini akhirnya lebih bermuatan positif.



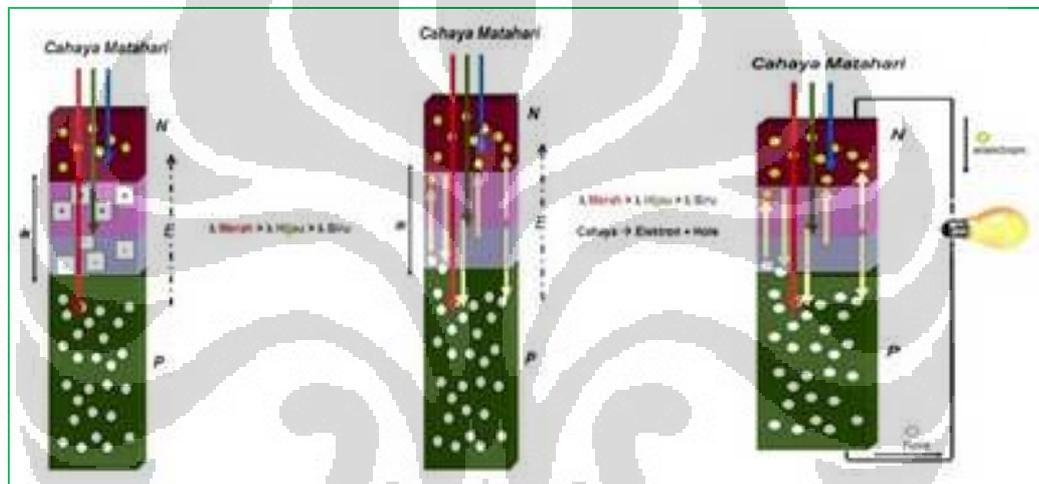
- 4) Daerah negatif dan positif ini disebut dengan daerah deplesi (*depletion region*) ditandai dengan huruf W. Pada daerah deplesi ini terdapat banyak keadaan terisi (hole+elektron). Baik elektron maupun hole yang ada pada daerah deplesi disebut dengan pembawa muatan minoritas (*minority charge carriers*) karena keberadaannya di jenis semikonduktor yang berbeda.
- 5) Perbedaan muatan pada daerah deplesi ini menimbulkan medan listrik internal E dari daerah positif ke daerah negatif pada daerah deplesi yang disebut arus drift. Dengan memperhatikan perpindahan elektron pada arus drift dari arah semikonduktor p ke arah semikonduktor n , sebaliknya perpindahan hole dari arah semikonduktor tipe- n ke arah semikonduktor tipe- p yang mana berlawanan dengan arus yang muncul pada poin 2.



- 6) Adanya medan listrik mengakibatkan sambungan p - n berada pada *titik setimbang*, yakni saat di mana jumlah hole yang berpindah dari semikonduktor p ke n dikompensasi dengan jumlah hole yang tertarik kembali ke arah semikonduktor p akibat medan listrik E . Begitu pula dengan jumlah elektron yang berpindah dari semikonduktor n ke p , dikompensasi dengan mengalirnya kembali elektron ke semikonduktor n akibat tarikan medan listrik E . Dengan kata lain, medan listrik E mencegah seluruh elektron dan hole berpindah dari semikonduktor yang

satu ke semikonduktor yang lain. Dengan demikian dalam keadaan ini tidak ada arus dan tegangan yang timbul.

Jadi jika sel surya tidak menerima energi cahaya, tidak ada arus yang dapat dimanfaatkan. Untuk keperluan sel surya, semikonduktor n berada pada lapisan atas sambungan p yang menghadap ke arah datangnya cahaya matahari, dan dibuat jauh lebih tipis dari semikonduktor p , sehingga cahaya matahari yang jatuh ke permukaan sel surya dapat terus terserap dan masuk ke daerah deplesi dan semikonduktor p .



Gambar 2.8. Proses Kerja *Photovoltaic*

Ketika sambungan semikonduktor ini terkena sinar matahari, elektron dari daerah deplesi (-) memiliki energi untuk naik ke tingkat energi yang lebih tinggi (pita konduksi). Lepasnya elektron ini menyebabkan munculnya hole pada daerah yang ditinggalkan elektron (deplesi), peristiwa ini disebut *electron-hole photogeneration*. Karena adanya medan listrik E yang menarik hole ke arah semikonduktor tipe-p dan elektron ke arah semikonduktor tipe-n maka terjadi pergerakan elektron dan hole pada tiap semikonduktor. Apabila kedua ujung semikonduktor dihubungkan dengan kabel maka elektron akan mengalir melalui kabel dari semikonduktor tipe-n bertemu dengan hole yang mengalir dari semikonduktor tipe-p yang disebut peristiwa *recombining*. Jika sebuah lampu

kecil dihubungkan ke kabel, lampu tersebut menyala dikarenakan mendapat arus listrik yang timbul akibat pergerakan elektron.

b. Panel Surya (PV Panel)

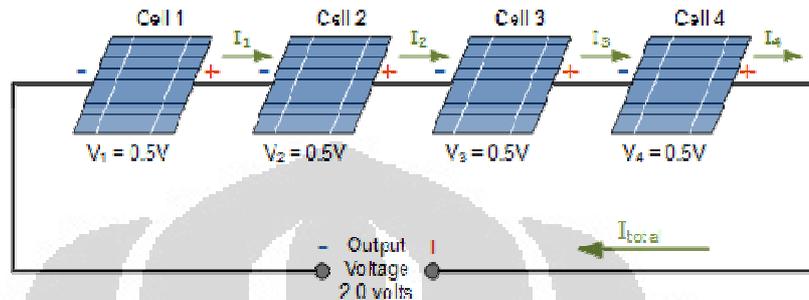
Tenaga listrik yang dihasilkan oleh satu solar cell sangat kecil sehingga beberapa solar cell perlu digabungkan agar terbentuklah satuan komponen yang disebut Panel atau panel surya. Total output listrik (wattage) dari panel surya adalah sebanding dengan voltase tegangan operasi dikalikan dengan arus operasi pada saat yang sama ($P = V \times I$). Penjelasananya adalah pada berikut ini.

Open circuit voltage (V_{oc}) dari suatu PV Cell berkisar antara 0.5 – 0.6 Volts pada suhu 25 °C. Tegangan ini akan tetap konstan selama radiasi matahari mencukupi. V_{oc} sendiri tegangan ketika PV cell tidak terkoneksi ke beban apapun sehingga tidak ada arus yang mengalir. Ketika terkoneksi ke beban, tegangan akan turun ke sekitar 0.46 Volts dan arus listrik mulai mengalir. Tegangan akan tetap berkisar pada angka tersebut selama sinar matahari mencukupi. Penurunan tegangan ini diakibatkan oleh resistance (hambatan) dan power loss di dalam struktur PV cell dan metallic conductors yang ada pada permukaan PV cell. Temperatur juga dapat mempengaruhi tegangan output. Semakin tinggi temperature maka semakin rendah tegangan output PV cell. Rata-rata tegangan output akan menurun sekitar 5% untuk setiap kenaikan temperature sebesar 25°C. PV Panel dengan PV cell dalam jumlah banyak lebih direkomendasikan untuk iklim panas dengan tujuan untuk mengantisipasi power losses akibat temperature tinggi tersebut.

Arus DC dari suatu PV Cell bervariasi berbanding lurus dengan intensitas sinar matahari (photon energy) yang diterima PV Cell. Semakin tinggi intensitas yang diterima maka semakin besar arus DC yang dihasilkan.

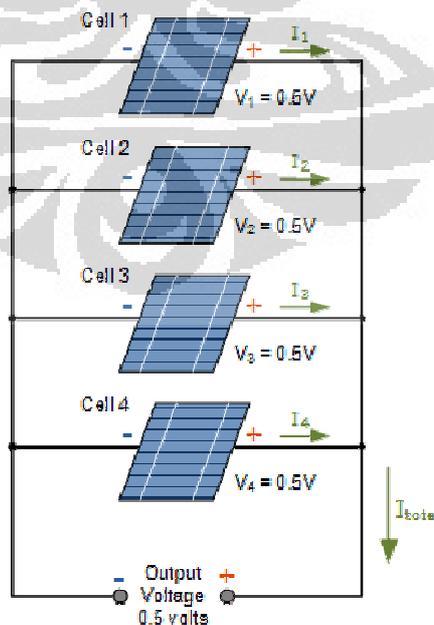
Daya output dari PV Cell merupakan produk dari tegangan x arus ($P = V \times I$). Pada kondisi optimum, tegangan PV cell sekitar 0.46 Volts dengan arus sekitar 3 A, sehingga daya yang dihasilkan adalah sebesar : $P = V \times I = 0.46 \times 3 = 1.38$ watts untuk setiap PV cell nya. Jumlah ini mungkin cukup untuk menjalankan sebuah kalkulator kecil tetapi tidak akan cukup untuk melakukan pekerjaan dalam skala yang lebih besar. Untuk itu, setiap PV cell dapat dirakit atau dikoneksikan

bersama baik secara seri (daisy chained) dengan tujuan untuk meningkatkan tegangan ataupun secara paralel (side-by-side) dengan tujuan untuk meningkatkan arus. Rakitan PV cell dapat dilakukan secara kombinasi paralel dan seri agar didapatkan tegangan dan arus yang diinginkan.



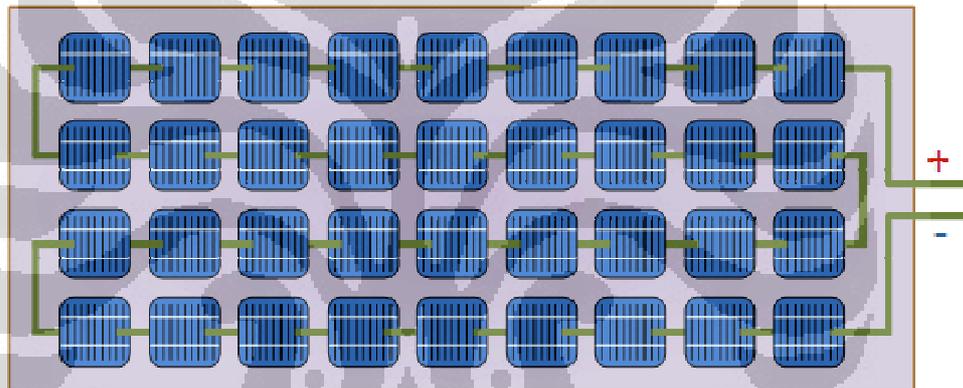
Gambar 2.9. Konfigurasi Sel Surya Terhubung Seri

Sebagai contoh, bila 10 buah PV cell tegangan 0.46 volt dikoneksikan secara seri maka akan dihasilkan tegangan output 4.6 volt, tetapi arus tetap sama yaitu 3A. Dalam hal ini, daya output menjadi 13.8 Watt peak. PV cell ini nantinya dapat dikombinasikan menjadi PV Panel yang menghasilkan daya output yang mencukupi, biasanya berkisar antara 50 Wp – 200 Wp. Wp sendiri artinya Watt peak, yaitu daya yang dihasilkan pada kondisi peak (puncak).



Gambar 2.10. Konfigurasi Sel Surya Terhubung Paralel

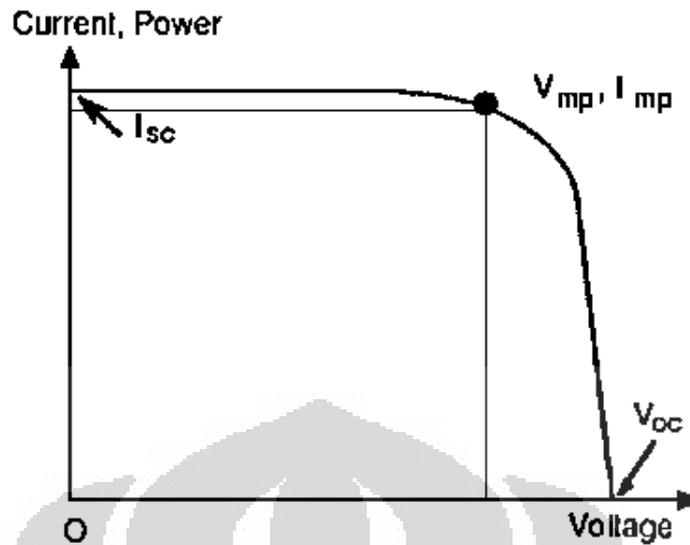
Banyaknya PV Cell yang dibutuhkan untuk membuat sebuah PV Panel tergantung pada berapa besar daya yang ingin dihasilkan dan juga tipe PV cell yang digunakan, antara monocrystalline, polycrystalline atau thin film. PV Panel tersedia dalam berbagai ukuran kapasitas. Biasanya manufaktur memproduksi PV Panel dengan standard output voltage 12 Volt dan 24 Volt. Standard design biasanya menggunakan 36 crystalline silicon cells yang akan menghasilkan 18.5 to 20.8 volts peak output (asumsi 0.58V cell voltage), cukup untuk mengisi (charge) sebuah battery 12 Volt. Bila yang dibutuhkan adalah tegangan output 24 Volt maka akan digunakan PV cell sebanyak 64 atau 72 buah. Untuk mendapatkan tegangan 24 Volt, 2 buah 12 Volt PV Panel akan dihubungkan secara seri, biasanya dengan menggunakan jumper.



Gambar 2.11. Konfigurasi Panel Surya

Gambar di atas merupakan suatu PV Panel yang terdiri dari 36 PV Cell sehingga tegangan outputnya sekitar 20.8 Volt peak. PV Panel ini selanjutnya dapat digunakan secara sendiri, atau dihubungkan secara seri ataupun paralel dengan PV Panel lain dan menghasilkan yang disebut PV Array. PV Array ini biasanya dibentuk untuk menghasilkan daya output yang lebih tinggi lagi.

Karakteristik output dari panel surya dapat dilihat dari kurva performansi, disebut I-V curve. I-V curve menunjukkan hubungan antara arus dan voltase.



Gambar 2.11. Kurva I-V

Gambar diatas menunjukkan tipikal kurva I-V. Voltase (V) adalah sumbu horizontal. Arus (I) adalah sumbu vertikal. Kebanyakan kurva I-V diberikan dalam Standar Test Conditions (STC) 1000 watt per meter persegi radiasi (atau disebut satu matahari puncak/ one peak sun hour) dan 25 derajat Celcius/ 77 derajat Fahrenheit suhu panel surya. Sebagai informasi STC mewakili kondisi optimal dalam lingkungan laboratorium. Kurva I-V terdiri dari 3 hal yang penting yaitu Maximum Power Point (V_{mp} dan I_{mp}), Open Circuit Voltage (V_{oc}), dan Short Circuit Current (I_{sc}). Pada kurva I-V, Maximum Power Point (V_{mp} dan I_{mp}), adalah titik operasi dimana maksimum pengeluaran/ output yang dihasilkan oleh panel surya saat kondisi operasional. Dengan kata lain, V_{mp} dan I_{mp} dapat diukur pada saat solar cell panel diberi beban pada 25 derajat Celcius dan radiasi 1000 watt per meter persegi.

Sebagai salah satu ukuran performansi solar cell adalah efisiensi, yaitu ratio perubahan energi cahaya matahari menjadi energi listrik. Efisiensi dari solar cell yang sekarang diproduksi sangat bervariasi. Monocrystalline silicon mempunyai efisiensi 12~15 %, multicrystalline silicon mempunyai efisiensi 10~13 %, amorphous silicon mempunyai efisiensi 6~9 %. Tetapi dengan penemuan metode-metode baru sekarang efisiensi dari multicrystalline silicon dapat mencapai 16.0 % sedangkan monocrystalline dapat mencapai lebih dari 17 %.

Sebagai informasi, besar energi matahari yang mencapai ke bumi lebih kurang 1400 Watt/m². Sebagian dari energi tersebut dipantulkan dan sebagian lagi terserap, yaitu sekitar 45%. Jadi besarnya energi matahari yang dapat kita manfaatkan adalah 1000 Watt/m². Artinya, setiap luasan area 1 m² di bumi akan menerima sinar matahari dengan daya 1000 Watt setiap detiknya. Teknologi panel surya yang ada di pasaran saat ini memiliki efisiensi konversi energi matahari menjadi listrik pada kisaran 10 % - 15 %. Anggap saja 12%. Dengan demikian, setiap panel surya berukuran 1 m² akan menerima energi matahari sebesar 1000 Watt dan menghasilkan listrik sebesar 12% x 1000 Watt/m² = 120 Watt/m² setiap detiknya. Jadi, total energi listrik yang dihasilkan oleh suatu PV cell tergantung pada besarnya solar radiation yang mengenai PN Junction serta rasio konversi radiasi-electricity-nya (efisiensi).

c. Sistem Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PV System)

Sistem Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) atau biasa disebut PV System merupakan suatu sistem pembangkit listrik yang menggunakan energi matahari sebagai sumber energi untuk kemudian menghasilkan energi listrik. PV System terdiri dari PV Panel beserta komponen pendukungnya yang membentuk suatu PV system. Penjelasan mengenai tipe dari PV System beserta komponen-komponen yang dibutuhkan akan dilakukan pada bagian berikutnya.

2.3.2 Klasifikasi Konfigurasi PV System

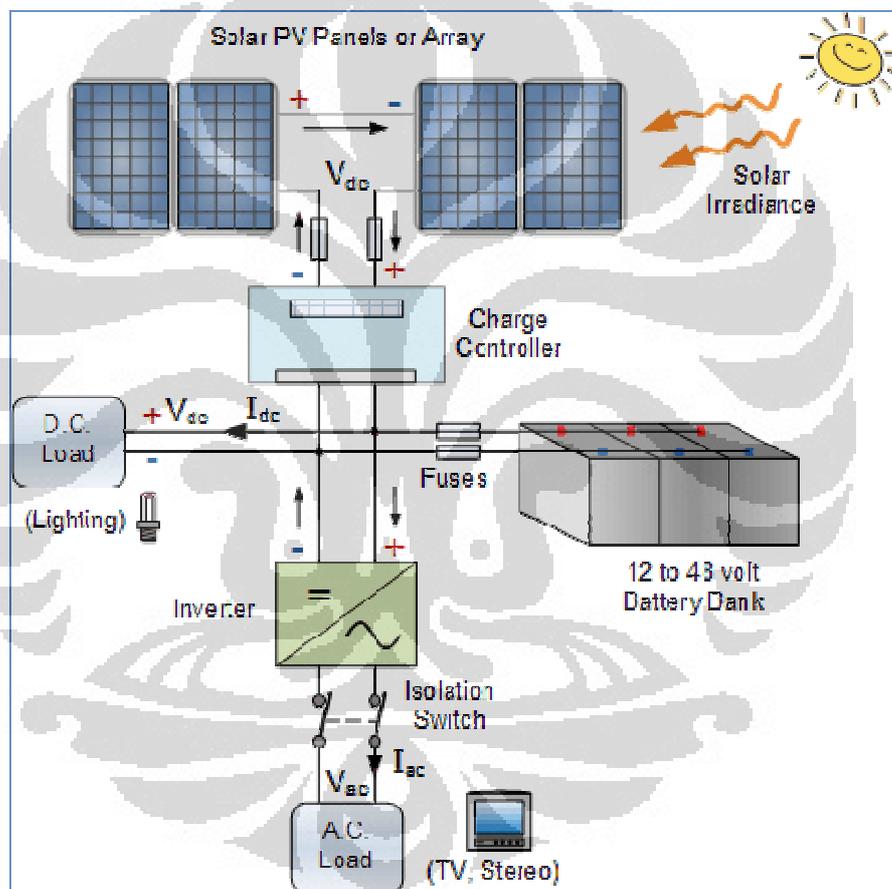
Secara garis besar ada dua tipe dari sistem pembangkit listrik tenaga surya. Kedua tipe tersebut adalah yang berdiri sendiri (Stand-Alone) dan yang terkoneksi ke jaringan (Grid-Connected). Kedua sistem tersebut masing-masing dapat memiliki battery ataupun tidak tergantung aplikasi sehingga secara keseluruhan terdapat empat tipe pembangkit listrik tenaga surya. Keempat jenis tersebut adalah :

- a. Stand-alone PV System with Battery
- b. Stand-alone PV System without Battery
- c. Grid-Connected PV System with Battery
- d. Grid-Connected PV System without Battery

Penjelasan untuk keempat konfigurasi PV System tersebut akan dilakukan pada bagian berikut.

a. Stand-Alone PV System with Battery

Sistem Stand-Alone PV merupakan sistem dimana sistem solar PV berdiri sendiri dan tidak terkoneksi ke jaringan. Pada sistem ini, sistem pembangkit digunakan untuk men-supply kebutuhan sendiri. Sistem ini terdiri dari satu atau lebih PV Panels, komponen elektrikal, dan battery. Berikut skemanya :



Gambar 2.13. Skema Stand-Alone PV System with Battery

Pada sistem ini, listrik yang dihasilkan oleh sistem PV akan mengisi battery terlebih dahulu. Load kemudian akan mengambil listrik dari battery tersebut. Dengan demikian, walaupun dalam kondisi tanpa matahari, asalkan battery masih menyimpan energi maka Load masih bisa mendapatkan supply energi listrik. Sistem seperti ini biasanya dipasang di area yang terisolasi dan tidak memiliki

jaringan listrik. Pada situasi seperti ini, membangun Stand-Alone PV akan lebih hemat daripada harus membangun jaringan dan instalasi listrik ke area tersebut.

Sistem ini terdiri dari PV Panel beserta beberapa komponen pendukung. Keseluruhan komponen tersebut mencakup :

i. Panel Panel

Panel Panel merupakan perangkat utama yang mengkonversi energi sinar matahari menjadi energi listrik.

ii. Batteries

Batteries merupakan komponen utama untuk menyimpan energi listrik dalam bentuk energi kimia dan mengeluarkannya disaat tidak ada sinar matahari. Tegangan battery dapat berkisar antara 12V, 24V, atau 48 V dengan kuat arus bervariasi.

iii. Charge Controller

Fungsi dari charge controller adalah mengatur output dari PV Panel ke battery untuk menghindari overcharged ataupun overdischarged dengan cara mengalihkan energi berlebih ke beban. Alat ini bersifat opsional tetapi sebenarnya berperan penting untuk alasan safety.

iv. Fuses and Switches

Fuses and isolation berfungsi untuk melindungi sistem dari arus singkat serta memungkinkan arus energi listrik dari PV System untuk 'dimatikan' ketika tidak digunakan sehingga dapat menghemat battery.

v. Inverter

Inverter berfungsi untuk mengkonversi arus DC dari PV Panel ataupun battery menjadi arus AC, pada tegangan 120 V ataupun 240 V sesuai dengan tegangan beban di rumah tangga. Alat ini juga bersifat opsional. Tidak dibutuhkan bila beban berupa arus DC, tetapi dibutuhkan bila beban memerlukan arus AC.

vi. Wiring

Komponen terakhir dalam PV system adalah kabel listrik. Perlu dipastikan kabel yang sesuai dengan persyaratan tegangan dan daya yang diperlukan.

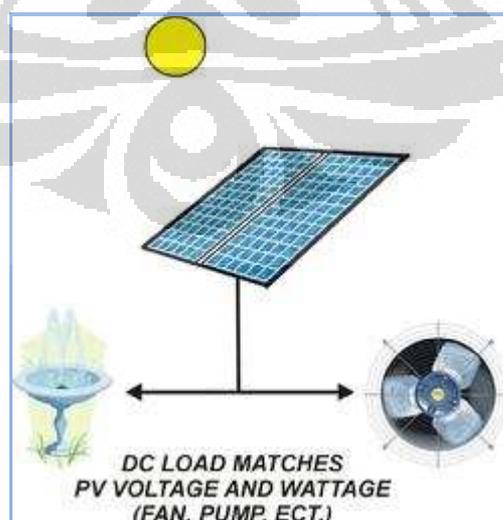
Pada sistem ini, battery memainkan peranan penting. Saat ada sinar matahari, arus dari PV Panel digunakan untuk men-supply load dan kelebihannya disimpan dalam battery ini. Pada saat malam atau dalam kondisi radiasi rendah (berawan atau hujan) maka beban akan menggunakan energi listrik dari battery ini.

Ada dua jenis battery yang biasa digunakan untuk PV System, yaitu deep cycle battery dan shallow cycle battery. Deep cycle battery merupakan yang paling umum digunakan pada PV system karena memang didesain tidak hanya rechargeable tetapi juga mampu men-discharge energi yang tersimpan sampai pada titik terendah.

Hal lain yang perlu diketahui adalah menyangkut lifetime dari setiap komponen. Hal ini akan sangat mempengaruhi total nilai investasinya. Lifetime dari setiap perangkat akan bervariasi tergantung merk, cara pemakaian, lama pemakaian, kondisi lingkungan dan sebagainya. Walaupun demikian, gambaran umum mengenai lifetime dari tiap perangkat tetap perlu diketahui.

b. Stand-alone PV System without Battery

Sistem ini sebenarnya sama seperti sistem pada point (a) di atas, hanya bedanya tidak memiliki battery. Pada sistem ini, energi listrik yang dihasilkan tidak lagi disimpan di battery tetapi langsung digunakan ke Load. Akibatnya, Load hanya dapat di-supply ketika ada matahari (siang hari) saja. Berikut skema sederhananya :

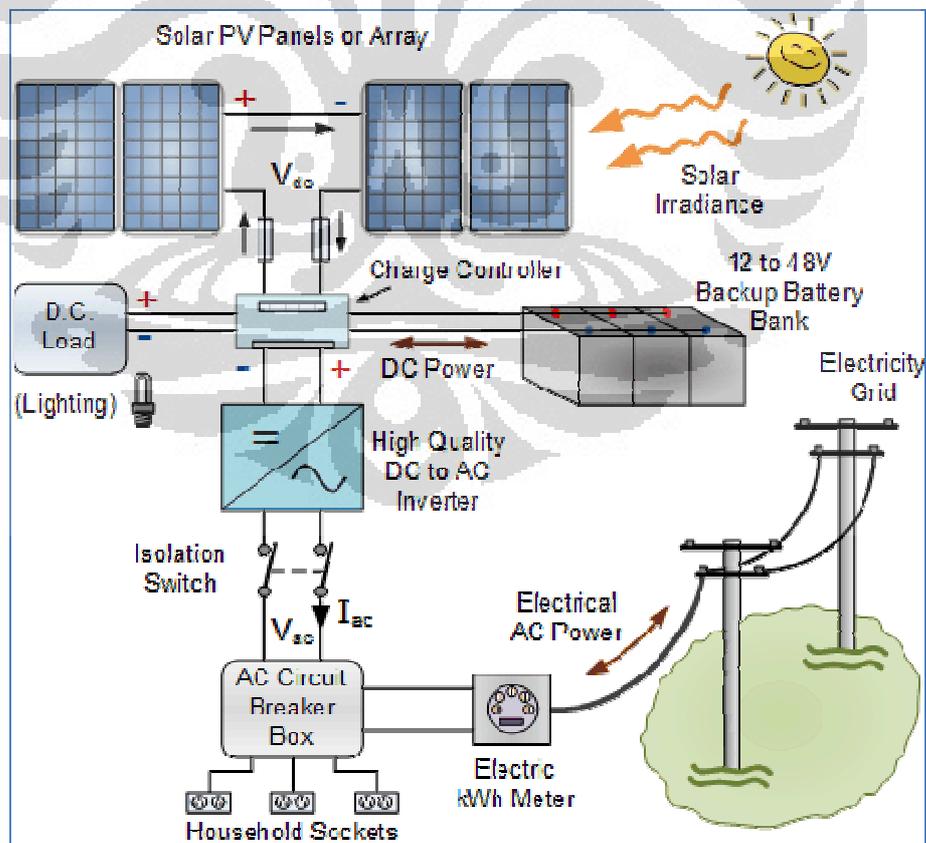


Gambar 2.14. Skema Stand-Alone PV System without Battery

Sistem ini biasa digunakan pada kasus-kasus tertentu, antara lain pada kondisi dimana energi listrik hanya dibutuhkan pada saat siang hari, atau pada sistem hybrid dimana pada saat tidak mata hari maka beban akan mengambil energi listrik dari sumber lain. Kelebihan dari sistem ini adalah lebih hemat karena tidak ada biaya untuk Battery lagi.

c. Grid-Connected PV System with Battery

Pada sistem ini, PV System listrik terkoneksi ke jaringan dan memiliki battery sebagai penyimpan energi. Bentuk jaringannya sama seperti pada point-a, Stand-Alone PV System with battery, hanya saja sekarang sistemnya terkoneksi ke jaringan listrik. Ada dua kelebihan utama dari skema ini. Yang pertama, jika energi dari PV System berlebih maka tidak hanya dapat disimpan di battery tetapi juga dapat di ekspor (dijual) ke jaringan. Yang kedua, ketika energi dari PV System ataupun battery kurang, maka beban dapat mengambil energi tambahan dari jaringan listrik. Skema dari sistem ini dapat dilihat pada berikut ini :



Gambar 2.15. Skema Grid-Connected PV System with Battery

Komponen dari suatu Grid-Connected PV System without Battery pada dasarnya terdiri dari suatu sistem Stand-Alone PV System dengan tambahan beberapa komponen mencakup:

i. Inverter

Inverter merupakan komponen terpenting dalam suatu Grid-Connected System. Inverter mengkonversi arus DC dari PV Panel menjadi arus AC pada tegangan dan frekuensi yang tepat untuk kemudian diekspor ke jaringan.

ii. Electricity Meter

Electricity meter atau biasa disebut Kilowatt hour (kWh) meter is digunakan untuk mencatat arus listrik yang mengalir dari ataupun ke jaringan. Twin kWh meter juga dapat digunakan, satu untuk mencatat energi listrik yang digunakan rumah tangga dan satu lagi mencatat arus listrik yang diekspor oleh rumah tangga tersebut melalui PV System-nya ke jaringan.

iii. AC Breaker Panel dan Fuses.

iv. Safety Switches and Cabling

PV Panel akan selalu menghasilkan tegangan dalam kondisi ada sinar matahari, untuk itu diperlukan alat yang dapat memutuskan hubungan dari PV Panel ke Inverter untuk keperluan maintenance ataupun testing. Alat keselamatan lain yang mungkin diperlukan adalah grounding (electrode pbumian) dan fuses. Kabel yang digunakan juga harus memenuhi persyaratan teknis.

v. Electricity Grid

Komponen terakhir yang diperlukan adalah Electricity Grid (Jaringan Listrik) itu sendiri, karena tanpa grid maka tidak akan ada Grid-Connected PV System.

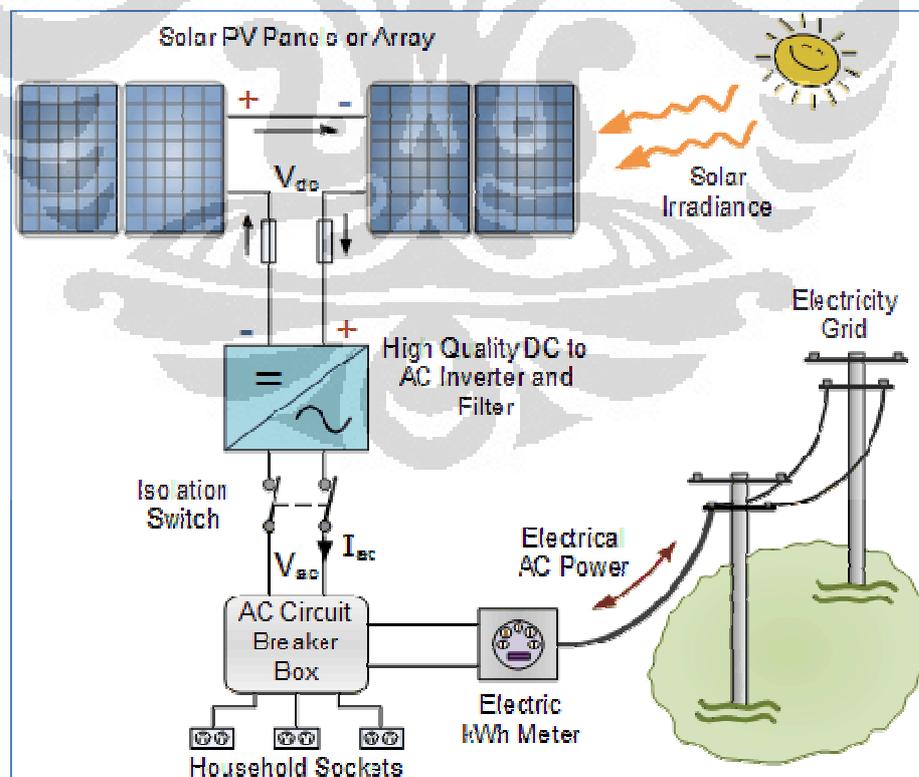
Kondisi hidup dengan grid-connected Solar PV System sebenarnya tidak berbeda dengan kondisi hidup dengan jaringan listrik biasa, hanya perbedaannya sekarang sebagian energi listrik yang dikonsumsi berasal dari matahari. Biasanya PV System ini didesain untuk memenuhi separuh dari total kebutuhan listrik rumah tangga. Bila PV System ingin didesain untuk memenuhi seluruh

kebutuhan, maka biayanya akan semakin besar dan juga instalasi PV System akan menggunakan lahan yang cukup besar.

Walaupun demikian, kelebihan utama dari Grid-Connected PV System ini, baik dengan ataupun tanpa battery, adalah ketika pada siang hari dimana PV System memproduksi listrik dalam jumlah maksimal (matahari bersinar terang) sedangkan pemilik rumah biasanya pergi bekerja, maka kelebihan energi listrik ini dapat dijual ke jaringan dan akan memberikan penghasilan tambahan bagi pemilik PV System ini. Dengan demikian tidak ada energi listrik yang terbuang percuma.

d. Grid-Connected PV System without Battery

Sistem ini pada dasarnya sama dengan point-c hanya saja tidak menggunakan battery. Akibatnya, sistem tidak dapat menyimpan ataupun menggunakan energi dari battery cadangan ketika pada kondisi kelebihan ataupun kekurangan pasokan listrik dari PV Panel. Keuntungannya, total biaya investasi secara keseluruhan menjadi lebih murah karena tidak ada biaya untuk pembelian Battery yang sifatnya regular.

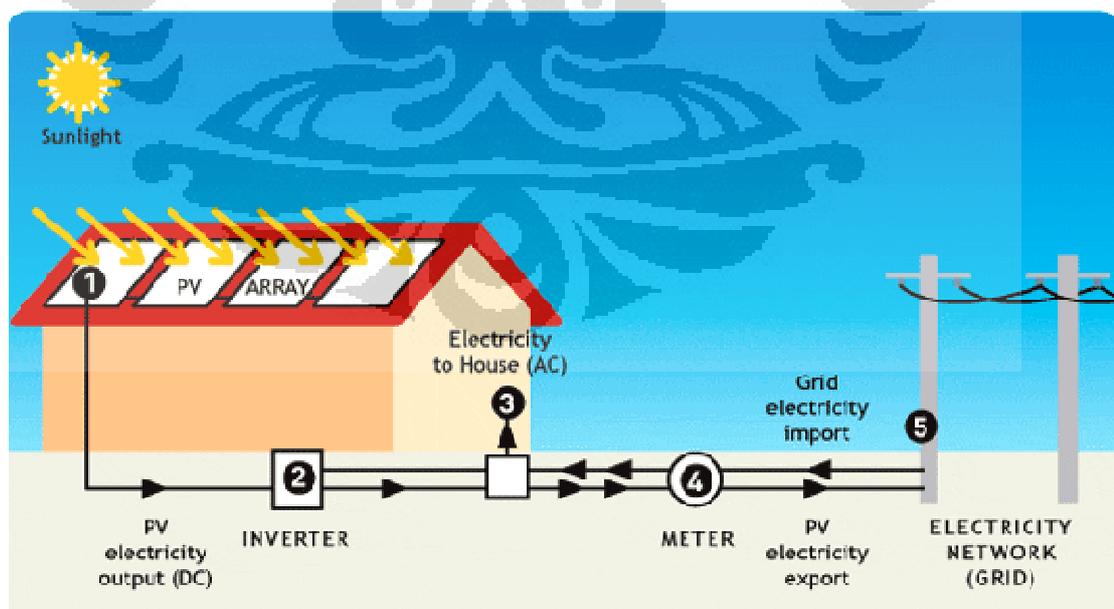


Gambar 2.16. Grid-Connected PV System without Battery

Sebenarnya battery tidak terlalu berperan signifikan karena pada kondisi malam hari atau radiasi rendah (hujan atau berawan) sebenarnya beban dapat mengambil energi listrik dari jaringan listrik yang terkoneksi. Hanya saja, memang pada situasi dimana listrik dari jaringan tidak stabil, atau terdapat beban yang bersifat kritical di dalam rumah (tidak boleh terputus aliran listriknya) maka penggunaan battery sebagai energi cadangan menjadi penting. Pada akhirnya, pertimbangan apakah akan menggunakan atau tidak menggunakan battery sangat tergantung pada situasi yang dihadapi.

2.3.3 Sistem PLTS untuk Kebijakan FIT

Pada suatu sistem grid-connected, listrik yang dibangkitkan melalui PV System nantinya dapat diekspor ke jaringan listrik milik utility. Listrik yang diekspor ini nantinya akan dibeli dan dibayar oleh utility tersebut. Tarif yang dibayarkan inilah yang disebut dengan Feed-in Tariff. Regulasi FIT akan mengatur prosedur jual beli listrik terutama berkaitan dengan harga pembayaran, durasi kontrak, dan sebagainya. Skema jaringan FIT yang akan dibahas pada tulisan ini mengacu ke sistem Grid-Connected PV System without Battery ini. Berikut gambar skemanya :



Gambar 2.17. Skema Jaringan untuk Mekanisme FIT

Berdasarkan gambar di atas, mekanisme suatu Grid-Connected PV System without Battery dapat dijelaskan sebagai berikut :

1. Panel Panel : mengkonversi sinar matahari menjadi suatu arus DC
2. Inverter : mengkonversi arus DC menjadi arus AC
3. Distribution Panel : Pada controller, Arus AC ini kemudian digunakan untuk keperluan rumah tangga. Bila arus AC dari panel surya tidak cukup untuk memenuhi kebutuhan, maka tambahan supply (impor) akan diambil dari jaringan. Sebaliknya, jika arus AC panel surya justru melebihi yang dibutuhkan, kelebihan arus ini dapat diberikan (ekspor) ke jaringan.
4. Smart Metering : sebuah meteran cerdas akan digunakan untuk memonitor dan mencatat energi listrik baik yang diekspor maupun yang diimpor ke jaringan
5. Jaringan Listrik
Jaringan listrik akan melakukan satu di antara dua hal ini, yaitu men-supply listrik ke rumah atau menerima supply listrik dari rumah yang terhubung ke jaringan tersebut.

Pada skema ini, jika energi listrik yang diproduksi oleh PV System berlebih, maka kelebihan energi listrik tersebut dapat dijual ke jaringan. Dalam hal ini, pemilik PV System akan mendapatkan bayaran tertentu. Sebaliknya, bila energi listrik tersebut justru tidak mencukupi kebutuhan listrik rumah tangga tersebut, maka rumah tangga akan tetap mengkonsumsi energi listrik dari jaringan seperti biasa dan membayar tagihan seperti biasa. Sistem pentarifan ini lah yang akan diatur dalam kebijakan Feed-in Tariff.

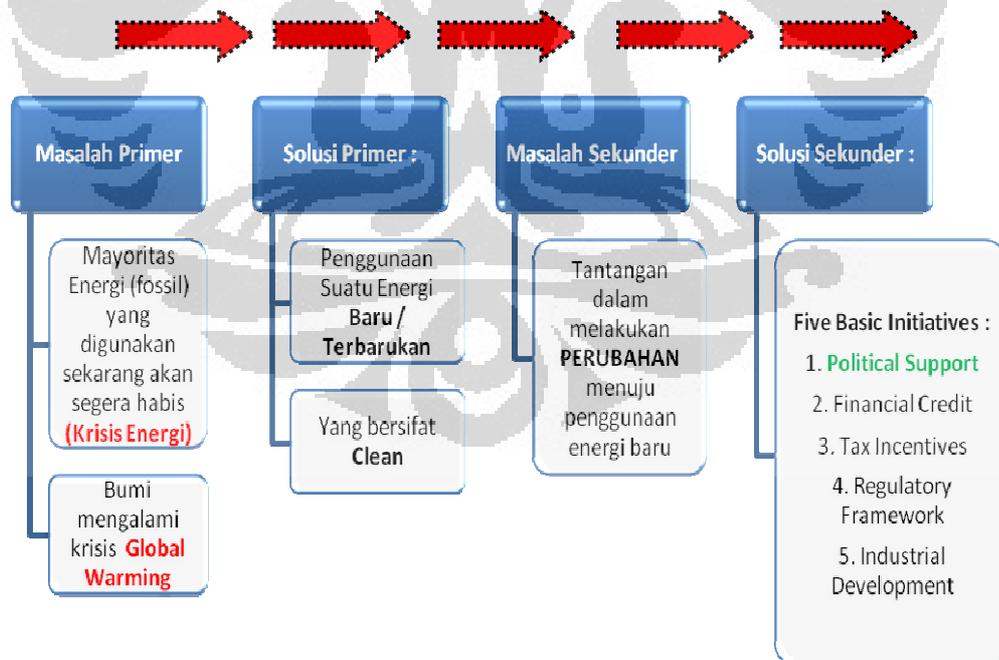
Dengan demikian, masyarakat yang memiliki PV System di rumahnya tidak lagi hanya menjadi pengguna pasif (passive user) tetapi juga dapat memainkan peranan sebagai produser listrik (active user). Tentu saja syarat utama agar ilustrasi ini dapat terlaksana adalah telah diimplementasikannya kebijakan Feed-in Tariff.

2.4 TINJAUAN PUSTAKA 4 : KONSEP FEED-IN TARIFF

Tinjauan pustaka keempat akan memberikan gambaran mengenai konsep dan mekanisme dari kebijakan Feed-in Tariff serta implementasinya di berbagai negara di dunia. Bagian ini bertujuan untuk memberikan pengetahuan dan informasi mendalam mengenai segala sesuatu tentang Feed-in Tariff. Pada bagian ini akan ditarik kesimpulan bahwa konsep kebijakan FIT telah tersedia dan telah terbukti berhasil di berbagai negara di dunia.

2.4.1 Peranan Kebijakan FIT dalam Sistem Energi

Sebelum pembahasan dimulai, ada baiknya diketahui latar belakang diperlukannya kebijakan Feed-in Tariff serta peranannya bagi sistem energi. Pada bagian awal tulisan ini telah dijelaskan sistem energi di Indonesia secara umum, kondisi kelistrikan Indonesia serta krisis energi (dan kelistrikan) yang sedang dan akan dialami oleh bangsa Indonesia ini. Selain itu, penggunaan energi fosil dalam jumlah besar telah menimbulkan dampak lingkungan yang cukup signifikan. Global warming merupakan salah satu akibatnya.



Gambar 2.18. Peranan Kebijakan FIT dalam Sistem Energi

Perubahan menuju penggunaan Energi Baru dan Terbarukan merupakan salah satu solusi untuk mengatasi krisis energi dan krisis lingkungan. Usaha untuk mendorong pemaksimalan EBT ini sampai saat ini masih terlihat belum terlalu berhasil. Walaupun demikian, tersedia berbagai strategi /cara yang dapat diterapkan dalam rangka memacu dan mendorong optimalisasi pemanfaatan EBT. Cara atau strategi ini dimaksudkan untuk mendorong optimalisasi tersebut.

Menurut salah satu sumber yang diacu penulis, ada lima inisiatif yang dapat dilakukan pemerintah dalam rangka memacu pertumbuhan Energi Terbarukan di suatu negara. Sebagaimana terlihat pada gambar di atas, masalah primer (utama) menyangkut sistem energi di Indonesia maupun dunia adalah adanya Krisis Energi (energi fosil yang mayoritas digunakan saat ini akan segera habis) dan Krisis Lingkungan (penggunaan energi fosil telah menimbulkan kerusakan lingkungan). Solusi untuk masalah primer tersebut adalah dengan menggunakan Energi Baru dan Terbarukan. EBT ini memiliki sifat sustainable (berkelanjutan) dan bersih (relatif ramah lingkungan) sehingga dengan demikian masalah primer dapat teratasi. Hanya saja, timbul masalah sekunder yaitu bagaimana mendorong manusia untuk mulai memanfaatkan EBT tersebut. Permasalahan ini timbul karena berbagai alasan, antara lain : manusia sudah terlanjur nyaman menggunakan energi fosil, berbagai sistem (transportasi, industri, rumah tangga, dsb) sudah terlanjur memerlukan energi fosil, alasan politis, dan sebagainya. Masalah sekunder ini merupakan tantangan yang harus dihadapi, yaitu bagaimana memacu pertumbuhan penggunaan EBT tersebut.

Selanjutnya, menurut salah satu jurnal yang menjadi referensi penulis, ada 5 inisiatif yang dapat diterapkan sebagaimana terlihat pada skema di atas. Penjelasannya adalah sebagai berikut :

a. Political Support

Kebijakan publik yang mendorong penggunaan EBT perlu diimplementasikan. Salah satunya adalah melalui kebijakan FIT ini.

b. Financial Credit

Infrastruktur kredit perlu dikembangkan agar dapat mendorong investasi baik untuk skala besar maupun skala rumahan. Bunga pinjaman yang menarik, masa pinjaman yang diperpanjang, serta

kemudahan persyaratan bagi investasi sistem EBT perlu dikaji. Kredit dapat diberikan melalui bank maupun organisasi mikro-kredit.

c. Tax Incentives

Pajak khusus perlu diterapkan agar nilai investasi sistem EBT tidak melonjak tinggi dan tetap menarik.

d. Regulatory Framework

Regulasi yang transparan dan konsisten terutama berkaitan dengan pembangkit listrik tegangan rendah perlu diterapkan.

e. Industrial Development

Kerjasama yang baik antara pemerintah dengan industri perlu dijalankan.

Thesis ini akan memfokuskan pada inisiatif yang pertama, yaitu Political Support, dimana kebijakan Feed-in-Tariff merupakan salah satu strateginya. Alasan utamanya adalah karena kebijakan FIT telah terbukti merupakan metode yang paling berhasil (menurut statistik) dalam mendorong optimalisasi EBT di dunia.

Ada beberapa hal yang melatarbelakangi atau mendasari perlunya penerapan mekanisme FIT ini, antara lain :

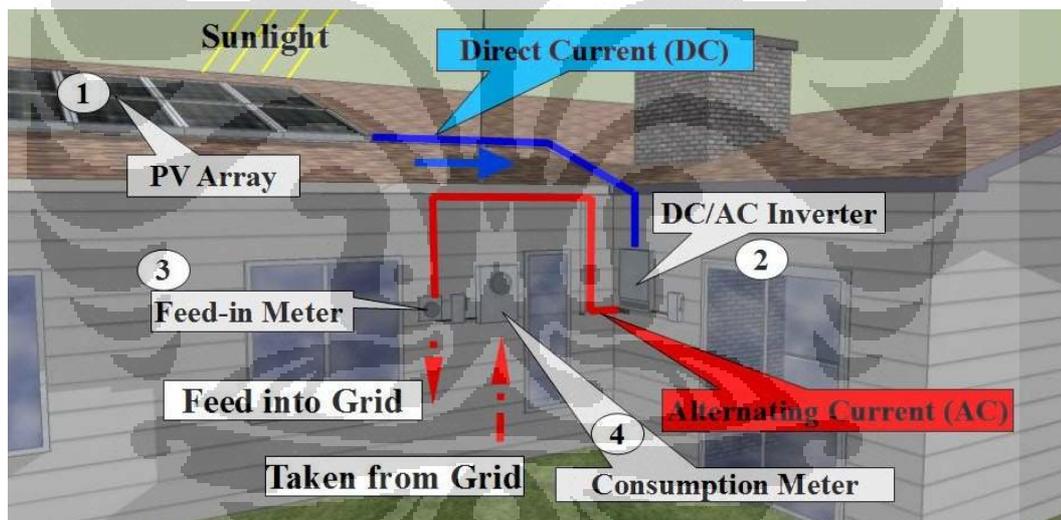
- Membantu meningkatkan Reliability dari Jaringan Listrik suatu negara, karena akan memunculkan pembangkit-pembangkit kecil baru (masyarakat) yang ikut berperan dalam men-supply energi listrik ke jaringan
- Meningkatkan akselerasi penggunaan Clean Energy, karena dalam hal ini FIT akan diterapkan pada masyarakat yang menggunakan jenis Energi Baru dan Terbarukan dalam pembangkitannya
- Menambah pendapatan masyarakat karena mereka akan mendapatkan uang atas listrik yang dibangkitkan dan di-supply ke jaringan

Penjelasan mengenai konsep FIT akan dilakukan pada bagian selanjutnya. Inti dari bagian ini adalah untuk menjelaskan gambaran keseluruhan konsep serta peranan kebijakan FIT bagi suatu sistem energi.

2.4.2 Konsep Feed-in Tariff

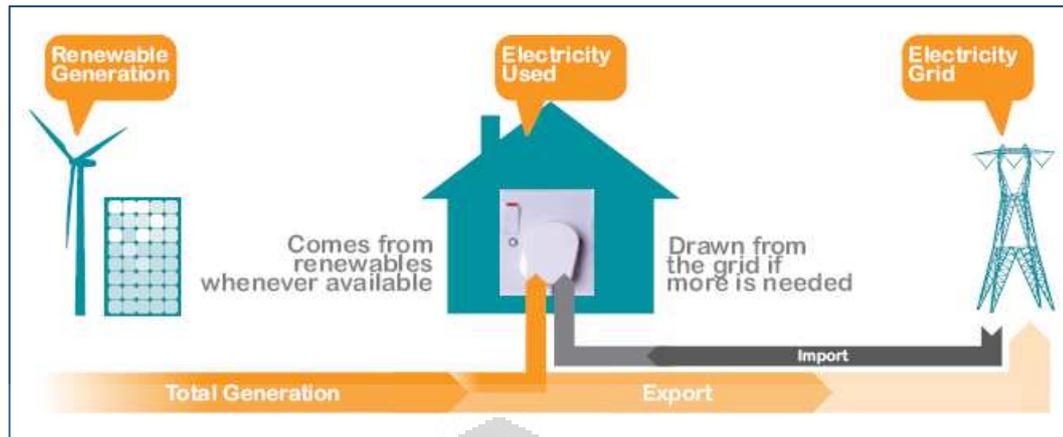
Secara konsep FIT merupakan suatu kebijakan yang mengatur pembelian listrik oleh utility company dari masyarakat yang memproduksi energi listrik. Utility akan membeli dan membayar energi listrik yang diproduksi dan diekspor oleh masyarakat ke sistem jaringan listrik milik utility, dengan suatu tariff tertentu.

Dengan kata lain, Feed-in-Tariff (FIT) adalah suatu tariff yang dibayarkan oleh pembeli (pemilik jaringan) kepada penjual (penghasil listrik) atas listrik yang dibangkitkan dan disalurkan oleh si penjual tersebut kepada pembeli. Pembeli dalam hal ini adalah Electric Utility Company, dan penjual dalam hal ini adalah masyarakat umum yang telah memiliki/memasang pembangkit listrik bersifat mandiri di rumahnya masing-masing.



Gambar 2.19. Skema Perangkat untuk program FIT

Di Indonesia, Electric Utility Company hanya ada satu saja, yaitu PT Perusahaan Listrik Negara (PLN) Persero. Untuk menyederhanakan pembahasan, kata PLN akan digunakan untuk mewakili sisi pembeli dan kata masyarakat akan tetap digunakan mewakili sisi penjual.



Gambar 2.20. Ilustrasi Ekspor-Impor Listrik pada Skema FIT

Hal menarik lainnya adalah masyarakat dalam hal ini tidak lagi hanya sebagai user (passive) tetapi juga sebagai seller (active). Dalam kondisi dimana kebijakan FIT telah diterapkan, masyarakat dapat bertindak sebagai produser listrik (active) dan sebaliknya PLN akan bertindak sebagai pembeli (passive). Fenomena active-passive ini di luar lingkup pembahasan walaupun demikian ada baiknya untuk disampaikan di tulisan ini.

2.4.3 Sejarah FIT

Dasar konsep kebijakan FIT pertama kali diperkenalkan di Amerika Serikat pada tahun 1978. Sebagai reaksi terhadap krisis energi dan keprihatinan atas polusi udara, Presiden Jimmy Carter menandatangani the National Energy Act (NEA) and the Public Utilities Regulatory Policy Act (PURPA). Tujuan hukum-hukum ini pada awalnya adalah untuk mendorong konservasi energi dan pengembangan sumber daya energi nasional, termasuk energi terbarukan seperti angin dan matahari.

Dalam sejarahnya, ada beberapa titik penting dimana kebijakan FIT mengalami perubahan atau revisi yang signifikan. Beberapa tonggak sejarah yang dianggap penting :

- Pada tahun 1978, PURPA ditandatangani oleh Presiden AS. PURPA ini dianggap sebagai kebijakan FIT yang pertama (Lipp 2007, Rickerson and Grace 2007)

- Pada Desember 1990, Jerman mencetuskan Electricity Feed-in Law (Stromeinspeisungsgesetz or StrEG). Per 1 Januari 1991, utilities di Jerman diharuskan membeli listrik dari non-utility RE generators pada suatu harga tertentu (Germany 1990, Rickerson and Grace 2007). Tarif yang digunakan waktu itu bersifat fixed-price.
- Pada April 2000, The Renewable Energy Sources Act (*Erneuerbare Energien Gesetz*, EEG) disahkan oleh the German Parliament in April 2000 (Germany RES Act 2000). Legislasi ini menandakan beberapa perkembangan penting yaitu :
 - Tarif FIT mulai diberlakukan secara nasional
 - Utility (skala besar) diperbolehkan ikut berpartisipasi dalam program FIT, bersama-sama dengan masyarakat umum
 - Sumber EBT diberikan prioritas untuk mengakses jaringan
 - Tarif FIT untuk wind power dibedakan/divariasikan berdasarkan lokasi sumber
 - Tarif FIT ditentukan berdasarkan Cost of Generation (LCOE) untuk semua jenis teknologi
- Sejak pengesahan Germany's RES Act, perkembangan FIT melaju dengan semakin pesat. Tarif mulai dibedakan untuk variasi teknologi, project size, project location, dan kualitas listrik yang dibangkitkan. Perbedaan nilai tarif ini dimaksudkan untuk memberikan keuntungan yang sesuai bagi investasi.
- Pada tahun 2007, Spanyol melalui Spain's RD 661/2007 memperkenalkan inovasi baru berupa opsi pembayaran "sliding premium". Opsi ini menawarkan pembayaran yang nilainya di atas harga pasaran saat itu (spot market price). Opsi seperti ini akan berjalan di tempat dimana harga listrik ditentukan oleh bursa (spot market). Pada April 2008, Belanda juga mengadopsi kebijakan yang serupa.

Penjelasan di atas telah menunjukkan evolusi kebijakan FIT sejak awal peletakan dasar-dasarnya hingga perkembangan terakhir. Terlihat bahwa perkembangan

kebijakan sangat dipengaruhi oleh adaptasi terhadap market trends dan situasi politik. Walaupun demikian, alasan utama kesuksesan kebijakan FIT adalah stabilitas dan kontinuitas dari kebijakan FIT itu sendiri (Fell 2009, Ragwitz et al. 2007, IEA 2008). Adanya stabilitas ini sangat kritikal dalam memastikan adanya alur investasi yang stabil dan terus menerus baik pada sisi hulu maupun hilir dari industri EBT di dunia.

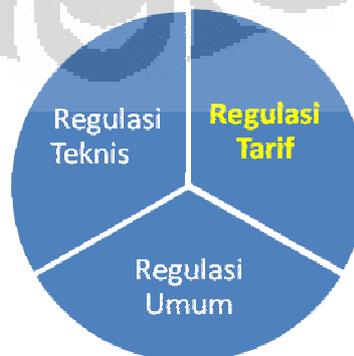
2.4.4 Mekanisme Pelaksanaan FIT

Pelaksanaan Feed-in Tariff dapat berjalan bila tiga hal utama ini dipenuhi. Ketiga hal utama tersebut adalah :

- 1) Jaminan akses ke jaringan
- 2) Durasi kontrak jual beli yang bersifat jangka panjang
- 3) Harga pembelian yang sesuai

Jaminan akses ke jaringan diperlukan agar ada kepastian bagi investor (masyarakat umum dalam hal ini) untuk dapat menjual listriknya ke utility. Durasi kontrak jual beli harus bersifat jangka panjang. Untuk PV biasanya 20-25 tahun. Hal ini untuk memastikan agar investasi PV dapat kembali. Harga pembelian yang sesuai dalam artian investor harus bisa mendapatkan profit atau keuntungan dari investasinya.

Selain itu, untuk menerapkan suatu kebijakan FIT, maka perlu didefinisikan lingkup kebijakan secara menyeluruh. Berdasarkan rangkuman hasil review penulis dari berbagai sumber, keseluruhan lingkup kebijakan terdiri dari tiga bagian utama, yaitu :



Gambar 2.21. Lingkup Kebijakan FIT

Seminar ini hanya akan memfokuskan pada regulasi tariff, yaitu bagaimana membuat model perhitungan tarifnya dan bagaimana proses serta hasil perhitungannya sehingga didapatkan hasil yang optimal bagi semua pihak. Walaupun demikian, ketiga bagian tersebut akan dibahas secara singkat disini.

Regulasi teknis akan mencakup hal-hal terkait teknis. Standar peralatan yang akan digunakan dan paramater keluaran listrik perlu disepakati secara resmi. Parameter keluaran listrik utama yaitu Tegangan, Arus, dan Frekuensi perlu ditetapkan batas toleransinya agar tercipta suatu standard kualitas (Power Quality). Selain itu, keseluruhan peralatan yang dibutuhkan dari rumah masyarakat hingga ke jaringan (end to end) perlu dijelaskan ke masyarakat agar tercipta suatu standard. Sistem metering untuk pencatatan jual beli listrik juga perlu dimantapkan. Hal-hal teknis seperti itu perlu ditetapkan secara tepat dan optimal, yang tentu saja memerlukan kajian mendalam sebelum regulasi diterapkan.

Regulasi tarif akan mengatur hal-hal terkait tarif. Harga tarif pembayaran, durasi kontrak, serta degression rate akan diatur disini. Seminar ini akan membahas lebih mendalam mengenai regulasi tariff, terutama dalam hal metode penentuan tarif itu sendiri.

Regulasi umum akan mencakup hal-hal yang berada di luar regulasi teknis maupun regulasi tarif. Hal-hal seperti business model, subsidi silang untuk pembayaran listrik, dan hal-hal umum lainnya akan dan dapat diatur pada bagian ini.

2.4.5 Struktur Tariff pada FIT

Suatu struktur tarif yang lengkap namun sederhana terdiri dari beberapa komponen utama, yaitu Pilihan Teknologi, Kapasitas Pembangkit, Durasi Kontrak, dan Degression Rate. Struktur tarif dalam bentuk table dapat dilihat pada gambar berikut ini.

Tabel 2.13. Struktur Tarif pada Regulasi FIT

Project Size	FIT Rate (Rupiah/kWh)	Contract Duration	Degression Rate/Year
0 – 5500 Wp	a	b	NA
5500 Wp - 6000 Wp	NA	NA	NA
6000 Wp - dst	NA	NA	NA
dst	NA	NA	NA

Terlihat pada tabel bahwa struktur tarif terdiri dari empat faktor utama. Struktur tarif inilah yang merupakan regulasi tarif dalam suatu kebijakan FIT. Nilai dari keempat faktor tersebut perlu ditentukan secara cermat agar dapat memberikan hasil yang optimal, yaitu percepatan pemanfaatan teknologi EBT dalam rangka mengatasi krisis energi dan krisis lingkungan. Penjelasan mengenai keempat faktor tersebut akan dibahas pada bagian berikut. Seminar ini bertujuan untuk menentukan beberapa nilai dari faktor atau komponen di atas.

Kebijakan Feed-in Tariff dapat diterapkan untuk berbagai jenis teknologi EBT, antara lain untuk energi hydro, panas bumi, biomassa, dan matahari. Nilai tarif untuk setiap teknologi tersebut tentunya akan berbeda. Walaupun demikian, secara konsep regulasinya akan identik. Seminar ini hanya akan membahas regulasi tarif untuk teknologi PV.

Nilai tarif FIT harus disesuaikan dengan kapasitas pembangkit yang terpasang. Secara alamiah, semakin besar kapasitas pembangkit maka tarif yang akan dibayarkan akan semakin murah, karena biaya produksinya akan lebih rendah, sesuai dengan prinsip *economic of scale*. Selain itu, variasi nilai tarif untuk setiap range kapasitas pembangkit perlu dibedakan dengan tujuan melindungi kepentingan rakyat kecil yang hanya mampu memiliki pembangkit skala kecil. Pada tabel di atas, varian kapasitas pembangkit direpresentasikan oleh kolom satu.

Komponen durasi kontrak menentukan berapa lama kontrak jual beli antara produsen listrik (masyarakat) dan pembeli listrik (PLN) akan berlangsung. Durasi kontrak ini tentunya akan berbeda-beda sesuai dengan jenis pilihan teknologi dan kapasitas pembangkit terpasang. Komponen durasi kontrak ini juga memegang

peranan penting karena akan menentukan besarnya nilai investasi yang akan kembali (recovery) dan juga keamanan investasi, dimana semakin lama durasi kontrak maka investasi akan cenderung semakin aman. Pada tabel di atas, varian durasi kontrak direpresentasikan oleh kolom dua.

Komponen degression rate merupakan komponen yang menunjukkan penurunan nilai tarif yang dibayarkan setiap tahunnya. Faktor degression rate ini diperlukan dalam rangka memacu pertumbuhan instalasi teknologi EBT dan ikut dalam program FIT. Semakin lama seseorang ikut dalam program FIT, maka nilai tarif yang dibayarkan untuk setiap unit energi yang terjual juga akan semakin murah. Untuk itu, agar mendapatkan tarif pembayaran yang optimal, maka masyarakat disarankan untuk secepat mungkin ikut dalam program FIT tersebut. Pada tabel di atas, varian durasi kontrak direpresentasikan oleh kolom tiga.

2.4.6 Metode Penentuan Tarif FIT

Ada berbagai metode untuk menentukan tarif (yang akan dibayarkan oleh pembeli kepada penjual) pada regulasi FIT. Setiap metode pada dasarnya berusaha untuk menentukan berapa tarif pembelian listrik yang paling tepat untuk setiap unit energi yang dijual oleh masyarakat kepada pembeli (PLN). Setiap metode tentu memiliki keunggulan maupun kelemahan.

Dari salah satu literatur yang telah ditelusuri dan dipelajari penulis, disimpulkan bahwa pada dasarnya ada empat metode utama untuk menentukan atau menghitung tarif FIT ini. Keempat metode tersebut adalah (NREL, 2010) :

- a. Metode berdasarkan aktual Levelized Cost of Electricity generation (LCOE)

Metode ini merupakan yang paling banyak digunakan di dunia, dan merupakan metode yang paling berhasil dalam memacu pertumbuhan EBT di dunia (Klein et al. 2008, REN21 2009). Lebih jelas mengenai metode ini akan dibahas pada bagian selanjutnya.

- b. Metode berdasarkan “Value” of Renewable Energy Generation

Pada metode ini, value yang dilihat adalah kontribusi terhadap masyarakat atau public utility. Metode ini digunakan di California dan British Columbia (CPUC 2008a, DSIRE 2009b, BC Hydro 2008). Value

dalam hal ini dapat berupa Climate Change Mitigation, Health Impact, atau berdasarkan nilai dari energi listrik yang digantikannya.

c. Metode Fixed-Price Incentive

Pada metode ini, tarif ditentukan dengan suatu harga tetap. Metode ini banyak dipakai beberapa utilities di USA (Couture and Cory 2009). Metode ini dianggap kurang suksse.

d. Metode berdasarkan Auction or Bidding

Pada metode ini, tarif ditentukan dengan menggunakan sistem lelang atau tender (auction or bidding). Beberapa tempat yang menggunakan metode ini antara lain : Spain untuk Solar PV (Spain 2008), China untuk wind dan solar power (Han et al. 2009), dan India untuk beberapa varian teknologi (Kann 2010).

Setiap metode di atas menggunakan pendekatan yang berbeda dalam merumuskant tarif FIT. Seminar ini akan memfokuskan pada metode LCOE, karena metode ini merupakan yang terbanyak digunakan dan dianggap paling berhasil di dunia.

Metode LCOE

Metode yang akan digunakan pada seminar ini adalah metode penentuan tarif berdasarkan Levelized Cost of Electricity Generation. Pada metode ini, tarif FIT dihitung berdasarkan harga setiap unit energi yang dihasilkan oleh sistem pembangkit semasa hidupnya. Prinsip perhitungannya sederhana, yaitu total Lifecycle Cost dibagi dengan total Lifetime Energy Production (AE, 2011), sebagai berikut :

$$LCOE = \frac{\text{Lifecycle cost}}{\text{Lifetime energy production}}$$

Berdasarkan formula di atas, harga unit energi dihitung dengan cara jumlah total biaya selama masa hidup sistem dibagi dengan jumlah energi yang diproduksi

sistem selama masa hidupnya. Prinsip-prinsip ekonomi akan diperlukan pada pemodelan tersebut.

2.4.7 Penerapan Kebijakan FIT untuk Teknologi PV di Dunia International

Pada bagian awal telah disampaikan bahwa dasar kebijakan FIT pertama kali diperkenalkan pada tahun 1978 di negara USA. Sejak itu, kebijakan FIT terus berkembang. Hingga tahun 2012, telah ada lebih dari 50 negara di dunia, dari total 193 negara yang terdaftar di PBB, yang telah menerapkan kebijakan FIT ini, yang mana regulasinya tentu disesuaikan dengan kondisi negara masing-masing. Kebijakan FIT di berbagai negara tersebut diterapkan untuk berbagai jenis teknologi EBT sesuai dengan potensi masing-masing negara.

Tabel 2.14. Negara dengan Kebijakan FIT

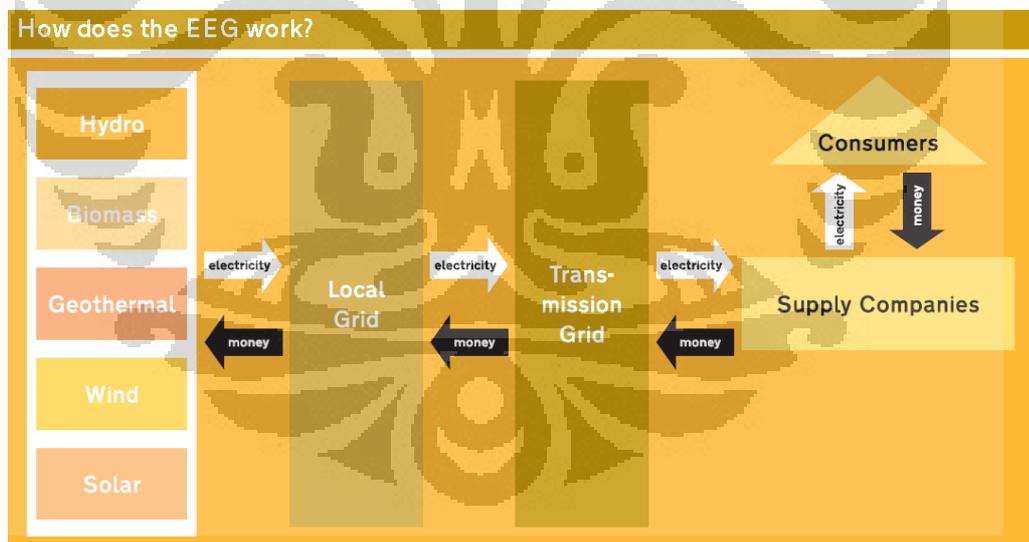
Countries, states and provinces that have adopted FITs		
Year	Cumulative number	Countries/states/provinces added that year
1978	1	United States
1990	2	Germany
1991	3	Switzerland
1992	4	Italy
1993	6	Denmark, India
1994	8	Spain, Greece
1997	9	Sri Lanka
1998	10	Sweden
1999	13	Portugal, Norway, Slovenia
2000	14	Thailand
2001	16	France, Latvia
2002	20	Austria, Brazil, Czech Republic, Indonesia, Lithuania
2003	27	Cyprus, Estonia, Hungary, Korea, Slovak Republic, Maharashtra (India)
2004	33	Italy, Israel, Nicaragua, Prince Edward Island (Canada) Andhra Pradesh and Madhya Pradesh (India)
2005	40	Turkey, Washington (U S), Ireland, China, India (Karnataka, Uttaranchal, Uttar Pradesh)
2006	41	Ontario (Canada)

(sumber : WFC 2007)

Bagian ini akan mencoba membahas mengenai penerapan dan hasil dari penerapan kebijakan FIT untuk teknologi PV di beberapa negara di dunia. Negara yang dipilih adalah Jerman – dianggap memiliki kebijakan FIT terbaik di dunia, Jepang-merupakan salah satu negara maju yang mewakili kawasan Asia, dan Malaysia-tetangga terdekat Indonesia yang telah menerapkan kebijakan FIT. Berikut pembahasan detailnya.

2.4.7.1 Penerapan Kebijakan FIT untuk PV di Jerman

Kebijakan FIT di Jerman pertama kali diterapkan pada tahun 1990. Pada Desember 1990, Jerman mencetuskan Electricity Feed-in Law (Stromeinspeisungsgesetz or StrEG). Per 1 Januari 1991, utilities di Jerman diharuskan membeli listrik dari non-utility RE generators pada suatu harga tertentu (Germany 1990, Rickerson and Grace 2007). Tarif yang digunakan waktu itu bersifat fixed-price.



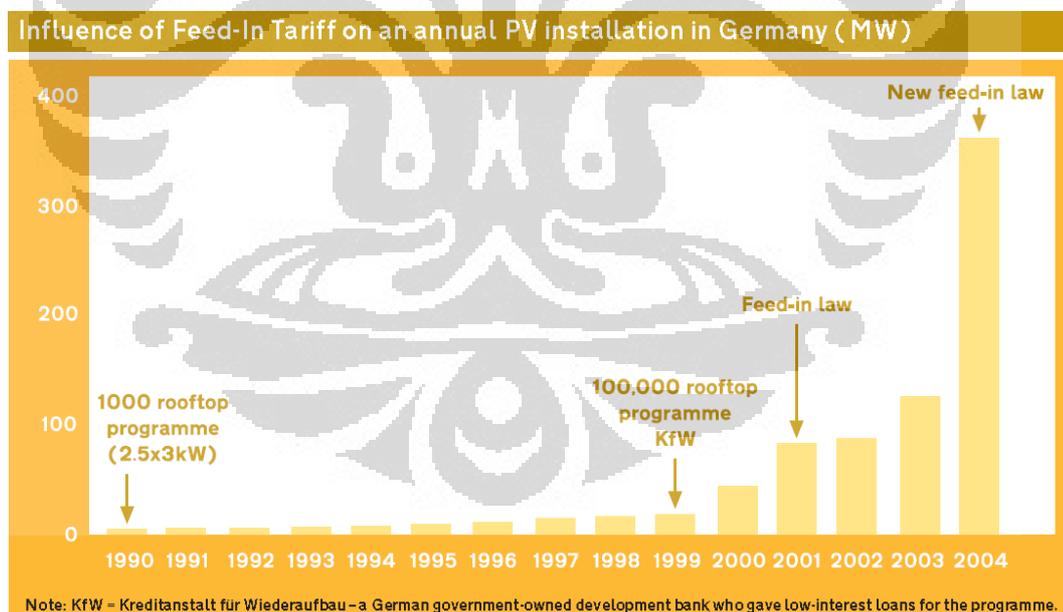
Source: Vlerth, 2004

Gambar 2.19. Skema EEG di Jerman

Pada April 2000, The Renewable Energy Sources Act (*Erneuerbare Energien Gesetz*, EEG) disahkan oleh the German Parliament in April 2000 (Germany RES Act 2000). Legislasi ini menandakan beberapa perkembangan penting yaitu :

- Tarif FIT mulai diberlakukan secara nasional
- Utility (skala besar) diperbolehkan ikut berpartisipasi dalam program FIT, bersama-sama dengan masyarakat umum
- Sumber EBT diberikan prioritas untuk mengakses jaringan
- Tarif FIT untuk wind power dibedakan/divariasikan berdasarkan lokasi sumber
- Tarif FIT ditentukan berdasarkan Cost of Generation (LCOE) untuk semua jenis teknologi

Tarif mulai dibedakan untuk variasi teknologi, project size, project location, dan kualitas listrik yang dibangkitkan. Perbedaan nilai tarif ini dimaksudkan untuk memberikan keuntungan yang sesuai bagi investasi. Sejak pengesahan Germany's RES Act, perkembangan FIT melaju dengan semakin pesat. Gambar di bawah ini menunjukkan pertumbuhan instalasi PV di Germany sebelum dan sesudah kebijakan diterapkan.



Gambar 2.23. Pertumbuhan PV di Jerman
(sumber : WFC 2007)

Kebijakan FIT telah terbukti sangat sukses di Germany. Beberapa dampak yang diperoleh negara tersebut (WFC, 2007):

- Penciptaan 214.000 lapangan kerja

- Mengurangi emisi CO2 sebesar 97 juta ton pada 2006 yang berasal
- Total presentase renewable electricity mencapai 11,8% pada 2006
- Total presentase renewable energy mencapai 5,3% pada 2006
- Kerugian sebesar euro 5,4 per rumah tangga akibat kerusakan lingkungan dapat dihindari

Hingga sekarang, kebijakan FIT di Germany merupakan salah satu acuan utama dari berbagai negara di dunia karena dianggap salah satu yang terbaik.

2.4.7.2 Penerapan Kebijakan FIT untuk PV di Jepang

Kebijakan FIT di Jepang baru diterapkan pada 26 Agustus 2011 oleh Japanese House of Councillors. Keputusan tersebut dikenal dengan nama the Bill on Special Measures Concerning Procurement of Renewable Energy Sourced Electricity by Electric Utilities.

Kebijakan ini mewajibkan electric utility untuk membeli listrik yang dihasilkan dari renewable sources seperti solar power, wind power, dan biomass selama jangka waktu kontrak tertentu, pada suatu harga yang ditentukan. Peraturan ini akan berlaku per 1 Juli 2012.

Persentase energy self-sufficiency negara Jepang sendiri masih berada di level rendah yaitu sekitar 4% saja, dan diharapkan penerapan kebijakan ini dapat mendorong ratio self-sufficiency menjadi lebih baik. Hingga saat ini, Jepang telah menerapkan dua kebijakan utama terkait pemanfaatan renewable sources, yaitu :

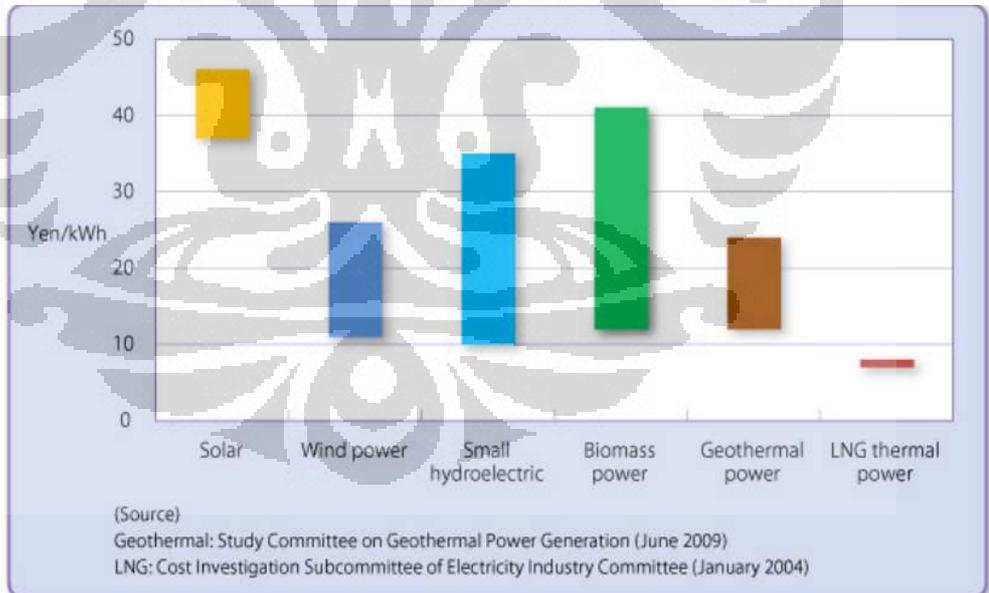
- **Renewables Portfolio Standards (RPS Program)**
Kebijakan yang mewajibkan suatu electricity utility untuk memiliki jumlah minimum yang dibangkitkan dari renewables sources
- **Excess Electricity Purchasing Scheme for Photovoltaic Electricity**
Kebijakan yang mewajibkan electric utility untuk membeli kelebihan listrik yang dihasilkan dari suatu pembangkit PV.

Kebijakan FIT ini akan menjadi tambahan dari kebijakan sebelumnya. Ada harapan tinggi bagi negara tersebut bahwa kebijakan FIT ini dapat lebih berhasil daripada kebijakan sebelumnya. Berikut ini tabel kebijakan energi di Jepang serta perbedaannya :

Tabel 2.16. Kebijakan *Renewable Energies* di Jepang

Renewables Portfolio Standards (RPS program)	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Regulated by amount ▶ Mandates that electric utilities have to use minimum amounts of electricity generated from renewable energy sources beginning in 2003
Excess Electricity Purchasing Scheme for Photovoltaic Electricity	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Electric utilities purchase surplus power from the power produced by solar power generating systems at a fixed price beginning in 2009
Feed in Tariff (FIT) program	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Regulated by price ▶ Mandates that electric utilities purchase electricity generated from renewable energies during the fixed-period contract with fixed price beginning in 2012

Untuk di Jepang, kalkulasi harga cost of power generation untuk tiap energi menunjukkan harga (dalam yen/kWh) sebagai berikut : 37 – 46 untuk solar, 12 – 41 untuk biomass, dan 12 – 24 untuk geothermal. Nilai ini cukup tinggi dibandingkan dengan thermal power generation yang hanya 7.5.



Gambar 2.24. Perbandingan Cost of Power Generation di Jepang

Penentuan tarif FIT nantinya akan mengacu ke harga tersebut di atas, untuk menjamin pengembalian investasi. Kajian lebih lanjut mengenai cost of

energy tersebut masih akan terus dilakukan oleh pihak pemerintah Jepang bersama dengan 3rd party.

2.4.7.3 Penerapan Kebijakan FIT untuk PV di Malaysia

Kebijakan FIT di Malaysia baru diterapkan pada tahun 2011. Draft pertama Renewable Energy Act Malaysia baru dibentuk pada 15 Desember 2010. Kebijakan FIT diberlakukan untuk 4 jenis teknologi, yaitu Solar Power, Biomass, Biogas, dan Minihydro. Berikut ini tarif table untuk kebijakan FIT di Malaysia.

Tabel 2.16. Tarif FIT di Malaysia

Renewable Tariffs in Malaysia						
14-Apr-11						
	Years	MYR/kWh	4.191 €/kWh	1.370 CAD/kWh	1.369 USD/kWh	Degression
Solar PV						
<4 kW	21	1.23	0.293	0.402	0.402	-8.0%
>4 kW<24 kW	21	1.20	0.286	0.392	0.392	-8.0%
>24 kW<72 kW	21	1.18	0.282	0.386	0.386	-8.0%
>72 kW<1,000 kW	21	1.14	0.272	0.373	0.372	-8.0%
>1 MW<10 MW	21	0.95	0.227	0.311	0.310	-8.0%
>10 MW<30 MW	21	0.85	0.203	0.278	0.278	-8.0%
Bonus for rooftop	21	0.26	0.062	0.085	0.085	-8.0%
Bonus for BIPV	21	0.25	0.060	0.082	0.082	-8.0%
Bonus for local modules	21	0.03	0.007	0.010	0.010	-8.0%
Bonus for local inverters	21	0.01	0.002	0.003	0.003	-8.0%
Biomass						
<10 MW	16	0.31	0.074	0.101	0.101	-0.5%
>10 MW<20 MW	16	0.29	0.069	0.095	0.095	-0.5%
>20 MW<30 MW	16	0.27	0.064	0.088	0.088	-0.5%
Bonus for gasification	16	0.02	0.005	0.007	0.007	-0.5%
Bonus for steam generation >14% effic.	16	0.01	0.002	0.003	0.003	-0.5%
Bonus for local manufacture	16	0.01	0.002	0.003	0.003	-0.5%
Bonus for municipal solid waste	16	0.10	0.024	0.033	0.033	-1.8%
Biogas						
<4 MW	16	0.32	0.076	0.105	0.105	-0.5%
>4 MW<10 MW	16	0.30	0.072	0.098	0.098	-0.5%
>10 MW<30 MW	16	0.28	0.067	0.092	0.091	-0.5%
Bonus for gas engine >40% effic.	16	0.02	0.005	0.007	0.007	-0.5%
Bonus for local manufacture	16	0.01	0.002	0.003	0.003	-0.5%
Bonus for landfill or sewage gas	16	0.08	0.019	0.026	0.026	-1.8%
Minihydro						
<10 MW	21	0.24	0.057	0.078	0.078	0.0%
>10 MW<30 MW	21	0.23	0.055	0.075	0.075	0.0%

(sumber : Malaysian Government website)

Di Malaysia, untuk instalasi Solar PV dalam program FIT dibutuhkan dua meteran untuk instalasi, yaitu untuk generation dan import meters. Seluruh

electricity yang dibangkitkan masyarakat akan diimpor ke national grid. Untuk Solar PV, tarifnya berkisar antara MYR 1.23 hingga MYR 1.78. Payback period selama 21 tahun dengan degression rate 8% per tahun. Skema FIT ini akan didanai oleh pelanggan sendiri. Caranya adalah dengan menaikkan tarif listrik sebesar 1%, dimana dana dari hasil kenaikan tersebut akan digunakan untuk mendanai skema FIT. Dana tersebut diperkirakan akan cukup hingga tahun 2030, yaitu sebesar MYR 18,9 milyar. Diperkirakan pada saat itu harga listrik dari Solar PV sudah akan menyamai harga listrik jaringan (BPP). Ditargetkan instalasi PV melalui skema FIT ini akan mencapai produksi 18,7 Gwh pada tahun 2050, yang mana akan mengurangi emisi CO₂ sebesar 17 juta ton per tahun pada tahun tersebut.

2.5 TINJAUAN PUSTAKA 5 : PELAKSANAAN KEBIJAKAN FIT DI INDONESIA

Tinjauan pustaka kelima akan memberikan gambaran mengenai pelaksanaan atau penerapan kebijakan FIT di Indonesia, yang diberlakukan untuk berbagi jenis sumber energi. Pada bagian ini akan ditarik kesimpulan bahwa saat ini Indonesia belum memiliki kebijakan FIT untuk teknologi PV dan untuk perlu dibuat segera.

2.5.1 Pada Energi Panas Bumi

Kebijakan FIT untuk panas bumi di Indonesia telah dituangkan melalui Peraturan menteri Energi dan Sumber Daya Mineral nomor 02 tahun 2011 tentang Penugasan Kepada PT Perusahaan Listrik Negara (PERSERO) untuk Melakukan Pembelian Tenaga Listrik dari Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi dan Harga Patokan Pembelian Tenaga Listrik oleh PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) dari Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi. Peraturan ini menghapus peraturan yang lama yaitu Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 32 Tahun 2009 tentang Harga Patokan Pembelian Tenaga Listrik Oleh PT PLN (Persero) Dari Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi.

Pada peraturan yang terbaru, ditetapkan bahwa harga pembelian harga patokan tertinggi sebesar 9,70 sen US\$/kWh untuk pembelian tenaga listrik oleh

PT Perusahaan Listrik Negara(Persero) di sisi tegangan tinggi. Terhadap hasil lelang wilayah kerja pertambangan panas bumi yang telah dilaksanakan sebelum ditetapkannya Peraturan Menteri ini, maka harga tenaga listrik hasil lelang wilayah kerja pertambangan panas bumi tetap berlaku dan menjadi harga pembelian tenaga listrik oleh PT PLN (Persero) yang selanjutnya dituangkan dalam Perjanjian Jual Beli Tenaga Listrik kecuali untuk hasil lelang yang harganya melebihi harga patokan sebagaimana dimaksud dalam Permen maka wajib dilakukan negosiasi.

Sejarah perkembangan Geothermal di Indonesia sendiri bermula ketika pada tahun 1964 dilakukan survey untuk pertama kalinya, yang diikuti beberapa survey berikut pada tahun 1968. Selanjutnya, sebanyak 6 exploration wells dibuat di Kamojang, Jawa Barat pada 1972. Sumur nomor 6 selanjutnya digunakan sebagai experimental production well dan monobloc pertama sebesar 250 kW diresmikan pada 27 Nov 1978. Power Plant komersil Kamojang 1 sebesar 30MW selanjutnya dibangun dan diresmikan pada 29 Jan 1983.



Commemorative Geothermal Well No 6 Kamojang



Kamojang the First Geothermal Field, West Java

Gambar 2.25. Lokasi Geothermal di Kamojang

Indonesia sendiri memiliki sumber daya Geothermal yang sangat berlimpah, terutama di area Sumatera, Jawa, Sulawesi, Nusa Tenggara dan Maluku. Total potensial yang diidentifikasi di 276 areas adalah sebesar 29,038 Mwe.

Tabel 2.17. Potensi Geothermal di Indonesia

No.	Location, Island	Resources [MWe]		Reserve [MWe]		
		Speculative	Hypothetic	Possible	Probable	Proven
1.	Sumatera	4,973	2,121	5,845	15	380
2.	Java	1,960	1,771	3,265	885	1,815
3.	Bali and NT	410	359	973	-	15
4.	Sulawesi	875	32	959	150	78
5.	Maluku	370	37	327	-	-
6.	Kalimantan	45	-	-	-	-
7.	Papua	50	-	-	-	-
Total 257 Locations [276]		8,683	4,320	11,369	1,050	2,288
		13,003 [13171]		14,707 [15867]		
Total Indonesia		27,710 [29038]				

(Sumber : HDI, 2012)

Hingga saat ini (tahun 2011), total kapasitas terpasang Geothermal Power Plant sebesar 1,194 MW. Ada 7 area utama yang dieksploitasi yaitu : Salak, Darajat, Wayang Windu, Kamojang di Jawa Barat, Dieng di Jawa Tengah, Lahendong di Sulawesi dan Sibayak di Sumatera Utara.

Tabel 2.18. Pengembang Geothermal di Indonesia

No.	Location, Island	Developer	Installed Capacity [MW]	Number of Well
1	Sibayak, North Sumatera	Pertamina Geothermal Energy [PGE]	12	10
2	Salak, West Java	Chevron	375	33
3	Wayang Windu, West Java	Star Energy Geothermal	227	34
4	Kamojang, West Java	PGE	200	82
5	Darajat, West Java	Chevron	260	23
6	Dieng, Central Java	Geo Dipa Energi [GDE]	60	37
7	Lahendong, North Sulawesi	PGE	60	30
Total Indonesia			1.194	249*

(Sumber : HDI, 2012)

Beberapa tantangan terkait perkembangan Geothermal di Indonesia antara lain :

- Harga jual listrik dari pemerintah ke masyarakat masih lebih rendah daripada harga beli pemerintah (PLN) untuk listrik geothermal yang dapat mencapai USD 9,7 cent/kWh.
- Project Geothermal seringkali berada di area konserveasi hutan, dimana pertambangan tidak diperbolehkan dan Geothermal termasuk sebagai aktivitas pertambangan
- Tender proyek lebih diutamakan hanya pada harga penawaran terendah. Tender juga dilakukan oleh pemerintah setempat, sedangkan pada akhirnya PLN yang harus menandatangani PPA tersebut.

Walaupun demikian, Geothermal tetap merupakan suatu sumber daya yang sangat berharga bagi Indonesia, dengan potensi yang sangat besar, hingga mencapai 40% potensi dunia. Untuk itu, Geothermal perlu dijadikan salah satu area yang difokuskan untuk memenuhi kebutuhan energi di Indonesia.

2.5.2 Pada Energi Air (Microhydro)

Untuk energi air, sebenarnya belum ada Peraturan khusus yang mengatur tentang hal ini. Kebijakan atau peraturan FIT untuk mikrohidro ini mengacu ke Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 31 tahun 2009 tentang Harga Pembelian Tenaga Listrik oleh PT PLN (Persero) dari Pembangkit Tenaga Listrik yang Menggunakan Energi Terbarukan Skala Kecil dan Menengah atau Kelebihan Tenaga Listrik.

Pada peraturan ini ditetapkan PT PLN (Persero) wajib membeli tenaga listrik dari pembangkit tenaga listrik yang menggunakan energi terbarukan skala kecil dan menengah dengan kapasitas sampai dengan 10 MW atau kelebihan tenaga listrik (excess power) dari badan usaha milik negara, badan usaha milik daerah, badan usaha swasta, koperasi, dan swadaya masyarakat guna memperkuat sistem penyediaan tenaga listrik setempat

Harga pembelian tenaga listrik sebagaimana dimaksud dalam Permen tersebut ditetapkan sebagai berikut:

- a. $Rp\ 656 / kWh \times F$, jika terinterkoneksi pada Tegangan Menengah;

- b. Rp 1.004 / kWh x F, jika terinterkoneksi pada Tegangan Rendah.

Untuk nilai F sendiri sebagaimana dimaksud di atas merupakan faktor insentif sesuai dengan lokasi pembelian tenaga listrik oleh PT PLN (Persero) dengan besaran sebagai berikut:

- a. Wilayah Jawa dan Bali, $F = 1$;
- b. Wilayah Sumatera dan Sulawesi, $F = 1,2$;
- c. Wilayah Kalimantan, Nusa Tenggara Barat dan Nusa Tenggara Timur, $F = 1,3$;
- d. Wilayah Maluku dan Papua, $F = 13$.

Pada saat Peraturan Menteri ini mulai berlaku, ketentuan yang mengatur mengenai harga patokan tertinggi dan persetujuan harga beli tenaga listrik untuk pembelian tenaga listrik yang menggunakan sumber energi terbarukan dengan kapasitas sampai dengan 10 MW sebagaimana diatur dalam Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 05 Tahun 2009 tentang Pedoman Harga Pembelian Tenaga Listrik Oleh PT PLN (Persero) Dari Koperasi dan Badan Usaha Lain, dicabut dan dinyatakan tidak berlaku.

2.5.3 Pada Energi Biomassa

Kebijakan FIT di Indonesia untuk energi biomassa telah ditetapkan melalui Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 31 Tahun 2009 tentang “Harga Pembelian Listrik oleh PT PLN (Persero) dari Pembangkit Tenaga Listrik yang Menggunakan Energi Terbarukan Skala Kecil dan Menengah atau Kelebihan Tenaga Listrik”.

Peraturan tersebut kemudian direvisi lagi pada Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral No. 4 tahun 2012 tentang “Harga Pembelian Listrik oleh PT PLN (Persero) dari Pembangkit Tenaga Listrik yang Menggunakan Energi Terbarukan Skala Kecil dan Menengah atau Kelebihan Tenaga Listrik”.

Pada intinya, kebijakan tersebut mengatur harga pembelian listrik beserta prosedur jual belinya antara produser dengan pembeli (PT PLN). Kewajiban PT PLN untuk membeli listrik ditetapkan disini. Harga pembelian yang ditetapkan

pada peraturan tersebut berdasarkan Harga Perkiraan Sendiri (HPS) dari PT PLN Persero.

2.5.4 Pada Energi Matahari

Kebijakan FIT untuk pemanfaatan energi matahari di Indonesia hingga saat ini masih belum diterapkan. Hal ini lah yang menjadi dasar dari penulisan tarif ini, yaitu membantu merumuskan regulasi FIT untuk teknologi PV khususnya dari sisi regulasi tarifnya.

2.6 KETERKAITAN ANTAR TINJAUAN PUSTAKA, KERANGKA KONSEP, DAN PERUMUSAN PERMASALAHAN

Kelima tinjauan pustaka telah dibahas pada bagian sebelumnya. Dari kelima tinjauan pustaka tersebut, dapat ditarik keterkaitan antar tinjauan pustaka tersebut sebagai berikut :

Adanya krisis energi di Indonesia, dengan mengingat besarnya potensi energi matahari serta ketersediaan teknologi PV di pasaran, serta adanya kebijakan FIT yang telah terbukti berhasil memacu pertumbuhan pemanfaatan energi matahari di berbagai negara di dunia, maka dapat ditarik suatu kerangka pemikiran bahwa: dalam rangka membantu mengatasi krisis energi, maka Indonesia perlu mengimplementasikan kebijakan FIT utk teknologi PV di Indonesia .

Kenyataannya adalah hingga saat ini Indonesia masih belum memiliki kebijakan FIT untuk teknologi PV walaupun situasi saat ini jelas membutuhkan kebijakan tersebut. Kelima tinjauan pustaka yang dilakukan telah mengindikasikan bahwa Indonesia pada saat ini memerlukan kebijakan FIT untuk teknologi PV sebagai salah satu solusi dalam rangka mengatasi krisis energi dan krisis lingkungan.

Dengan demikian, berdasarkan tinjauan pustaka yang telah dibahas beserta keterkaitan di antara tinjauan tersebut, penulis menyimpulkan suatu kerangka konsep yang berupa pernyataan awal yaitu:

***Kebijakan Feed-in Tariff untuk Teknologi PV
layak untuk diujicobakan di Indonesia.***

Dengan demikian, maka tujuan dari penelitian ini adalah :

***Membuat rumusan kebijakan Feed-in Tariff untuk teknologi PV,
khususnya untuk aspek regulasi tarif.***

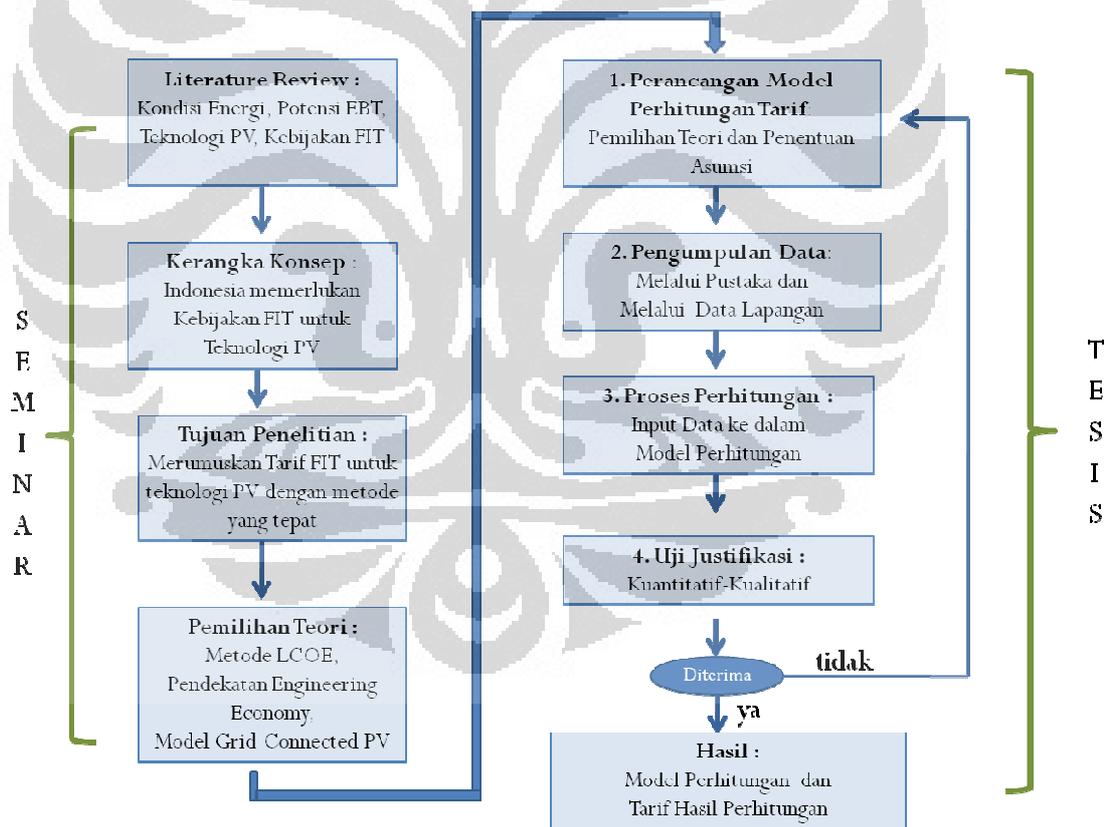
Secara lebih detail, ada tiga hal utama yang akan dilakukan pada penelitian ini, yaitu :

1. Membuat model perhitungan tarif pembelian listrik bagi kebijakan FIT dengan prinsip LCOE.
Hasilnya adalah berupa suatu model perhitungan tarif FIT.
2. Melakukan perhitungan tarif dengan menggunakan data faktual.
Hasilnya adalah berupa suatu angka tarif
3. Melakukan analisa bila kebijakan FIT dengan tarif hasil perumusan tersebut diterapkan di Indonesia.
Hasilnya adalah berupa analisa dan rekomendasi.

Selanjutnya, pada bab 3 akan diberikan jawaban untuk tujuan ke-1 dan ke-2 sedangkan tujuan ke-3 yaitu analisa dan rekomendasi akan dilakukan pada bab-4.

BAB III.
METODOLOGI PENELITIAN :
PERUMUSAN TARIF PEMBELIAN LISTRIK PADA KEBIJAKAN FIT
DENGAN MENGGUNAKAN METODE LCOE

Secara keseluruhan, tesis ini terdiri dari dua bagian utama. Bagian pertama berupa tinjauan pustaka yang telah dilakukan pada Bab II. Bagian kedua merupakan proses penelitian itu sendiri, yaitu proses perumusan tarif pembelian listrik pada kebijakan FIT untuk teknologi PV di Indonesia. Keseluruhan skema penulisan dapat dilihat pada diagram berikut ini :



Gambar 3.1. Skema Penulisan dan Metodologi Penelitian

Tinjauan Pustaka telah dilakukan pada bab sebelumnya. Pada bab ini akan dilakukan proses penelitian. Pertama-tama akan dijelaskan terlebih dahulu

metodologi penelitian yang digunakan dalam merumuskan model perhitungan tarif pembelian listrik bagi kebijakan FIT untuk teknologi PV di Indonesia. Deskripsi dan jenis penelitian akan dijelaskan.

Selanjutnya akan dilakukan bagian inti dari bab ini yaitu proses perumusan tarif FIT. Perumusan dilakukan berdasarkan teori LCOE. Pemodelan perhitungan dilakukan dengan pendekatan Engineering Economy, yaitu evaluasi suatu sistem teknologi dengan menggunakan pendekatan prinsip ekonomi. Sistem Solar PV yang akan dimodelkan adalah sistem Grid-Connected PV System without Battery. Pada dasarnya akan ada dua hal yang akan dihasilkan (*deliverables*) pada penelitian bab ini, yaitu :

1. Model Perhitungan Tarif Pembelian Listrik pada Kebijakan FIT berdasarkan prinsip LCOE
2. Hasil Perhitungan Tarif Pembelian Listrik pada Kebijakan FIT berdasarkan prinsip LCOE

Pertama-tama akan dijelaskan deskripsi dari penelitian yang dilakukan. Kemudian langkah-langkah proses penelitian akan dipaparkan satu per satu.

3.1 DESKRIPSI METODOLOGI PENELITIAN

Pertama akan dijelaskan terlebih dahulu detail dari penelitian yang akan dilakukan, antara lain mengenai karakteristik metode penelitian, lingkup penelitian, deliverables (hasil yang akan dicapai) dari penelitian, serta langkah-langkah penelitian dalam rangka mendapatkan hasil tersebut. Lebih jelasnya sebagai berikut.

3.3.1 Jenis Metode Penelitian

Penelitian yang dilakukan disini termasuk jenis penelitian terapan, yaitu jenis penelitian yang bertujuan untuk menghasilkan sesuatu yang langsung bisa diterapkan untuk memecahkan masalah. Hasil dari penelitian ini, yaitu rumusan tarif pembelian listrik pada kebijakan FIT untuk teknologi Solar PV di Indonesia, diharapkan dapat diterapkan secara langsung pada prakteknya.

3.3.2 Teori Penelitian

Penelitian akan dilakukan dengan menggunakan dua prinsip utama. Pemodelan perhitungan akan dilakukan dengan menggunakan teori LCOE (Levelized Cost of Electricity Generation). Selanjutnya prinsip Engineering Economy akan digunakan dalam melakukan perhitungan.

Model perhitungan tarif FIT dibuat dengan menggunakan prinsip LCOE. Prinsip metode LCOE telah dibahas pada tinjauan pustaka sebelumnya. Pada intinya, tarif pembelian listrik akan dihitung berdasarkan biaya produksi energi atau biaya yang diperlukan untuk menghasilkan setiap unit energi.

Pendekatan pemodelan akan dibuat dengan menggunakan prinsip Engineering Economy, yaitu metode kajian yang mengevaluasi suatu sistem teknologi dari sisi ekonominya. Prinsip-prinsip ekonomi seperti *Net Present Value*, *Future Value*, *Discounted Rate*, *Internal Rate of Return* dan sejenisnya akan digunakan disini. Teori Engineering Economy tidak akan dijelaskan secara detail disini karena diasumsikan pembaca telah mengerti mengenai hal tersebut. Walau demikian, teori Engineering Economy yang digunakan masih cukup sederhana dan bagi pembaca yang belum memahami, literatur terkait tersedia di berbagai sumber baik melalui buku maupun di internet.

3.3.3 Lingkup Penelitian

Untuk lebih menegaskan lingkup penelitian sebagaimana telah dijelaskan sebelumnya pada Bab I, penelitian ini bertujuan untuk menghasilkan model perhitungan tarif pembelian listrik pada kebijakan FIT serta hasil perhitungannya itu sendiri. Adapun batasan dari penelitian ini antara lain :

1. Tarif FIT yang akan dirumuskan adalah untuk aplikasi pada rumah tangga (residential). Dalam skema ini, rumah tangga akan bertindak sebagai pemilik pembangkit listrik (PV System).
2. Kapasitas pembangkit listrik yang dimodelkan adalah untuk kapasitas kecil (< 5000 Watt). Alasannya karena pada kisaran tersebut tarif PLN masih dianggap relatif murah.

Tabel 3.1. Tarif Listrik Rumah Tangga

NO.	GOL. TARIF	BATAS DAYA	REGULER		PRA BAYAR (Rp/kWh)
			BIAYA BEBAN (Rp/kVA/bulan)	BIAYA PEMAKAIAN (Rp/kWh)	
1.	R-1/TR	450 VA	11.000	Blok I : 0 s.d. 30 kWh : 169 Blok II : di atas 30 kWh s.d. 60 kWh : 360 Blok III : di atas 60 kWh : 495	415
2.	R-1/TR	900 VA	20.000	Blok I : 0 s.d. 20 kWh : 275 Blok II : di atas 20 kWh s.d. 60 kWh : 445 Blok III : di atas 60 kWh : 495	605
3.	R-1/TR	1.300 VA	*)	790	790
4.	R-1/TR	2.200 VA	*)	795	795
5.	R-2/TR	3.500 s.d. 5.500 VA	*)	890	890
6.	R-3/TR	6.600 VA ke atas	**)	Blok I : H1 x 890 Blok II : H2 x 1.380	1.330

3. Sistem pembangkit listrik yang menjadi model adalah tipe Grid-Connected Solar PV System. Jenis PV Panel yang digunakan adalah tipe Poly Crystalline Silicon. Alasannya karena jenis ini merupakan kelas menengah ditinjau dari sisi harga maupun efisiensi.

Tabel 3.2. Perbandingan Jenis PV Panel

PV Tech	Mono Crystalline	Multi Crystalline	Thin Film
Applications	Grid Connected	Grid Connected	Grid Connected
	Off Grid	Off Grid	Off Grid
	Distributed Generation	Distributed Generation	Distributed Generation
	Centralized Generation Building Integrated	Centralized Generation Building Integrated	Building Integrated Flexible Substrate
Advantages	High Efficiency	Low Capital Cost	Low Production Costs Installation Time Low Material Cost
	High Value in Area-Constrained Applications	Easier and Faster to Produce	Maybe less sensitive to shading impacts and high temperatures
Disadvantages	High Capital Cost	Slightly Lower Efficiency	Lowest Efficiency
	Silicon Price Dependant	Silicon Price Dependant	Less Reliability Data
	Cell Matching Losses	Cell Matching Losses	Sensitivity to Defects Toxicity of Materials
Efficiencies (approximate range)	14-18%	12-16%	4-12%

Table 2.2: Square Footage of Roof Area Needed for PV Modules of Varying Efficiencies

Roof Area Needed in Square Feet		
Technology	PV Module Efficiency (%)	Square Feet Needed per 1 kW
Thin-Film	4	300
Thin-Film	8	150
Multi-crystalline	12	100
Mono-crystalline	16	80

Source: U.S. Department of Energy, Energy Efficiency and Renewable Energy

4. Penelitian akan dilakukan untuk menentukan harga tarif saja. Untuk nilai Degression Rate/Year berada di luar lingkup penelitian ini.
5. Faktor-faktor yang tidak dapat diprediksi seperti krisis ekonomi, gejala alam, dan sebagainya yang dapat mengakibatkan gejolak harga serta perubahan drastis terhadap perkembangan teknologi diabaikan. Kondisi diasumsikan berjalan normal (*Business as Usual*).

Dengan demikian, ruang lingkup serta batasan penelitian telah cukup jelas sehingga pembahasan dapat lebih terfokus.

3.3.4 Hasil (*Deliverables*) Penelitian

Penelitian bertujuan untuk menghasilkan dua hal utama berkaitan dengan tarif pembelian listrik, yaitu model perhitungan tarif serta tarif itu sendiri. Suatu skema regulasi tarif FIT yang lengkap dapat dilihat pada tabel berikut ini :

Tabel 3.3. Rancangan Struktur Tarif pada Regulasi FIT

Project Size	FIT Rate (Rupiah/kWh)	Contract Duration	Degression Rate/Year
0 – 5500 Wp	a	b	NA
5500 Wp - 6000 Wp	NA	NA	NA
6000 Wp - dst	NA	NA	NA
dst	NA	NA	NA

Mengacu pada tabel di atas, lingkup penelitian disini adalah untuk menentukan nilai tarif optimal untuk kisaran range 0-5500 Watt. Jadi tujuan dasar yang ingin dicapai adalah

- a. Merumuskan model perhitungan dengan tujuan untuk menentukan harga tarif listrik yang dalam hal ini diwakili notasi ‘a’ dan menentukan asumsi untuk durasi kontrak yang dalam hal ini diwakili oleh ‘b’ (Deliverables 1 : Model Perhitungan)
- b. Menghitung nilai ‘a’ dan ‘b’ berdasarkan hasil pengumpulan data (Deliverables 2 : Hasil Perhitungan)

Untuk nilai-nilai lain pada table tersebut (yang dinotasikan dengan NA) tidak akan ditentukan disini. Walau demikian, keseluruhan nilai tersebut dapat ditentukan asalkan nilai dasar (yaitu 'a' dan 'b') telah diperoleh. Dengan demikian ruang lingkup dan tujuan dari penelitian ini sudah cukup jelas dan terfokus.

3.3.5 Tahapan Penelitian

Penelitian ini terdiri empat tahapan utama. Alur penelitian dapat dilihat pada skema yang ditampilkan pada bagian awal bab ini. Keempat tahapan utama tersebut adalah sebagai berikut :

- a. Tahap Pembuatan Model Perhitungan
- b. Tahap Pengumpulan Data
- c. Tahap Proses Perhitungan
- d. Tahap Uji Justifikasi Hasil Perhitungan

Selanjutnya setiap tahapan penelitian tersebut akan dipaparkan satu per satu pada bagian berikutnya.

3.2 TAHAP 1 : PEMBUATAN MODEL PERHITUNGAN LCOE

Pada tahap ini akan dirancang suatu model perhitungan tarif FIT. Model akan dibuat berdasarkan prinsip Levelized Cost of Electricity Generation (LCOE). Telah dijelaskan pada Bab 1 bahwa konsep LCOE pada dasarnya menyesuaikan tarif yang akan dibayarkan oleh pembeli dengan biaya produksi setiap unit energi yang dihasilkan oleh PV System tersebut. Perancangan model terdiri dari langkah-langkah utama sebagai berikut :

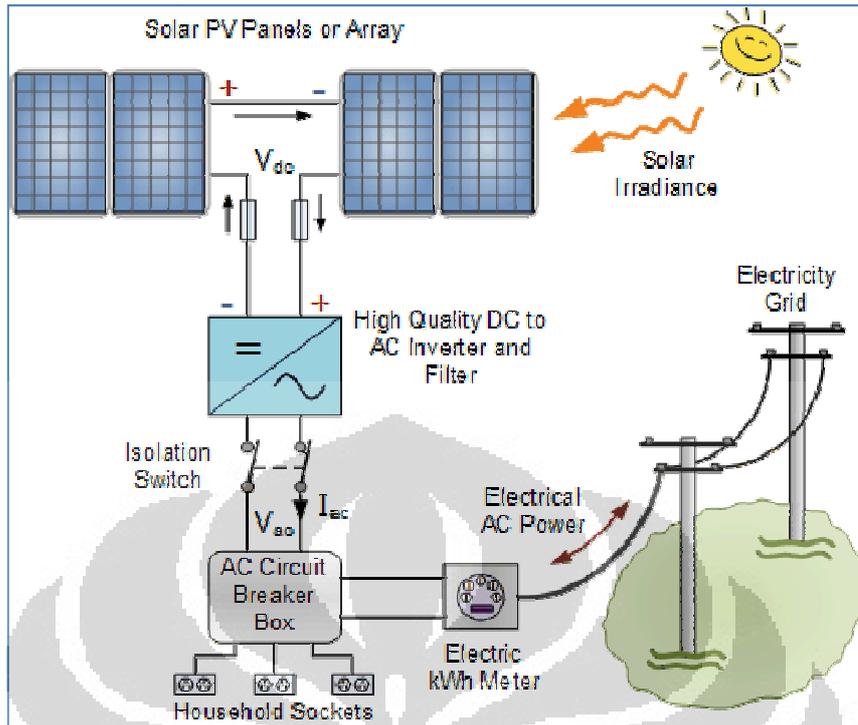
- 1) Penentuan Solar PV System yang akan Dimodelkan.
- 2) Pembuatan Formula Permodelan
- 3) Penentuan Asumsi Teknis dan Ekonomis
- 4) Menghitung Total Biaya Sistem (Lifecycle Cost)
- 5) Menghitung Total Produksi Energi (Lifecycle Energy Production)
- 6) Menghitung Biaya Marginal Energi (LCOE)
- 7) Menentukan Profit Margin yang Diinginkan
- 8) Menentukan Tarif FIT berdasarkan hasil LCOE and Profit Margin

Untuk lebih jelasnya, keseluruhan tahapan tersebut akan dibahas secara rinci pada bagian berikut.

1) **Langkah 1 : Penentuan Solar PV System yang akan Dimodelkan**

Langkah pertama yang harus dilakukan adalah menentukan sistem yang akan dimodelkan. Metode LCOE pada dasarnya akan menghitung cost of energy dari suatu sistem, dalam hal ini adalah Solar PV System. Spesifikasi dari Solar PV System sendiri sangat bervariasi. Untuk itu, perlu ditentukan di awal Solar PV System yang akan digunakan.

Pada tesis ini, Solar PV System yang akan digunakan adalah model Grid-Connected PV System, dengan skema sebagai berikut :



Gambar 3.2. Skema Grid-Connected PV System without Battery

Berdasarkan gambar 3.1 di atas, skema Solar PV System sederhana terdiri dari komponen-komponen utama sebagai berikut :

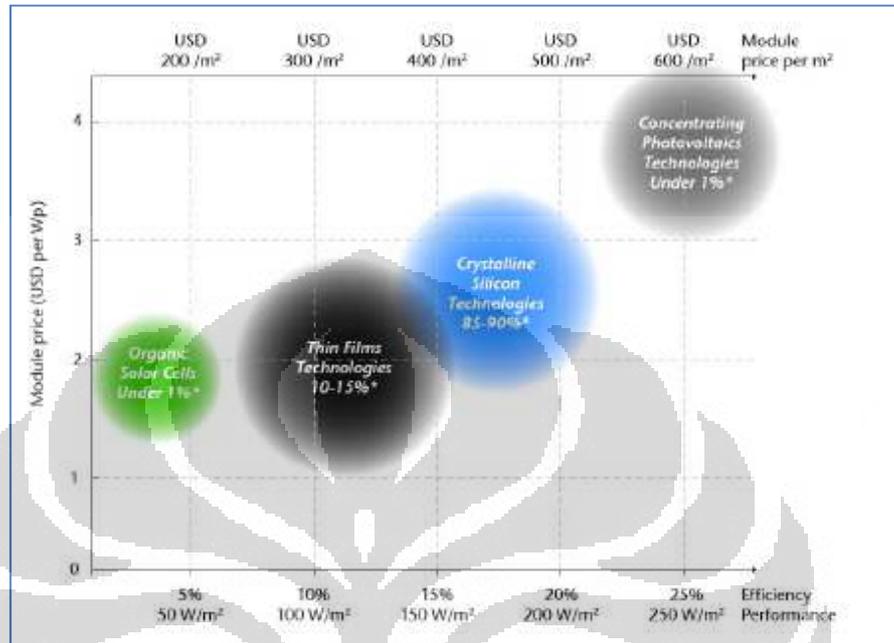
- a) PV Panel
- b) Inverter
- c) Balance of System : CB Box, kWh Meter, Electrical Cable and Wiring
- d) Grid Connection

Langkah selanjutnya adalah menentukan spesifikasi atau jenis dari setiap komponen yang akan digunakan, karena terdapat banyak sekali variasi spesifikasi untuk setiap komponen tersebut di pasaran. Hal ini penting untuk didefinisikan secara jelas karena pada akhirnya perbedaan spesifikasi akan menentukan harga dari setiap komponen. Pada tesis ini, spesifikasi dari komponen yang akan digunakan adalah sebagai berikut :

- a) PV Panel

Jenis yang akan dijadikan acuan adalah PolyCristalline. Alasannya teknologi ini sudah cukup lama digunakan (mature technology) dan

harganya pun relatif menengah dengan tingkat efisiensi yang juga relatif menengah.



Gambar 3.3. Perbandingan Harga Teknologi PV

b) Inverter

Standard Inverter DC to AC kapasitas kecil dengan tegangan output 240 V.

c) Balance of System

- a. Charge Controller
- b. Breaker Box
- c. Smart (kWh) Meter
- d. Electrical Cable and Wiring

d) Installation Work

Disesuaikan dengan upah jasa lokal di Indonesia

Setiap komponen tersebut memiliki lifetime (masa hidup) yang bervariasi. Artinya, selama masa hidup sistem (Solar PV System Lifetime) akan terdapat beberapa komponen yang perlu diganti secara berkala. Hal ini akan

mempengaruhi total lifetime cost nantinya. Lifetime dari setiap komponen akan ditentukan nanti.

2) Langkah 2 : Pembuatan Formula Permodelan

Langkah selanjutnya adalah membuat formula permodelan untuk menghitung nilai LCOE dari Solar PV System tersebut. Secara prinsip formulasi LCOE adalah sebagai berikut :

$$LCOE = \frac{\text{Lifecycle cost}}{\text{Lifetime energy production}}$$

Formula di atas merupakan dasar utama perhitungan LCOE. Terlihat pada formula di atas, biaya setiap unit energi dihitung dengan cara total biaya yang dikeluarkan selama masa hidup sistem energi tersebut dibagi dengan total energi yang dihasilkan selama masa hidup sistem tersebut. Dengan demikian akan diperoleh harga LCOE (cost of energy) dalam satuan rupiah/kwh.

Formula tersebut dapat kemudian dikembangkan lebih detail, dengan variasi berbagai variabel tambahan, tetapi tetap dengan prinsip dasar yang sama, dikarenakan setiap ahli memiliki pemikiran yang berbeda untuk menentukan komponen-komponen biaya pada Lifecycle atau Lifetime Cost. Walau demikian, pada dasarnya Lifecycle Cost terdiri dari komponen utama yaitu Biaya Investasi, Biaya Finansial (bunga atas pinjaman, pajak, dsb), Biaya Operation & Maintenance selama masa hidup, serta Biaya Lain-Lain. Dengan demikian, formula di atas dapat dikembangkan menjadi :

$$LCOE (\text{¢/kWh}) = \frac{\text{Lifetime expenses for capital + financing + installation} + \text{O\&M + miscellaneous}}{\text{Lifetime energy production}}$$

Selanjutnya prinsip Engineering Economy akan diterapkan. Selama System Lifetime (masa hidup sistem), akan timbul berbagai biaya yang muncul di waktu yang akan datang. Keseluruhan biaya tersebut perlu dikalkulasi ke nilai

sekarang (Net Present Value) dengan menggunakan faktor Discounted Rate. Dengan demikian, formulanya menjadi :

$$\text{LCOE} = \frac{\sum_{t=0}^T C_t / (1+r)^t}{\sum_{t=0}^T E_t / (1+r)^t}$$

Pada formula di atas, keseluruhan biaya maupun electricity generation dikalkulasikan ke nilai sekarang (Net Present Value) dengan menggunakan faktor Discounted Rate yang akan ditentukan nantinya. Formula tersebut selanjutnya dapat diperinci lagi.

Untuk Total Lifetime Cost, biaya yang akan timbul dapat diklasifikasikan menjadi Biaya Investasi, Biaya Operation & Maintenance, Biaya Finansial, serta Biaya Lain-Lain. Dengan demikian formula perhitungan Total Lifetime Cost menjadi :

$$\text{Total Lifetime Cost} = \sum_{t=0}^T (I_t + O_t + M_t + F_t) / (1+r)^t \dots (3.1)$$

Untuk Total Lifetime Energy Production dapat dihitung dengan menggunakan formula sebagai berikut :

$$\text{Total Lifetime Energy Production} : \sum_{t=0}^T S_t (1-d)^t / (1+r)^t \dots (3.2)$$

Pada formula di atas, S_t merupakan nilai energi output setiap tahunnya sedangkan d merupakan faktor penurunan efisiensi dari panel surya (PV degradation rate). Sebagaimana diketahui efisiensi PV akan menurun sejalan dengan umurnya.

Setelah kedua nilai tersebut diperoleh, nilai LCOE dapat dihitung dengan membagi Total Lifetime Cost dengan Total Lifetime Energy Production sehingga formulanya menjadi :

$$\text{LCOE} = \frac{\sum_{t=0}^T (I_t + O_t + M_t + F_t) / (1+r)^t}{\sum_{t=0}^T E_t / (1+r)^t} \dots\dots(3.3)$$

Formula di atas selanjutnya akan menjadi dasar dari perhitungan nilai LCOE.

3) Langkah 3 : Penentuan Asumsi

Sebelum pemodelan dilakukan, ada beberapa asumsi yang perlu ditentukan di awal. Pada dasarnya ada dua jenis asumsi utama yang akan ditentukan, yaitu asumsi teknis dan asumsi ekonomis.

Asumsi teknis akan mencakup hal-hal menyangkut masa hidup System (Lifetime), PV Panel efficiency degradation rate, serta Solar Irradiation per Day

Asumsi ekonomis akan mencakup hal-hal seperti Discounted Rate, Interest Rate, serta Periode Cicilan bila investasi menggunakan pinjaman dari Bank ataupun Lembaga Keuangan lain.

Nilai-nilai yang akan ditentukan pada asumsi awal ini akan sangat menentukan hasil dari model yang dibuat. Untuk itu, asumsi-asumsi ini harus dapat dipertanggungjawabkan secara faktual maupun ilmiah. Berdasarkan hasil tinjauan pustaka penulis, berikut ini asumsi yang akan digunakan beserta dengan dasar penentuan nilainya.

Tabel 3.4. Asumsi Teknis dan Asumsi Ekonomi

No.	ASUMSI TEKNIS	PENJELASAN
1	Masa Hidup Sistem	
	Definisi	Masa hidup/produktif dari sistem
	Nilai yang Digunakan	20 tahun
	Dasar Penentuan :	Mengacu pada garansi PV Panel dari manufaktur secara umum
2	PV Eff. Degradation Rate	
	Definisi	Penurunan efisiensi solar PV per tahun
	Nilai yang Digunakan	
	Dasar Penentuan :	Mengacu pada data dari manufaktur serta tinjauan pustaka lainnya.

3	Solar Irradiation per Day	
	Definisi	Lama terang matahari efektif dalam 1 hari
	Nilai yang Digunakan	5 jam
	Dasar Penentuan :	Mengacu pada data dari website NASA
No.	ASUMSI EKONOMI	PENJELASAN
1	Discounted Rate	
	Definisi	Merupakan faktor Time Value of Money, dimana nilai uang/barang akan cenderung menurun menurut waktu.
	Nilai yang Digunakan	7%
	Dasar Penentuan :	Mengacu pada data rata-rata nilai inflasi di Indonesia pada 5 tahun terakhir.
2	Interest Rate	
	Definisi	Merupakan bunga atas suatu pinjaman dari suatu Bank ataupun Lembaga Keuangan
	Nilai yang Digunakan	10%
	Dasar Penentuan :	Mengacu pada data bunga pinjaman dari beberapa Bank di Indonesia
3	Periode Cicilan	
	Definisi	Periode cicilan apabila investasi menggunakan uang pinjaman bank
	Nilai yang Digunakan	20 tahun
	Dasar Penentuan :	Mengacu pada masa hidup dari Solar PV System serta kontrak FIT yang berdurasi 20 tahun.
4	Profit Margin	
	Definisi	Nilai keuntungan yang ditargetkan untuk masyarakat peserta program FIT
	Nilai yang Digunakan	8%
	Dasar Penentuan	Bunga deposito Bank Indonesia serta mengacu ke profit PT. PLN pada perhitungan BPP Listriknya.
5	Tax Rate	
	Definisi	Pajak yang dikenakan, dapat berupa pajak

		impor barang, pajak penghasilan atas listrik yang terjual.
	Nilai yang Digunakan	0%
	Dasar Penentuan	Diasumsikan pemerintah memberikan dukungan melalui tax holiday
6	Kurs IDR/USD	
	Definisi	Nilai tukar rupiah terhadap dolar
	Nilai yang Digunakan	Rp. 9000 / 1 USD
	Dasar Penentuan	Rata-rata nilai tukar dua tahun terakhir (finance.yahoo.com)

4) Langkah 4 : Menghitung Total Lifetime Cost (Formula 3.1)

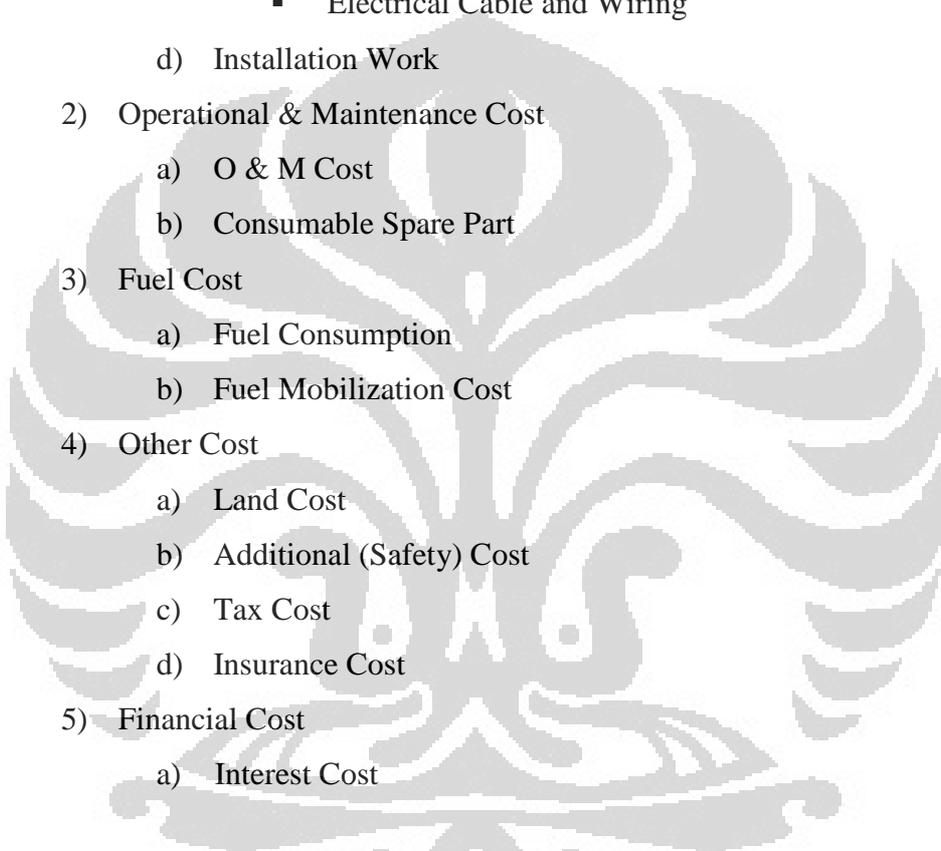
Pada tahapan ini, akan dihitung Total Lifetime Cost selama masa hidup dari PV System. Perhitungannya akan menggunakan formula 3.1 sebagaimana telah dipaparkan pada bagian sebelumnya, yaitu sebagai berikut :

$$\text{Total Lifetime Cost} = \sum_{t=0}^T (I_t + O_t + M_t + F_t) / (1 + r)^t \dots (3.1)$$

Pada suatu sistem pembangkit listrik, klasifikasi biaya pada umumnya akan terdiri dari komponen sebagai berikut :

1. Initial Investment Cost
2. Operational & Maintenance Cost
3. Fuel Cost
4. Other Cost
5. Financial Cost

Sebelumnya telah dirincikan komponen/material yang menyusun Solar PV System. Selanjutnya, keseluruhan material pada PV System tersebut diklasifikasikan ke dalam standard klasifikasi biaya pembangkit listrik sehingga diperoleh komponen biaya untuk Solar PV System tersebut yaitu :

- 
- 1) Initial Investment Cost
 - a) PV Panel
 - b) Inverter
 - c) Balance of System
 - Charge Controller
 - Breaker Box
 - kWh Meter
 - Electrical Cable and Wiring
 - d) Installation Work
 - 2) Operational & Maintenance Cost
 - a) O & M Cost
 - b) Consumable Spare Part
 - 3) Fuel Cost
 - a) Fuel Consumption
 - b) Fuel Mobilization Cost
 - 4) Other Cost
 - a) Land Cost
 - b) Additional (Safety) Cost
 - c) Tax Cost
 - d) Insurance Cost
 - 5) Financial Cost
 - a) Interest Cost

Terlihat pada daftar di atas bahwa keseluruhan komponen biaya telah diidentifikasi. Initial Investment Cost mencakup pembelian PV Modul, Inverter, Balance of System, dan Installation Work.

Operational and Maintenance Cost mencakup biaya perawatan PV System (operational) serta penggantian berkala Consumeable Part yaitu Inverter dan BoS. Ini diperlukan karena masa hidup PV System diasumsikan 20 tahun, sedangkan masa hidup Inverter serta BoS hanya beberapa tahun saja sehingga diperlukan penggantian secara berkala.

Fuel Cost untuk PV System adalah nol, karena pada PV Sytem tidak memerlukan bahan bakar. Sumber energi dari PV System adalah sinar matahari yang sifatnya gratis. Walaupun demikian komponen Fuel Cost tetap dicantumkan agar standard perhitungan tetap konsisten.

Other Cost mencakup Land Cost dan Additional Cost. Land Cost diperlukan jika PV System akan dipasang di atas tanah dan diperlukan biaya untuk pembelian atau sewa tanah. Hanya saja dalam skema ini diasumsikan PV System akan dipasang di atap rumah (roof-top) sehingga Land Cost dapat diabaikan. Additional Cost diperlukan untuk mengantisipasi biaya-biaya tak terduga.

Financial Cost merupakan biaya bunga bank bila sistem Solar PV tersebut dibeli masyarakat dengan menggunakan pinjaman bank atau lembaga keuangan lainnya. Dalam hal ini peminjam akan dikenakan bunga atas pinjamannya tersebut.

Dengan demikian keseluruhan biaya telah teridentifikasi. Dalam format Microsoft Excel tampilannya adalah sebagai berikut :

		SOURCE	
A	NPV of TOTAL LIFETIME COST	PRICE	Unit
1	Initial Investment (Installed System) Cost		
	a Panel Surya		USD/Wp
	b Inverter		USD/Wp
	c Battery		USD/Wp
	d Balance of Systems		USD/Wp
	- Mounting Equipments		
	- Switch		
	- Panel		
	- Wiring & Electronics		
	e Installation Cost		USD/Wp
	NPV Initial Investment (a+b+c+d+e)		USD/Wp
2	Operation & Maintenance Cost + SparePart		
	a O & M Cost		USD/Wp/thn
	b Inverter Replacement		USD/Wp/thn
	c Battery Replacement		USD/Wp/thn
	NPV O&M + Consumebale Parts		USD/Wp
3	Fuel Cost		
	a Diesel		USD/Wp
	b Transportation of Diesel		USD/Wp
	NPV Fuel Cost		USD/Wp
4	Other Cost		
	a Land Cost & Site Preparation		USD/Wp
	b Permit		USD/Wp
	d Sales Tax		USD/Wp
	c Insurance		USD/Wp
	NPV Other Cost		USD/Wp
NPV OF TOTAL LIFETIME COST (1+2+3+4)			USD/Wp
FINANCIAL COST			
Skenario 1 - Without Financial Credit			
TOTAL LIFETIME COST			USD/Wp
Skenario 2 - With Financial Credit and DP			
	Down Payment (%)		
	Down Payment (IDR)		
	Credit (IDR)		
	Initial Investment		
	Total NPV of Mortgage		
	Total Lifetime + Financial Cost		USD/Wp
NPV OF TOTAL LIFETIME INCLUDING FINANCIAL COST			USD/Wp
			-

Gambar 3.4. Formulasi Perhitungan Total Lifetime Cost

Nilai biaya yang dihitung adalah biaya (rupiah) untuk setiap Wp (Watt Peak). Watt Peak artinya besarnya daya yang dapat dihasilkan PV Panel pada

kondisi sinar matahari bersinar terang (pada puncaknya) sebagaimana standard yang digunakan dalam menentukan kapasitas suatu Solar PV System.

Penentuan biaya dari setiap komponen tersebut serta kalkulasi ke nilai masa kini (Net Present Value) akan dapat dilakukan setelah proses pengumpulan data selesai dilakukan.

5) Langkah 5 : Menghitung Total Lifetime Energy Production (Formula 3.2)

Langkah kelima adalah menghitung total energi yang akan diproduksi selama masa hidup Solar PV System. Perhitungannya akan menggunakan formula 3.2 yang telah dijelaskan sebelumnya. Formulasinya adalah sebagai berikut :

$$\text{Total Lifetime Energy Production} : \sum_{t=0}^T S_t (1 - d)^t / (1 + r)^t \dots(3.2)$$

Berdasarkan formula di atas, total energi yang dihasilkan selama masa hidup PV akan ditentukan oleh faktor-faktor sebagai berikut :

- a. Energi output setiap tahun (S_t), yang ditentukan oleh :
 - Solar Irradiation per hari
 - Jumlah hari dalam setahun
- b. Degradasi Efisiensi PV Panel per tahun (d)
- c. Faktor Discounted Rate (r)
- d. Masa hidup PV System (T)

Keempat parameter tersebut kemudian diformulasikan untuk mendapatkan nilai total energi yang diproduksi selama masa hidup sistem. Berikut tampilan format perhitungan dalam bentuk Microsoft Excel :

	A	B	C	D	E	F
YEAR	Efficiency	Power Output for PV 1 Wp (W/Wp)	Energy Output in a Day (Wh/Wp)	Energy Output in a Year (Wh.Wp)	Discounted Factor	NPV Energy Output/Year (Wh/Wp)
		= A x 1 Wp	= B x Hour/Day	= C x Day/Year		= D x E
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						
8						
9						
10						
11						
12						
13						
14						
15						
16						
17						
18						
19						
20						
TOTAL ENERGY OUTPUT in 20 YEARS						0,00

Gambar 3.5. Formulasi Perhitungan Total Lifetime Energy Generation

Gambar di atas merupakan formulasi pada Microsoft Excel untuk menghitung Total Lifetime Energy Production untuk setiap 1 Wp Solar PV Panel. Perhitungan dilakukan dengan cara sebagai berikut.

Jumlah produksi energi yang dihasilkan setiap 1 Wp Solar PV Panel merupakan perkalian antara 1 Wp x Lama Sinar Matahari x Efisiensi PV, dan akan diperoleh jumlah produksi energi yang dihasilkan per hari. Nilai produksi energi per tahun diperoleh dengan cara mengkalikan nilai produksi energi/hari dengan jumlah hari dalam setahun. Kemudian, faktor Discounted Rate perlu dikalikan sesuai dengan prinsip engineering economy. Hasilnya adalah NPV dari Total Energy Production per Year. Karena lifetime sistem adalah 20 tahun, mekanisme perhitungan yang sama dilakukan untuk tahun-tahun berikutnya hingga mencapai 20 tahun. Yang perlu diperhatikan adalah setiap tahun akan terjadi penurunan efisiensi dari Panel Surya serta faktor Discounted Rate akan berubah setiap tahunnya. Hasil akhir dari keseluruhan perhitungan ini adalah Total Lifetime Energy Production.

6) Langkah 6 : Menghitung Nilai LCOE (Formula 3.3)

Setelah Total Lifetime Cost dan Total Lifetime Energi Generation diformulasikan, nilai LCOE dapat dihitung dengan formula 3.3 yang telah dipaparkan sebelumnya yaitu :

$$\text{LCOE} = \frac{\sum_{t=0}^T (I_t + O_t + M_t + F_t) / (1 + r)^t}{\sum_{t=0}^T E_t / (1 + r)^t}$$

Nilai LCOE akan langsung diperoleh melalui formula di atas tersebut.

7) **Langkah 7 : Menentukan Tarif FIT Berdasarkan Hasil LCOE dan Profit Margin**

Pada tahap sebelumnya telah diperoleh nilai Levelized Cost of Energy dari sistem PV. Nilai tersebut sebenarnya merupakan “harga modal” dari setiap unit energi listrik yang diproduksi. Setiap investor, termasuk masyarakat dalam hal ini, tentunya menginginkan keuntungan yang wajar untuk investasinya. Untuk itu, harga modal ini akan ditambah dengan suatu margin keuntungan/profit tertentu sebelum kemudian dijual ke PLN. Tarif pembelian oleh PLN inilah yang menjadi Tarif FIT.

Tantangan utama sebenarnya adalah untuk menentukan berapa keuntungan yang layak diperoleh oleh investor. Pada tesis ini, margin profit diasumsikan 8% dengan berdasarkan pada suku bunga deposito Bank Indonesia serta margin keuntungan yang diambil oleh PLN untuk perhitungan BPP-nya.

Setelah biaya modal dan profit margin diperoleh, tahapan terakhir adalah menghitung tarif FIT itu sendiri. Sederhana sekali, tarif yang akan dibayarkan oleh pembeli (PLN) kepada penjual (masyarakat penghasil energi) pada dasarnya merupakan penjumlahan dari harga modal ditambah dengan profit margin. Untuk itu formulanya menjadi :

Tarif FIT : Biaya Energi (LCOE) + Margin Keuntungan

Dengan demikian, pada tahapan ini telah diperoleh keseluruhan model perhitungan tarif FIT untuk teknologi PV. Model ini yang akan diacu/digunakan pada tahapan-tahapan berikutnya.

3.3 TAHAP 2 : PENGUMPULAN DATA

Tahap selanjutnya adalah proses pengambilan data untuk dimasukkan ke dalam model perhitungan yang telah dibuat sebelumnya. Data yang perlu dikumpulkan khususnya adalah data terkait perhitungan Total Lifetime Cost, sedangkan data untuk perhitungan Total Lifetime Energy Generation sudah tersedia ataupun telah ditentukan melalui asumsi.

Terkait dengan perhitungan Total Lifetime Cost, ada dua jenis data yang diperlukan untuk setiap komponen. Kedua jenis data tersebut adalah :

- 1) Data Biaya setiap Komponen
- 2) Data Lifetime setiap Komponen

Komponen yang dimaksud dalam hal ini adalah setiap komponen penyusun Grid-Connected Solar PV System. Proses pengumpulan data akan dibahas lebih jelas pada berikut ini.

Metode Pengumpulan Data

Metode pengambilan data perlu dijelaskan di bagian awal untuk menjamin validitas data yang dikumpulkan. Pengumpulan data dilakukan dengan dua cara yaitu :

- 1) Pengumpulan Data melalui Pustaka
- 2) Pengumpulan Data di Lapangan

Pada metode pengumpulan data melalui pustaka, data dikumpulkan melalui berbagai sumber-sumber tertulis seperti website perusahaan, katalog, brosur, dan sumber-sumber informasi tak langsung lainnya. Data-data tersebut kemudian akan diolah sedemikian rupa dan diambil rata-ratanya dengan metode statistika.

Pada metode pengumpulan data di lapangan, data dikumpulkan secara langsung di lapangan, antara lain melalui interview langsung ke manufaktur, interview ke distributor, interview ke user, ataupun dengan melihat catatan hasil eksekusi project terkait. Data-data tersebut kemudian akan diolah sedemikian rupa dan diambil rata-ratanya dengan metode statistika

Sumber Data

Data dikumpulkan melalui berbagai sumber. Untuk menaikkan tingkat kepercayaan perhitungan, maka data dikumpulkan dari sumber-sumber yang berbeda yang merepresentasikan data untuk di Indonesia dan data di dunia International. Secara keseluruhan, data yang diambil dikelompokkan menjadi tiga bagian utama yaitu :

- 1) Data dari Dunia International
- 2) Data dari Project PLN yang telah Berjalan
- 3) Data dari Vendor yang ada di Indonesia (Local Vendor).

Untuk data dari Dunia International, penulis mengambil data dari SolarBuzz, Department of Energy America (DoE), National Renewable Energy Laboratory (NREL), dan dari salah satu penelitian di China. SolarBuzz merupakan lembaga privat yang mengumpulkan data terkait Solar PV dari berbagai negara di seluruh dunia. Berikut ini data dari Solar Buzz yang menurut pendapat penulis merupakan data yang cukup berharga :

Tabel 3.5. Data Harga Komponen Solar PV System

Solarbuzz Retail Pricing														
Date: 07 January 2012														
	unit	Mar 11	Apr 11	Mei 11	Jun 11	Jul 11	####	Sep 11	Okt 11	Nop 11	Des 11	Jan 12	Feb 12	Mar 12
Module	US \$/Wp (>125 W)	3,19	3,12	3,11	3,10	3,02	2,84	2,65	2,6	2,49	2,43	2,42	2,3	2,29
	Euro C/Wp (>125 W)	2,8	2,73	2,69	2,66	2,54	2,51	2,43	2,37	2,33	2,33	2,31	2,28	2,17
Inverter	US \$/Continuous Watt	0,715	0,715	0,715	0,715	0,715	0,714	0,714	0,714	0,714	7,130	7,120	7,110	7,110
	Euro C/Continuous Watt	0,515	0,508	0,479	0,500	0,500	0,500	0,500	0,528	0,528	0,534	0,548	0,540	0,526
Battery	US \$/Output Watt Hour	0,212	0,212	0,213	0,213	0,213	0,213	0,213	0,213	0,213	0,213	0,213	0,213	0,213
	Euro C/Output Watt Hour	0,153	0,151	0,143	0,149	0,149	0,149	0,149	0,158	0,158	0,160	0,164	0,162	0,158
Charge Controller	US \$/Amp	5,93	5,93	5,93	5,89	5,93	5,93	5,93	5,93	5,93	5,93	5,93	5,93	5,93
	Euro C/Amp	4,27	4,21	3,97	4,12	4,15	4,15	4,15	4,39	4,39	4,45	4,57	4,51	4,39
Solar Systems*	Residential c/kWh	30,53	30,42	30,34	30,31	30,08	29,84	29,53	29,38	29,25	29,2	29,14	29,00	28,91
	Commercial c/kWh	20,87	20,74	20,71	20,67	20,47	20,25	19,97	19,85	19,72	19,68	19,63	19,51	19,42
	Industrial c/kWh	16,27	16,20	16,14	16,11	15,95	15,79	15,56	15,47	15,37	15,34	15,31	15,21	15,15

Untuk data dari project PLN, penulis berhasil mendapatkan data rekapitulasi perhitungan project milik PLN untuk Solar PV System di beberapa daerah di Indonesia. Berikut ini beberapa project Solar PV System milik PLN yang telah berjalan :

Tabel 3.6. Data Proyek PLTS PLN

Daftar Beberapa Proyek PLN 2010 - 2011					
Nama Proyek 2010 / 2011	Pelanggan	Nilai Kontrak (Netto)	Kwp	Sistem	US/kwp
PLN Bandanaira	PLN Wilayah Ambon	3.786.340.545	100	Grid Connected	4.254
PLN Gili Trawangan	PLN Wil. NTB	6.842.860.909	200	Grid Connected	3.844
PLN Lembata	PLN Wilayah NTT	6.842.860.909	200	Hybrid On Grid	3.886
PLN Miangas	PLN Wilayah Suluttenggo	5.023.398.000	85	Grid Connected	6.873
PLN Makasar Karanrang	PLN Wilayah Sulses	8.900.000.000	200	Grid Connected	4.923
PLN Maluku Kisar	PLN Wilayah Ambon	5.035.879.173	100	PLTS Off Grid	5.633
PLN Maluku Tioor	PLN Wilayah Ambon	4.700.000.000	100	PLTS Off Grid	5.281
PLN Kabeau Dongkala	PLN Wilayah Sulses	19.397.000.000	400	PLTS	5.365
PLN NTB	PLN Wilayah NTB	15.658.181.818	620	Grid Connected	2.794
PLN Kaltim	PLN Wilayah Kaltim	10.300.000.000	340	Hybrid	3.351

Tentu saja dari data proyek PLN di atas yang akan digunakan hanyalah yang terkait dengan tesis ini yaitu sistem PLTS Grid Connected.

Untuk data dari Local Vendor, penulis berhasil mendapatkan data secara langsung baik melalui korespondensi maupun tatap muka langsung dalam berbagai event atau kesempatan seperti acara exhibition, pameran, dan seminar. Vendor ini berasal dari berbagai negara walaupun kebanyakan dari China dan India. Harga yang diinformasikan oleh vendor tersebut diasumsikan merupakan harga jual komponen untuk di Indonesia. Berikut ini rangkuman dari data yang berhasil dikumpulkan penulis :

Tabel 3.7. Data Harga PV Module dan Inverter dari Manufaktur

Grid-tie system	Watt	output voltage	Price per watt	Price
IG-2000 Fronius Inverter	2000	240 V	0,773	\$ 1545
Enphase Energy 215 Watt Micro Inverter (MC4)	215	208-240 V	0,837	\$ 180
Solectria PVI 1800W	1800	240 V	0,932	\$ 1677
SMA Sunny Boy 2000HFUS 2000 Watt Grid Tie Inverter	2000	208-240 V	0,820	\$ 1640
SMA Sunny Boy SB 1200 Inverter with ESS Switch	1200	180-260 V	0,896	\$ 1075
Power Jack PSWGT-1200 Pure sine	1200	90-130 V	0,263	315
SMA Sunny Boy Grid Tie Inverter 3000 Watt SB3000US	3000	204 - 240 V	0,553	\$ 1660

Solar Panel	Watt	Amps	Volts	Tolerance	Weight (lbs.)	Price	USD/Watt
Sanyo HIT-N220A01	220	5.17	42.7	+10/-0%	35.3	\$ 715	3,25
Kyocera KD140SX-UFBS	140	7.91	17.7	+/-5%	27.5	\$ 350	2,50
Sharp ND-240QCJ	240	8.19	29.3	+5/-0%	41.9	\$ 345	1,44
Astroenergy CHSM 6610M-230	230	7.93	29.03	-0/+3%	44	\$ 350	1,52
SolarWorld 220 poly	220	7.54	29.2	+/-3%	46.7	\$ 340	1,55
Suntech Solar Panel 200 Watts	200	7.95	26.4	+/-3%	37	\$ 274	1,37
Canadian Solar Panel 230 Watts	230	7.78	29.6	+/-5%	44.1	\$ 276	1,20
Evergreen Solar Panel 210 Watts	210	11.48	18.3	-/+5%	41	\$ 332	1,58
Suntech Solar Panel 210 Watts	210	7.95	26.40	+/-3%	40	\$ 357	1,70
Suntech Solar Panel 270 Watts	270	7.71	35	+/-3%	60	\$ 319	1,18
SV Solar Panel 195 Watts	195	7.20	27.1	n/a	41	\$ 195	1,00
Canadian Solar Panel 215 Watts	215	7.40	29.0	+/-5%	44.1	\$ 288	1,34
Scheuten Multisol 200W Polycrystalline Panel P6-54c-200	200	7.17	25.9	-/+5	44	\$ 297	1,49
BP 220W Polycrystalline Panel BP 3220T	220	7.90	29.1	-3/+5%	42.8	\$ 309	1,40
ecoSolargy Orion 235W Polycrystalline ECO235S156P-60	235	7.81	30.1	+/-3%	41.9	\$ 271	1,15

Detail lengkap dari data-data yang berhasil dikumpulkan akan diberikan pada bagian lampiran tesis ini.

Hasil Pengumpulan Data

Dari hasil pengumpulan data dari berbagai sumber tersebut, diperoleh data dengan variasi yang cukup banyak. Bila disederhanakan, hasilnya adalah sebagai berikut :

Tabel 3.8. Rangkuman Data Hasil Pengumpulan

No.	JENIS DATA	HASIL
1	PV Panel	
	Harga	Variasi
	Lifetime	20 tahun
	Dasar Acuan	International & Local Data
2	Inverter	
	Harga	Variasi
	Lifetime	10 tahun
	Dasar Acuan	International & Local Data
3	Balance of System	
	Harga	Variasi

	Lifetime	20 tahun
	Dasar Acuan	International Data
4	Installation Work	
	Harga	Variasi
	Lifetime	NA
	Dasar Acuan	International & Local Data
5	O & M Cost	
	Harga	0,8% / tahun dari Installation Cost
	Dasar Acuan	International & Local Data
6	Penggantian Inverter	
	Harga	2% / tahun dari Inverter Cost
	Dasar Acuan	International & Local Data

Data-data di atas kemudian akan dimasukkan dalam proses perhitungan. Pada beberapa komponen dicantumkan bahwa harganya bervariasi, karena data yang diperoleh dari berbagai sumber tersebut nilainya bervariasi.

Hal lain yang perlu diketahui adalah bahwa pada perhitungan penulis menggunakan acuan biaya rupiah/Wp (rupiah untuk setiap Watt Peak). Nilai biaya (rupiah/Wp) ini sendiri tidak diperoleh secara langsung akan tetapi merupakan suatu nilai prorata. Sebagaimana diketahui, komponen yang ada di pasaran tidak tersedia dalam bentuk 1 Wp tetapi bervariasi seperti 50 Wp, 100 Wp, dan sebagainya. Untuk itu, untuk menentukan harga biaya/Wp dilakukan dengan membagi total biaya dengan total kapasitas Wp dan akan didapatkan biaya dalam bentuk rupiah/Wp.

3.4 TAHAP 3 : PROSES PERHITUNGAN

Setelah model dibuat dan data dikumpulkan, tahapan selanjutnya adalah melakukan perhitungan. Untuk memudahkan perhitungan, proses perhitungan dilakukan dengan menggunakan software Microsoft Excel. Berikut tahapan proses perhitungannya.

Perhitungan Total Lifetime Cost

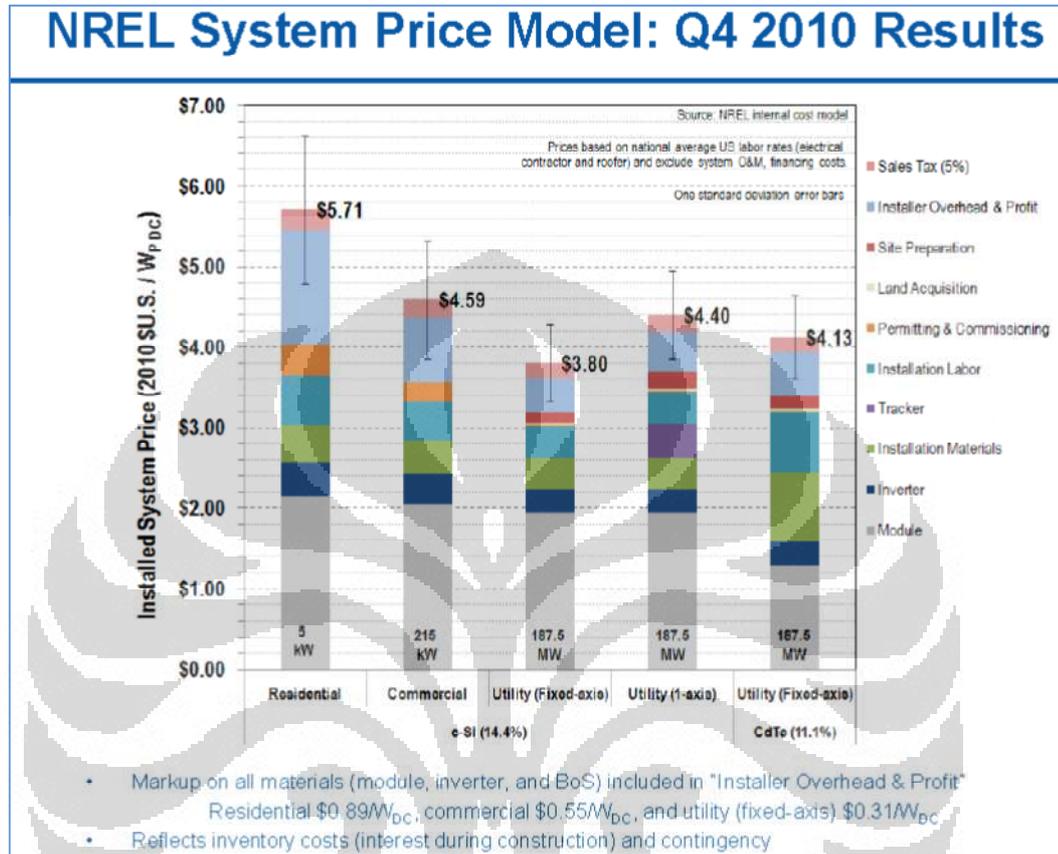
Bagian awal dari proses perhitungan adalah menghitung Total Lifetime Cost. Berikut tampilan model beserta hasil perhitungannya :

A	NPV of TOTAL LIFETIME COST	INTERNATIONAL DATA				PLN PROJECT		LOCAL VENDOR		Unit
		Solar Buzz	DoE	China	NREL	Sulut	Ambon	Maks	Min	
1	Initial Investment (Installed System) Cost									
	a Panel Surya	2,29	2,87	2,45	2,45	NA	NA	2,50	1,00	USD/Wp
	b Inverter	0,71	0,56	0,90	0,75	NA	NA	0,93	0,55	USD/Wp
	c Battery	-	-	-	-	-	-	-	-	USD/Wp
	d Balance of Systems	-	0,56	0,86	1,30	NA	NA	-	-	USD/Wp
	- Mounting Equipments									
	- Switch									
	- Panel									
	- Wiring & Electronics									
	e Installation Cost		0,72	0,90	1,20	NA	NA			USD/Wp
	NPV Initial Investment (a+b+c+d+e)	5,45	4,71	5,11	5,70	4,91	3,27	6,45	2,82	USD/Wp
2	Operation & Maintenance Cost + SparePart									
	a O & M Cost	0,04	0,04	0,02	0,05	0,04	0,03	0,05	0,02	USD/Wp/thn
	b Inverter Replacement	0,01	0,01	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	USD/Wp/thn
	c Battery Replacement	-	-	-	-	-	-	-	-	USD/Wp/thn
	NPV O&M + Consumable Parts	0,61	0,52	0,41	0,64	0,63	0,49	0,74	0,36	USD/Wp
3	Fuel Cost									
	a Diesel									USD/Wp
	b Transportation of Diesel									USD/Wp
	NPV Fuel Cost									USD/Wp
4	Other Cost									
	a Land Cost & Site Preparation									USD/Wp
	b Permit									USD/Wp
	d Sales Tax									USD/Wp
	c Insurance									USD/Wp
	NPV Other Cost									USD/Wp
	NPV OF TOTAL LIFETIME COST (1+2+3+4)	6,07	5,23	5,52	6,34	5,54	3,76	7,19	3,17	USD/Wp

Gambar 3.6. Formulasi Perhitungan Total Lifetime Cost

Pada perhitungan biaya Initial Investment (Installed System), data-data untuk tiap komponen pada dasarnya menggunakan data yang asli. Untuk beberapa komponen yang tidak tersedia datanya, seperti biaya BoS untuk SolarBuzz, maka menggunakan asumsi. Berdasarkan tinjauan pustaka penulis, biaya total Initial Investment adalah sebesar dua kali daripada biaya total Panel Surya + Inverter. Jadi untuk beberapa kasus seperti SolarbUzz dan Local Vendor, biaya Initial Investment menggunakan asumsi tersebut. Untuk nilai-nilai yang dari sumber lain seperti DoE, China, dan NREL menggunakan data faktual. Untuk PLN Project,

data yang tersedia langsung data Initial Investment-nya. Berikut ini salah satu acuan komposisi biaya untuk Solar PV System yang diambil dari NREL :



Gambar 3.7. Komposisi Harga Solar PV System

Untuk biaya Operation & Maintenance Cost serta Pergantian Spare Part, berdasarkan hasil tinjauan pustaka penulis baik mengacu pada referensi international maupun nasional, biaya O&M berkisar antara 0.7% - 1.1 % per tahun dari nilai Total Initial Investment. Untuk biaya penggantian Inverter berkisar antara 2.0-2.2 % per tahun dari harga awal Inverter. Pada perumusan ini, penulis menggunakan biaya O&M sebesar 0,8% per tahun dan penggantian Inverter sebesar 2.0% per tahun.

Hasil akhirnya, yaitu biaya Total Lifetime Cost, berkisar antara 3.17 USD/W_p – 7.19 USD/W_p. Nilai biaya ini merupakan nilai yang cukup umum. Berbagai referensi pun menyebutkan kisaran ini untuk biaya total lifetime investment pada Solar PV System kapasitas kecil.

Perhitungan Total Lifetime Energy Generation

Bagian selanjutnya adalah menghitung nilai Total Lifetime Energy Generation.

Berikut tampilan perumusannya :

CALCULATION FOR TOTAL ENERGY PRODUCTION OVER PV LIFETIME						
YEAR	A	B	C	D	E	F
	Efficiency per Year	Power Output for PV 1 Wp (W/Wp) = A x 1 Wp	Energy Output in a Day (Wh/Wp) = B x Hour/Day	Energy Output in a Year (Wh.Wp) = C x Day/Year	Discounted Factor	NPV Energy Output/Year (Wh/Wp) = D x E
1	99,50%	0,995	5,0	1.815,88	0,935	1.697,08
2	99,00%	0,990	5,0	1.806,80	0,873	1.578,13
3	98,51%	0,985	4,9	1.797,76	0,816	1.467,51
4	98,01%	0,980	4,9	1.788,77	0,763	1.364,65
5	97,52%	0,975	4,9	1.779,83	0,713	1.268,99
6	97,04%	0,970	4,9	1.770,93	0,666	1.180,05
7	96,55%	0,966	4,8	1.762,08	0,623	1.097,33
8	96,07%	0,961	4,8	1.753,26	0,582	1.020,42
9	95,59%	0,956	4,8	1.744,50	0,544	948,89
10	95,11%	0,951	4,8	1.735,78	0,508	882,38
11	94,64%	0,946	4,7	1.727,10	0,475	820,53
12	94,16%	0,942	4,7	1.718,46	0,444	763,02
13	93,69%	0,937	4,7	1.709,87	0,415	709,53
14	93,22%	0,932	4,7	1.701,32	0,388	659,80
15	92,76%	0,928	4,6	1.692,81	0,362	613,55
16	92,29%	0,923	4,6	1.684,35	0,339	570,55
17	91,83%	0,918	4,6	1.675,93	0,317	530,56
18	91,37%	0,914	4,6	1.667,55	0,296	493,37
19	90,92%	0,909	4,5	1.659,21	0,277	458,79
20	90,46%	0,905	4,5	1.650,91	0,258	426,63
TOTAL ENERGY OUTPUT in 20 YEARS						18.551,74

Gambar 3.8. Formulasi Perhitungan Total Lifetime Energy Generation

Dengan asumsi degradasi efisiensi PV Panel sebesar 0.5 % per tahun, maka nilai total energy output akan mengecil setiap tahunnya. Nilai energy output berkisar antara 1697 kWh/Wp per tahun pada awal tahunnya sampai dengan 426 kWh/Wp per tahun pada akhir tahunnya, atau rata-rata per tahun sekitar 928 kWh/Wp. Nilai ini cukup normal bila dibandingkan dengan data dari berbagai sumber.

Dengan menjumlahkan energy output setiap tahun maka diperoleh nilai Total Lifetime Energy Generation. Kalau pada perhitungan nilai Total Lifetime Investment hasilnya bervariasi karena sumber data bervariasi, maka pada nilai Total Lifetime Energy Generation nilai yang digunakan hanya satu ini saja untuk setiap perhitungan.

Perhitungan Nilai LCOE

Tahapan selanjutnya adalah menentukan nilai LCOE, yaitu dengan membagi nilai Total Lifetime Investment dengan nilai Total Lifetime Energy Generation. Tampilan perhitungannya adalah sebagai berikut :

C CALCULATING LEVELIZED COST OF ENERGY GENERATION											
LCOE =	Total Lifetime Cost (A)	=	6,07	6,25	6,59	7,58	6,62	4,50	8,59	3,79	USD/Wp
	Total Lifetime Energy Production (B)		18,55	18,55	18,55	18,55	18,55	18,55	18,55	18,55	kWh/Wp
		=	0,33	0,34	0,36	0,41	0,36	0,24	0,46	0,20	USD/kWh
		=	32,70	33,67	35,54	40,85	35,67	24,23	46,33	20,44	cent/kWh
	LCOE =		2.943	3.031	3.199	3.677	3.210	2.181	4.169	1.840	rupiah/kWh

Pada perhitungan di atas, nilai LCOE bervariasi mulai dari Rp. 1.840 rupiah / kWh hingga Rp 4.169 rupiah / kWh. Kisaran nilai ini cukup umum. Dengan mengacu ke berbagai sumber, ditemukan kisaran nilai yang sama untuk nilai LCOE pada Solar PV System.

Nilai LCOE ini lah yang menjadi ‘harga modal’ energi listrik yang digunakan. Bila energi listrik dibeli dengan harga LCOE ini, maka investor/masyarakat pemilik Solar PV System akan mendapatkan pengembalian modalnya setelah 20 tahun (RoI) berjalan dalam kondisi normal.

Perhitungan Nilai Tarif FIT

Tahapan terakhir adalah menentukan tarif pembelian listrik atau Tarif FIT. Tarif ini ditentukan dengan cara menambahkan suatu margin keuntungan (profit) pada biaya LCOE. Telah disebutkan sebelumnya bahwa margin keuntungan yang digunakan disini adalah sebesar 8%. Berikut tampilan perumusannya :

D CALCULATING FEED-IN TARIFF										
FIT =	LCOE (C) + Margin Profit (8%)									
	LCOE =	2.943	3.031	3.199	3.677	3.210	2.181	4.169	1.840	rupiah/kWh
	Margin Profit 8% =	235	242	256	294	257	174	334	147	rupiah/kWh
	TARIF FIT =	3.179	3.273	3.454	3.971	3.467	2.355	4.503	1.987	rupiah/kWh
		Solar Buzz	DoE	China	NREL	Sulut	Ambon	Maks	Min	
		INTERNATIONAL DATA			PLN PROJECT		EXHIBITION			

Dengan menggunakan perhitungan tersebut, diperoleh hasil akhir berupa Tarif FIT dengan kisaran Rp. 1987 / kWh – Rp. 4503 / kWh.

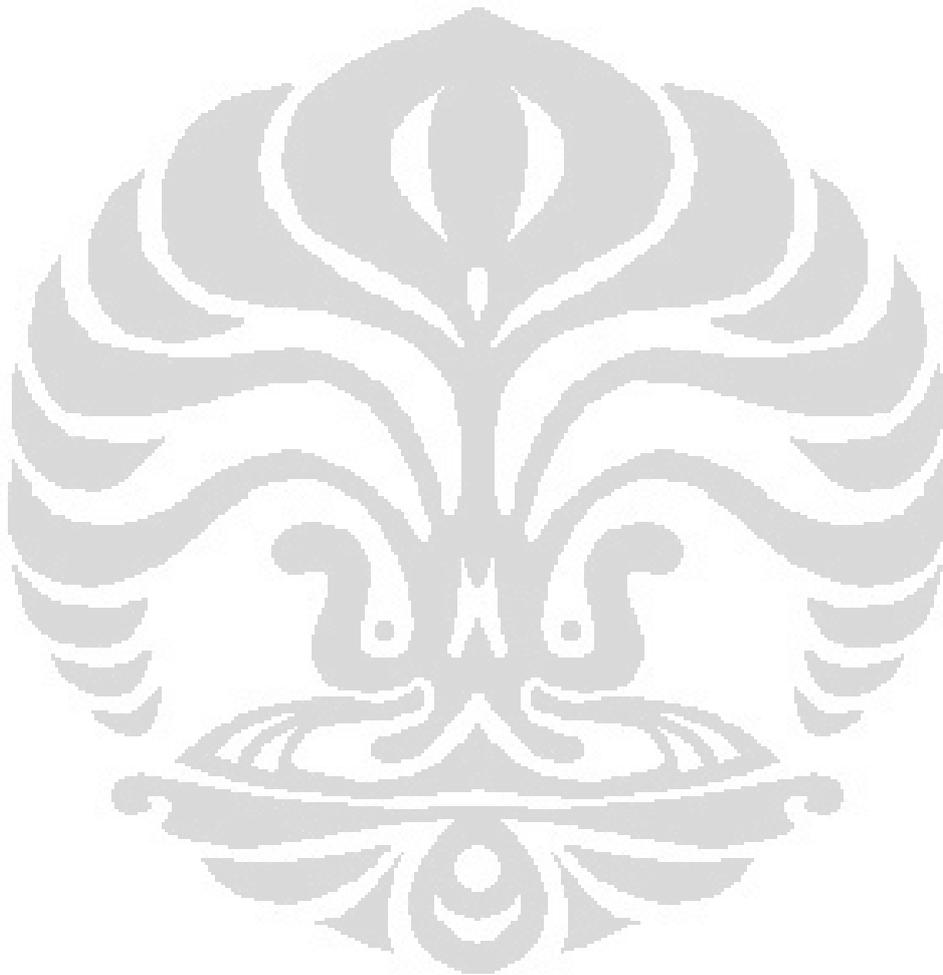
Secara keseluruhan, tampilan proses perhitungannya adalah sebagai berikut :

MODEL PERHITUNGAN TARIF FIT BERDASARKAN METODE LCOE										
		INTERNATIONAL DATA				PLN PROJECT		LOCAL VENDOR		
A	NPV of TOTAL LIFETIME COST	Solar Buzz	DoE	China	NREL	Sulut	Ambon	Maks	Min	Unit
1	Initial Investment (Installed System) Cost									
	a Panel Surya	2,29	2,87	2,45	2,45	NA	NA	2,50	1,00	USD/Wp
	b Inverter	0,71	0,56	0,90	0,75	NA	NA	0,93	0,55	USD/Wp
	c Battery	-	-	-	-	-	-	-	-	USD/Wp
	d Balance of Systems	-	0,56	0,86	1,30	NA	NA	-	-	USD/Wp
	- Mounting Equipments									
	- Switch									
	- Panel									
	- Wiring & Electronics									
	e Installation Cost		0,72	0,90	1,20	NA	NA			USD/Wp
	NPV Initial Investment (a+b+c+d+e)	5,45	4,71	5,11	5,70	4,91	3,27	6,45	2,82	USD/Wp
2	Operation & Maintenance Cost + SparePart									
	a O & M Cost	0,04	0,04	0,02	0,05	0,04	0,03	0,05	0,02	USD/Wp/thn
	b Inverter Replacement	0,01	0,01	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	USD/Wp/thn
	c Battery Replacement	-	-	-	-	-	-	-	-	USD/Wp/thn
	NPV O&M + Consumebale Parts	0,61	0,52	0,41	0,64	0,63	0,49	0,74	0,36	USD/Wp
3	Fuel Cost									
	a Diesel									USD/Wp
	b Transportation of Diesel									USD/Wp
	NPV Fuel Cost									USD/Wp
4	Other Cost									
	a Land Cost & Site Preparation									USD/Wp
	b Permit									USD/Wp
	d Sales Tax									USD/Wp
	c Insurance									USD/Wp
	NPV Other Cost									USD/Wp
	NPV OF TOTAL LIFETIME COST (1+2+3+4)	6,07	5,23	5,52	6,34	5,54	3,76	7,19	3,17	USD/Wp
	FINANCIAL COST									
	Skenario 1 - Without Financial Credit									
	TOTAL LIFETIME COST	6,07	5,23	5,52	6,34	5,54	3,76	7,19	3,17	USD/Wp
	Skenario 2 - With Financial Credit and DP									
	Down Payment (%)	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	
	Down Payment (IDR)	1,21	1,05	1,10	1,27	1,11	0,75	1,44	0,63	
	Credit (IDR)	4,85	4,18	4,41	5,07	4,43	3,01	5,75	2,54	
	Initial Investment	1,21	1,05	1,10	1,27	1,11	0,75	1,44	0,63	
	Total NPV of Mortgage	6,04	5,20	5,49	6,31	5,51	3,74	7,16	3,16	
	Total Lifetime + Financial Cost	7,25	6,25	6,59	7,58	6,62	4,50	8,59	3,79	USD/Wp
	NPV OF TOTAL LIFETIME INCLUDING FINANCIAL COST	6,07	6,25	6,59	7,58	6,62	4,50	8,59	3,79	USD/Wp
B	TOTAL LIFETIME ENERGY PRODUCTION									
	TOTAL LIFETIME ENERGY PRODUCTION	18,55	18,55	18,55	18,55	18,55	18,55	18,55	18,55	kWh/Wp
C	CALCULATING LEVELIZED COST OF ENERGY GENERATION									
	LCOE = Total Lifetime Cost (A) / Total Lifetime Energy Production (B)	6,07 / 18,55	6,25 / 18,55	6,59 / 18,55	7,58 / 18,55	6,62 / 18,55	4,50 / 18,55	8,59 / 18,55	3,79 / 18,55	USD/Wp / kWh/Wp
		0,33	0,34	0,36	0,41	0,36	0,24	0,46	0,20	USD/kWh
		32,70	33,67	35,54	40,85	35,67	24,23	46,33	20,44	cent/kWh
	LCOE =	2.943	3.031	3.199	3.677	3.210	2.181	4.169	1.840	rupiah/kWh
D	CALCULATING FEED-IN TARIFF									
	FIT = LCOE (C) + Margin Profit (8%)									
	Margin Profit 8 % =	235	242	256	294	257	174	334	147	rupiah/kWh
	TARIF FIT =	3.179	3.273	3.454	3.971	3.467	2.355	4.503	1.987	rupiah/kWh
		Solar Buzz	DoE	China	NREL	Sulut	Ambon	Maks	Min	
		INTERNATIONAL DATA				PLN PROJECT		EXHIBITION		

Gambar 3.9. Model Perhitungan Tarif FIT

Tampilan di atas mungkin tidak terlalu terlihat secara jelas dan untuk itu format yang lebih detail akan diberikan pada bagian lampiran.

Pada tahapan ini, data hasil pengumpulan telah dimasukkan ke dalam model perhitungan yang telah dibuat. Hasilnya adalah berupa tarif pembelian listrik (FIT) tersebut sebagaimana terlihat pada tabel di atas. Dari hasil perhitungan, diperoleh nilai Tarif FIT berkisar dari Rp. 1987 / kWh – Rp. 4503 / kWh. Range nilai tarif cukup besar karena data yang digunakan cukup bervariasi. Analisa dan justifikasi dari proses perhitungan ini akan dilakukan pada sub-bab berikutnya.



3.5 TAHAP 4 : ANALISA & JUSTIFIKASI HASIL PERHITUNGAN

Hasil perhitungan yang telah didapatkan melalui model yaitu tarif FIT, selanjutnya perlu diuji ketepatannya dan dilakukan analisa. Pengujian atau justifikasi dilakukan dengan metode kuantitatif-kualitatif. Artinya, hasil perhitungan akan dibandingkan secara kuantitatif dengan data di negara lain (benchmarking). Hasil perbandingan akan dianalisa secara kualitatif. Pemilihan negara yang akan dijadikan benchmarking harus dapat dipertanggungjawabkan. Analisa akan dilakukan untuk setiap tahapan proses perhitungan.

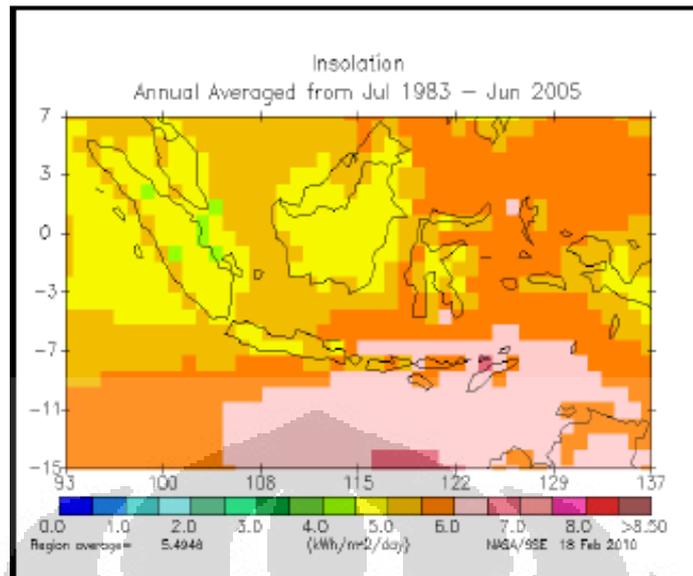
Analisa Nilai Total Lifetime Cost

Pada perhitungan diperoleh biaya Total Lifetime Cost berkisar antara 3.17 USD/Wp – 7.19 USD/Wp. Nilai biaya ini merupakan nilai yang cukup umum. Berbagai referensi pun menyebutkan kisaran ini untuk biaya total lifetime investment pada Solar PV System kapasitas kecil.

Perlu diketahui bahwa mencari data pembandingan untuk nilai Total Lifetime Cost memang merupakan tantangan tersendiri karena biasanya data yang tersedia adalah untuk Initial Investment (Installation Cost) saja. Hal ini dikarenakan belum banyak project Solar PV sejenis yang telah menjalani seluruh masa hidupnya (20 tahun) dan memiliki catatan historikal yang detail. Untuk itu pada kebanyakan referensi, nilai Total Lifetime Cost ini menggunakan beberapa asumsi pada perhitungannya terutama menyangkut biaya O&M per year dan penggantian material (inverter) yang diperlukan selama masa hidup sistem.

Analisa Nilai Total Lifetime Energy Generation

Pada perhitungan diperoleh Nilai energy output berkisar antara 1697 kWh per tahun pada awal tahunnya sampai dengan 426 kWh/Wp per tahun pada akhir tahunnya untuk setiap 1 Wp Panel System, atau rata-rata per tahun sekitar 928 kWh/Wp. Nilai ini cukup wajar mengingat radiasi sinar matahari di Indonesia cukup kuat, relatif stabil dan tersebar secara merata di hampir seluruh wilayah Indonesia dari Aceh hingga Papua.



Gambar 3.10. Solar Insolation di Indonesia tahun 1983-2005

Sebagai informasi, Indonesia menerima radiasi matahari rata-rata 250-300 W/m². Rata-rata energi radiasi di Indonesia adalah 4.8 kWh/m². Berdasarkan penelitian dari salah satu instansi, diketahui bahwa wilayah Indonesia Barat memiliki radiasi 4.5 kWh/m²/day dengan variasi sekitar 10% per bulan dan wilayah Indonesia Timur memiliki radiasi sekitar 5.1 kWh/m²/day dengan variasi sekitar 9% per bulan. Dengan memperhitungkan tingkat efisiensi panel surya, maka dapat diketahui berapa banyak energi listrik yang dapat dikonversikan oleh suatu panel surya dengan kapasitas 1 Wp dalam satu tahunnya.

Analisa Nilai LCOE

Pada perhitungan sebelumnya, diperoleh nilai LCOE yang berada pada kisaran Rp. 1.840 rupiah / kWh hingga Rp 4.169 rupiah / kWh. Dari berbagai sumber ditemukan kisaran nilai yang sama untuk nilai LCOE pada Solar PV System. Berikut ini nilai LCOE untuk Solar PV di beberapa negara :

Tabel 3.9. Data Nilai LCOE Berbagai Negara

Table 4.2b: Country-by-country data on electricity generating costs for other technologies (at 10% discount rate)							
Technology	Hydro			Technology	Solar		
	Invest. costs	o&M	LCOE		Invest. costs	o&M	LCOE
	USD/MWh				USD/MWh		
AUSTRIA							
Small-2MW _e	88.33	4.25	92.58				
BELGIUM							
CANADA							
				PV Park-10MW _e	327.23	14.49	341.72
				PV Indus-1MW _e	422.67	13.29	435.96
				PV Com-0.1MW _e	614.46	10.83	625.29
				PV Res-0.005MW _e	708.99	9.84	718.83
CZECH REPUBLIC							
Large-10MW _e	452.94	6.39	459.32	PV-1MW _e	581.32	29.95	611.26
Small-5MW _e	292.14	6.97	299.11				
FRANCE							
				PV-10MW _e	285.89	80.97	388.14
GERMANY							
				PV (Open Space)-0.5MW _e	386.93	52.85	439.77
				PV (Roof)-0.002MW _e	447.66	61.05	508.71
ITALY							
				PV-6MW _e	562.04	53.94	615.98
JAPAN							
Large-10	245.41	36.11	281.51				
MEXICO							
NETHERLANDS							
				PV-0.03MW _e (Indus)	669.62	36.16	704.78
				PV-0.0035MW _e (Res)	877.50	57.13	934.63
SLOVAK REPUBLIC							
SWEDEN							
Large-70MW _e	117.99	15.17	139.69				
SWITZERLAND							
Small-0.3MW _e	110.06	59.73	169.79				
UNITED STATES							
				PV-5MW _e	327.07	5.71	332.78
				Thermal-100MW _e	296.13	27.59	323.71
NON-OECD MEMBERS							
BRAZIL							
Large-800MW _e	31.88	2.42	34.30				
Large-300MW _e	30.71	2.42	33.13				
Large-15MW _e	55.66	5.80	61.46				
CHINA							
Large-1.8134MW _e	41.65	9.85	51.50	PV-20MW _e	170.90	15.65	186.54
Large-627.7MW _e	31.03	2.54	33.57	PV-10MW _e	259.19	23.73	282.92
Large-478.3MW _e	21.92	1.37	23.28	PV-10MW _e	173.46	15.88	189.34
				PV-10MW _e	249.22	22.82	272.04

Terlihat nilai LCOE yang terendah adalah di negara di China dengan nilai Rp. 1.670 / kWh (kurs Rp. 9000 /USD) dan yang tertinggi berada di negara Belanda dengan nilai Rp. 8.400 / kWh. Pada tabel di atas, nilai LCOE memang dipaparkan untuk kapasitas kecil hingga besar dan pada peruntukan industrial maupun residential. Sebagai perbandingan lain, SunPower, salah satu produsen Solar PV terkemuka di dunia, juga mensimulasikan perhitungan LCOE. Berikut ini hasilnya :

Tabel 3.10. Data LCOE dari SunPower

	Case 1	Case 2	Case 3
System Price	100%	100%	100%
kWh/kWp	100%	100%	100%
Annual Degradation	1.0%	0.5%	0.3%
System Life	15	25	40
Annual O&M \$/kWh	\$ 0.030	\$ 0.010	\$ 0.005
Discount Rate	9%	7%	5%
LCOE \$/kWh	\$ 0.23	\$ 0.13	\$ 0.09

(Sumber : Sun Power)

Pada tabel di atas terlihat nilai LCOE untuk tiga kasus yang berbeda dimana nilai annual O&M dan Discount Rate divariasikan.

Secara umum hal positif yang terlihat disini adalah bahwa nilai LCOE hasil perumusan penulis berada pada kisaran yang sama dengan nilai LCOE aktual di berbagai negara di seluruh dunia.

Analisa Nilai Tarif FIT

Dengan menggunakan perhitungan tersebut, diperoleh hasil akhir berupa Tarif FIT dengan kisaran Rp. 1987 / kWh – Rp. 4503 / kWh. Nilai ini akan dilakukan analisa serta justifikasi.

Pertama-tama tarif FIT ini akan dibandingkan secara kuantitatif dengan data tarif FIT dari negara lain. Data negara yang dipilih sebagai acuan perbandingan adalah negara tetangga yang memiliki kedekatan geografis maupun ekonomis. Analisa kualitatif akan dilakukan setelahnya.

Negara yang akan dipilih sebagai perbandingan adalah di Malaysia dan di China. Malaysia dipilih karena merupakan salah satu negara tertangga terdekat Indonesia yang memiliki kedekatan persamaan dari berbagai aspek. China dipilih karena merupakan salah satu kekuatan ekonomi dunia yang baru dan kenyataan bahwa sebagian besar komponen Solar PV System diproduksi di China. Berikut ini data nilai FIT yang ada di Malaysia.

Tabel 3.11. Tarif FIT untuk PV di Malaysia

Renewable Tariffs in Malaysia		
14-Apr-11		
	Years	MYR/kWh
Solar PV		
<4 kW	21	1.23
>4 kW<24 kW	21	1.20
>24 kW<72 kW	21	1.18
>72 kW<1,000 kW	21	1.14
>1 MW<10 MW	21	0.95
>10 MW<30 MW	21	0.85
Bonus for rooftop	21	0.26
Bonus for BIPV	21	0.25
Bonus for local modules	21	0.03
Bonus for local inverters	21	0.01

Tabel di atas merupakan tabel tafi FIT di Malaysia yang berlaku per April 2011. Dengan kurs MYR/IDR Rp. 3000 rupiah/ringgit, maka diperoleh nilai tarif FIT yang ada di Malaysia untuk kapasitas kecil (<4 kW) adalah Rp. 3690 rupiah / kWh. Nilai tersebut masih berada dalam range nilai FIT hasil perhitungan. Selanjutnya adalah perbandingan dengan di China. Berikut ini data nilai tarif FIT yang ada di China :

Tabel 3.12. Tarif FIT untuk PV di China

Optimal FIT and digression for policy starting by the end of 2010				
Province	Commercial FIT (¥/kWh)	Digression Rate	Residential FIT (¥/kWh)	Digression Rate
Anhui	4.33	6.8%	5.60	6.4%
Beijing	3.59	6.8%	4.64	6.4%
Chongqing	5.23	6.8%	6.75	6.4%
Fujian	4.51	6.8%	5.83	6.4%
Gansu	3.57	6.8%	4.62	6.4%
Guangdong	4.27	6.8%	5.51	6.4%
Guangxi	3.25	6.8%	4.21	6.4%
Guizhou	5.07	6.8%	6.56	6.4%
Hainan	3.49	6.8%	4.51	6.4%
Hebei	3.49	6.8%	4.51	6.4%
Heilongjiang	3.56	6.8%	4.60	6.4%
Henan	4.11	6.8%	5.31	6.4%
Hubei	4.27	6.8%	5.51	6.4%
Hunan	4.71	6.8%	6.09	6.4%
Inner Mongolia	3.06	6.8%	3.95	6.4%
Jiangsu	4.22	6.8%	5.45	6.4%
Jiangxi	4.43	6.8%	5.72	6.4%
Jilin	3.70	6.8%	4.78	6.4%
Liaoning	3.70	6.8%	4.78	6.4%
Ningxia	3.24	6.8%	4.19	6.4%
Qinghai	2.98	6.8%	3.85	6.4%
Shaanxi	4.02	6.8%	5.19	6.4%
Shandong	3.63	6.8%	4.68	6.4%
Shanghai	4.37	6.8%	5.65	6.4%
Shanxi	3.49	6.8%	4.51	6.4%
Sichuan	3.79	6.8%	4.90	6.4%
Tianjin	3.59	6.8%	4.64	6.4%
Tibet	3.06	6.8%	3.95	6.4%
Xinjiang	3.56	6.8%	4.59	6.4%
Yunnan	3.71	6.8%	4.80	6.4%
Zhejiang	4.74	6.8%	6.13	6.4%
Minimum	2.98		3.85	
Average	3.89	6.8%	5.03	6.4%
Maximum	5.23		6.75	

Berdasarkan tabel di atas, dengan acuan kurs Yuan China vs Indonesia Rupiah sebesar Rp. 1489 / yuan, maka diperoleh range nilai Tarif FIT di China berada pada kisaran Rp. 5698/ kWh – Rp 9990 / kWh. Nilai ini relatif cukup tinggi dibandingkan dengan tarif FIT hasil perhitungan penulis. Walau demikian, dengan pertimbangan faktor nilai Yuan terhadap Rupiah yang terus menguat serta kondisi

ekonomi China yang terus menguat, uji justifikasi dengan tarif di China dapat diterima.

Sebagai informasi tambahan, penulis memberikan data mengenai regulasi FIT untuk solar PV yang diterapkan di beberapa negara di dunia. Berikut ini datanya berdasarkan negara :

Germany :

Germany's FIT ¹						
Technology category		Installed Power (share of capacity)	Period (yrs)	2009 EEG (€ cent/kWh)	Bonuses	Degression
Solar	Roof-mounted facilities	≤ 30kW	20	39.14		≤ 100kW 2010: 8.0% from 2011: 9.0% ≤ 100kW 2010: from 2011: 9.0% 2010: 10.0% From 2011: 9.0%
		30 - 100kW	20	37.23		
		> 100kW	20	35.23		
	Freestanding facilities	> 1000kW	20	29.37		
		Irrespective of capacity	20	28.43		

France :

System Location	Payment Level (€ cents/kWh)
BIPV on recently constructed ⁴² residential buildings, schools, & health facilities	58
BIPV (on other recently constructed buildings)	50
Simplified BIPV	42
Freestanding PV (>250 kW) ⁴³	31.4

Spain :

Technology category		Installed Power	Period (years)	Fixed Price	Market Option		
				Fixed Tariff (€ Cent/kWh)	Reference premium (€ Cent)	Cap (€ Cent /kWh)	Floor (€ Cent /kWh)
Solar PV*	Ground-mounted	<10 MW	up to 25	*			
	Rooftop and BIPV	< 2 MW	up to 25	*			

Canada (Ontario) :

Technology category		Installed Power	Period (years)	Fixed rate (c/kWh)	Bonus Payments/ Adders (c/kWh)
Solar Radiation	Any Type	≤ 10 kW	20	80.2	
		> 10 kW, ≤ 250 kW	20	71.3	
	Rooftop Project	> 250 kW, ≤ 500 kW	20	63.5	
		> 500 kW, ≤ 10 MW	20	53.9	
	Freestanding facilities/ open	> 10 kW	20	44.3	Aboriginal 1.5, Community 1 c

Amerika Serikat (Minnesota) :

Technology category		Installed Power (share of capacity)	Period (years)	Fixed rate (USD/kWh)
Solar Radiation	Rooftop project	< 30kW	20	0.6500
		≥ 30kW, < 100kW	20	0.6200
		≥ 100kW	20	0.6100
	Freestanding facilities/open		20	0.5000
	Façade cladding project	< 30kW	20	0.7100
		≥ 30kW, < 100kW	20	0.6800
≥ 100kW		20	0.6700	

Uganda :

Technology	Tariff (US\$/kWh)	O&M Wage	Cumulative Capacity Limits (MW)				Payment Period (Years)
			2011	2012	2013	2014	
Hydro (9 >= 20 MW)	0.073	7.61%	45 MW	90 MW	135 MW	180 MW	20
Hydro (1 >= 8 MW)	Linear tariff	7.24%	15 MW	30 MW	60 MW	90 MW	20
Hydro (500kW >= 1 MW)	0.109	7.08%	1 MW	1.5 MW	2 MW	5 MW	20
Bagasse	0.081	22.85%	20 MW	50 MW	75 MW	100 MW	20
Biomass	0.103	16.23%	10 MW	20 MW	30 MW	50 MW	20
Biogas	0.115	19.23%	10 MW	20 MW	30 MW	50 MW	20
Landfill gas	0.089	19.71%	10 MW	20 MW	30 MW	50 MW	20
Geothermal	0.077	4.29%	10MW	30MW	50MW	75 MW	20
Solar PV	0.362	5.03%	2 MW	3 MW	5 MW	7.5 MW	20
Wind	0.124	6.34%	50 MW	75 MW	100 MW	150 MW	20

Switzerland :

Technology category		Installed Power	Period (years)	Fixed Tariff (SWF/MWh)	Bonuses	Degression
Solar: Photovolta	Ground Mounted	< 10kW	25	0.6500		8.0% (2010)
		< 30kW	25	0.5400		
		< 100kW	25	0.5100		
		> 100kW	25	0.4900		
	Rooftop	< 10kW	25	0.7500		
		< 30kW	25	0.6500		
		< 100kW	25	0.6200		
		> 100kW	25	0.6000		
	Building Integrated	< 10kW	25	0.9000		
		< 30kW	25	0.7400		
		< 100kW	25	0.6700		
		> 100kW	25	0.6200		

Ada beberapa hal yang bisa disimpulkan dari berbagai data di seluruh dunia tersebut. Pertama, hampir seluruh negara menggunakan durasi kontrak selama 20 tahun. Kedua, seluruh negara menerapkan degression rate, mulai dari 6% hingga 10% dengan mayoritas berada di angka 8%. Fakta ketiga dan mungkin yang paling penting adalah bahwa tarif FIT hasil perumusan berada pada kisaran yang relatif sama dengan berbagai tarif FIT yang telah berjalan di dunia international. Untuk di negara maju seperti Eropa ataupun di Amerika Utara nilai tarif FIT nya memang lebih tinggi karena kondisi ekonomi wilayah tersebut relatif lebih maju daripada Indonesia.

Dengan demikian, secara umum uji justifikasi untuk Tarif FIT memberikan hasil bahwa proses perhitungan serta hasilnya dapat diterima. Dengan telah berhasilnya uji justifikasi, maka dapat bergerak maju ke langkah selanjutnya yaitu simulasi serta analisa penerapan kebijakan FIT ini.

3.6 RINGKASAN HASIL PENELITIAN

Dari hasil penelitian, telah dirampungkan dua hasil (deliverables) utama sebagaimana yang telah direncanakan di awal, yaitu :

1. Model Perhitungan Tarif Pembelian Listrik
2. Hasil Perhitungan Tarif Pembelian Listrik

Model perhitungan tarif telah dibuat dengan menggunakan teori LCOE. Tujuan utama dari pembuatan model ini adalah pertama memberikan gambaran mengenai konsep dasar dalam rangka menentukan Tarif Pembelian Listrik pada suatu Kebijakan FIT untuk Solar PV. Pemahaman konsep dasar ini sangat krusial karena akan menentukan langkah-langkah selanjutnya.

Selain itu, penulis juga telah berhasil merumuskan suatu model perhitungan sederhana pada Microsoft Excel. Model perhitungan ini memiliki dua keunggulan utama. Pertama bentuknya yang disederhanakan sehingga memudahkan pemahaman bagi para pembaca. Kedua, model perhitungan menggunakan dasar teori yang kuat dan dapat dipertanggung jawabkan secara ilmiah. Model perhitungan ini pun selanjutnya dapat digunakan atau bahkan dikembangkan oleh para peneliti lain yang mendalami bidang Tarif FIT ini.

Untuk hasil perhitungan Tarif FIT ini sendiri, kenyataannya adalah bahwa banyak asumsi awal yang terlibat disini. Perbedaan asumsi akan menghasilkan perbedaan hasil perhitungan. Selain itu data yang tersedia juga sangat bervariasi. Dalam prakteknya, perlu disepakati secara bersama asumsi serta data yang akan digunakan sehingga akan mendapatkan hasil akhir yang dapat diterima secara bersama.

Walau demikian, disini penulis berusaha menyajikan data selengkap mungkin dengan menggunakan data yang berasal dari narasumber international walaupun national. Diperoleh suatu range tarif FIT yang dianggap cukup sesuai dengan kondisi di Indonesia. Hasilnya pun telah dibandingkan dengan tarif FIT yang telah diterapkan di berbagai negara di dunia. Range tarif FIT ini sejatinya merupakan harga dasar saja dan tentunya nanti dapat dikembangkan menurut penyesuaian kelompok lokasi, kelompok kapasitas, dan sebagainya. Hasil kisaran tarif FIT ini diharapkan dapat memberikan gambaran awal bagi para pihak terkait.

BAB IV.
SIMULASI & ANALISA : PENERAPAN REGULASI FEED-IN TARIFF
UNTUK TEKNOLOGI PV DI INDONESIA

Bab ini akan melakukan kajian mengenai penerapan kebijakan FIT untuk teknologi PV di Indonesia. Pertama-tama akan dilakukan simulasi bila kebijakan FIT dengan tarif hasil perumusan tersebut diterapkan di Indonesia. Kemudian analisa mengenai dampak bila kebijakan tersebut akan dipaparkan secara umum. Selanjutnya akan diperkenalkan suatu konsep baru FIT yang merupakan evolusi dari konsep FIT yang sudah ada.

Setelah analisa dan kajian dilakukan, pada bagian akhir akan diberikan rekomendasi dan juga saran untuk penelitian terkait.

4.1 SIMULASI PENERAPAN KEBIJAKAN FIT DI INDONESIA

Pada bagian ini akan dilakukan simulasi dengan skenario jika kebijakan Feed-in Tariff untuk Solar PV ini diterapkan di Indonesia. Beberapa kajian utama antara lain menyangkut pemilihan wilayah mana saja di Indonesia yang cocok bagi kebijakan FIT ini untuk diterapkan (diujicobakan) serta bagaimana dampaknya bila kebijakan ini diterapkan, ditinjau dari perspektif masyarakat, industri (PLN) dan negara secara umum.

Pemilihan Wilayah untuk Penerapan Skema FIT (Grid Parity)

Langkah pertama yang akan dilakukan adalah pemilihan wilayah atau daerah di Indonesia yang dianggap cocok untuk menerapkan skema FIT ini. Suatu kebijakan akan berjalan baik bila menguntungkan kedua belah pihak yang terlibat. Dalam hal ini, tarif FIT yang telah ditentukan harus dapat memberikan keuntungan bagi seluruh pihak yang terlibat.

Metode LCOE pada dasarnya menghitung tarif dengan prinsip hanya meninjau lebih dari sisi pandang investor (masyarakat) saja. Metode LCOE berusaha memastikan investor akan memperoleh pengembalian modal atas investasinya. Di lain pihak, sang pembeli (PLN) tentu juga akan mengharapkan

benefit untuknya bila kebijakan ini diterapkan. PLN akan mempertimbangkan keekonomisan dari dampak penerapan kebijakan ini. Untuk itu, kebijakan FIT ini harus diterapkan pada wilayah yang akan memberikan benefit terutama secara ekonomis kepada masyarakat maupun PLN. Dengan demikian, pemilihan wilayah dimana kebijakan ini akan diterapkan (diujicobakan) menjadi langkah awal yang penting.

Tabel 4.1 Biaya Pokok Penyediaan Listrik PT. PLN Tahun 2008

No.	Sistem Kelistrikan	Sub-Sistem	BPP-TT (Rp/kWh)	BPP-TM (Rp/kWh)	BPP-TR (Rp/kWh)
1	Sistem Sumatera Bag Utara	Wil. Nanggroe Aceh Darusalam	1.891	2.158	2.603
		Wil. Sumatera Utara		1.984	2.306
2	Sistem Sumatera Bag Selatan-Sumbar - Riau	Wil. Sumatera Barat	565	790	1.044
		Wil. Riau		1.164	1.433
		Wil. Sumsel, Jambi, Bengkulu		696	869
		Wil. Lampung		667	860
3	Sistem Bangka Belitung	Wil. Bangka Belitung	-	2.476	2.919
4	Sistem Kalimantan Barat	Wil. Kalimantan Barat	2.312	2.546	3.143
5	Sistem Kalsel dan Kalteng	Wil. Kalsel dan Kalteng	1.148	1.611	1.998
6	Sistem Kalimantan Timur	Wil. Kalimantan Timur	1.732	1.965	2.260
7	Sistem Sulut, Sulteng, Gorontalo	Wil. Sulut, Sulteng, Gorontalo	974	1.676	2.063
8	Sistem Sumsel, Sulbar, Sulteng	Wil. Sumsel, Sulbar, Sul Tenggara	1.103	1.249	1.505
9	Sistem Maluku dan Maluku Utara	Wil. Maluku dan Maluku Utara	-	2.320	2.919
10	Sistem Papua	Wil. Papua	-	2.526	3.192
11	Sistem NTB	Wil. Nusa Tenggara Barat	-	2.289	2.743
12	Sistem NTT	Wil. Nusa Tenggara Timur	-	2.433	3.072
13	Sistem Jawa-Madura-Bali	Dist. Bali	783	859	1.012
		Dist. Jawa Timur		855	1.030
		Dist. Jateng and Di. Yogya		849	1.011
		Dist. Jawa Barat dan Banten		853	1.024
		Dist. DKI Jakarta dan Tangerang		850	1.005

(sumber : Permen ESDM tahun 2008)

Dasar pemikirannya adalah sebagai berikut. Tarif FIT merupakan tarif yang harus dibayarkan oleh PLN untuk setiap unit energi listrik yang dibeli dari masyarakat di suatu wilayah tertentu. Pada kenyataannya, PLN sendiri telah memproduksi listrik. Biaya untuk memproduksi dan menyediakan listrik tersebut dikenal dengan nama BPP (Biaya Pokok Penyediaan) Listrik. BPP merupakan total biaya yang dikeluarkan oleh PLN untuk memproduksi dan menyediakan listrik sampai pada tegangan tinggi, tegangan menengah, ataupun tegangan rendah yang siap untuk dikonsumsi oleh masyarakat. Nilai BPP ini akan berbeda-beda untuk setiap wilayah operasi PLN. Berkaitan dengan ini, kebijakan tarif FIT akan

bernilai ekonomis bagi PLN bila tarif FIT tersebut lebih rendah daripada BPP di wilayah tersebut. Ini merupakan logika ekonomi sederhana. BPP yang menjadi acuan adalah BPP pada tegangan rendah karena tarif FIT berlaku pada tegangan rendah. Kondisi dimana tarif FIT sama dengan biaya BPP ini dikenal dengan sebutan Grid Parity.

Dengan demikian, metode pemilihan wilayah yang akan digunakan adalah dengan membandingkan tarif FIT hasil perhitungan dengan Biaya Pokok Penyediaan (PLN) di berbagai wilayah PLN. Berikut ini data BPP sesuai dengan Permen ESDM :

Tabel 4.1 menunjukkan Biaya Pokok Penyediaan PT. PLN untuk di berbagai wilayahnya di seluruh Indonesia. Tersedia data untuk BPP Tegangan Tinggi, Tegangan Menengah, dan Tegangan Rendah. Kebijakan FIT ini akan diterapkan untuk masyarakat (rumah tangga) pada tegangan rendah sehingga yang menjadi perhatian kita adalah BPP Tegangan Rendah. Bila BPP tersebut dibandingkan dengan tarif FIT yang telah dirumuskan sebelumnya maka diperoleh hasil sebagai berikut :

Tabel 4.2 Perbandingan BPP PLN dengan Tarif FIT

No.	Sistem Kelistrikan	Sub-Sistem	BPP-TR (Rp/kWh)	Tarif FIT Regional		Tarif FIT Dasar	
				Min	Maks	Min	Maks
1	Sistem Sumatera Bag Utara	Wil. Nanggroe Aceh Darusalam	2.603	2.384	5.404	1.987	4.503
		Wil. Sumatera Utara	2.306	2.384	5.404	1.987	4.503
2	Sistem Sumatera Bag Selatan-Sumbar - Riau	Wil. Sumatera Barat	1.044	2.384	5.404	1.987	4.503
		Wil. Riau	1.433	2.384	5.404	1.987	4.503
		Wil. Sumsel, Jambi, Bengkulu	869	2.384	5.404	1.987	4.503
		Wil. Lampung	860	2.384	5.404	1.987	4.503
3	Sistem Bangka Belitung	Wil. Bangka Belitung	2.919	2.384	5.404	1.987	4.503
4	Sistem Kalimantan Barat	Wil. Kalimantan Barat	3.143	2.583	5.854	1.987	4.503
5	Sistem Kalsel dan Kalteng	Wil. Kalsel dan Kalteng	1.998	2.583	5.854	1.987	4.503
6	Sistem Kalimantan Timur	Wil. Kalimantan Timur	2.260	2.583	5.854	1.987	4.503
7	Sistem Sulut, Sulteng, Gorontalo	Wil. Sulut, Sulteng, Gorontalo	2.063	2.384	5.404	1.987	4.503
8	Sistem Sulsel, Sulbar, Sulteng	Wil. Sulsel, Sulbar, Sul Tenggara	1.505	2.384	5.404	1.987	4.503
9	Sistem Maluku dan Maluku Utara	Wil. Maluku dan Maluku Utara	2.919	2.981	6.755	1.987	4.503
10	Sistem Papua	Wil. Papua	3.192	2.981	6.755	1.987	4.503
11	Sistem NTB	Wil. Nusa Tenggara Barat	2.743	2.583	5.854	1.987	4.503
12	Sistem NTT	Wil. Nusa Tenggara Timur	3.072	2.583	5.854	1.987	4.503
13	Sistem Jawa-Madura-Bali	Dist. Bali	1.012	1.987	4.503	1.987	4.503
		Dist. Jawa Timur	1.030	1.987	4.503	1.987	4.503
		Dist. Jateng and Di. Yogya	1.011	1.987	4.503	1.987	4.503
		Dist. Jawa Barat dan Banten	1.024	1.987	4.503	1.987	4.503
		Dist. DKI Jakarta dan Tangerang	1.005	1.987	4.503	1.987	4.503

Pada tabel di atas terlihat hasil perbandingan antara BPP PLN versus Tarif FIT untuk setiap wilayah. Tarif FIT Regional didapatkan dengan mengkalikan nilai Tarif FIT Dasar yang telah dirumuskan pada bab 3 dengan Faktor Insentif Lokasi sehingga diperoleh nilai Tarif FIT Regional, yaitu tarif FIT spesifik untuk setiap wilayah. Faktor Insentif Lokasi ini sendiri mengikut permen ESDM dengan faktor pengali sebagai berikut :

- Pulau Jawa : 1.0
- Pulau Sumatera dan Sulawesi : 1.2
- Pulau Kalimantan, NTB, dan NTT : 1.3
- Pulau Maluku dan Papua : 1.5

Perlu diketahui bahwa faktor pengali yang digunakan di atas merupakan faktor pengali yang digunakan ESDM untuk tarif listrik dari berbagai jenis teknologi. Pada realitanya, untuk Solar PV faktor pengali tersebut kemungkinan besar akan lebih kecil karena pada Solar PV hanya dilakukan satu kali mobilitas yaitu pada saat instalasi awal. Untuk tindakan O&M sangat minim sekali dilakukan dan tidak ada Fuel Cost selama masa hidupnya. Fuel Cost ini yang seringkali menjadi beban yang signifikan karena ongkos kirimnya yang cukup mahal dan terus menerus. Artinya, bila faktor pengali mengecil maka nilai Tarif FIT regional akan semakin kecil dan pada akhirnya akan semakin banyak wilayah PLN yang mencapai Grid Parity. Untuk penulisan ini, faktor pengali sementara tetap menggunakan acuan dari ESDM tersebut. Selanjutnya tarif FIT regional inilah yang akan digunakan sebagai acuan perbandingan dengan BPP PLN.

Dari hasil perbandingan, diketahui bahwa wilayah-wilayah yang memiliki nilai BPP lebih tinggi daripada nilai Tarif FIT ini adalah sebagai berikut:

- Wil. Nangroe Aceh Darusalam
- Wil. Bangka Belitung
- Wil. Kalimantan Barat
- Wil. Maluku dan Maluku Utara
- Wil. Papua
- Wil. Nusa Tenggara Barat
- Wil. Nusa Tenggara Timur

Pernyataan awal dari hasil ini adalah bahwa pada wilayah-wilayah tersebut kebijakan FIT untuk Solar PV ini layak untuk diujicobakan walaupun masih banyak faktor-faktor lain yang perlu demikian. Walau demikian, langkah pertama yaitu pemilihan wilayah yang layak untuk diujicobakan telah dilakukan.

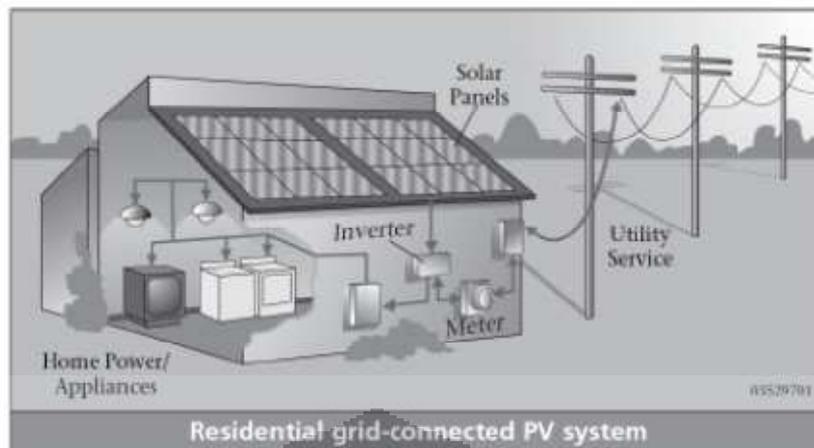
Sejarah dan statistika menunjukkan bahwa harga solar PV terus menurun terhadap waktu sedangkan sebaliknya harga bahan bakar fosil akan semakin mahal seiring dengan menipisnya cadangan. Artinya, sejalan dengan waktu nilai LCOE atau Tarif FIT ini akan semakin menurun sedangkan sebaliknya harga BPP PLN akan cenderung semakin mahal bila tetap menggunakan energi fosil sebagai sumber bahan bakar utamanya. Dampaknya, akan semakin banyak wilayah

Skenario Ideal Pelaksanaan Kebijakan FIT

Bila kebijakan FIT ini diterapkan pada wilayah-wilayah yang telah terpilih, maka diharapkan dapat memberikan keuntungan bagi kedua belah pihak yang terkait. Ilustrasinya adalah sebagai berikut.

Pada siang hari, mayoritas perumahan rumah tangga menggunakan energi listrik pada jumlah minimum karena sebagian besar penghuni rumah tangga pergi bekerja ataupun bersekolah, dan penggunaan lampu sebagai penerangan pun sangat minimum. Dengan demikian, hampir keseluruhan energi listrik yang dihasilkan oleh Solar PV System akan dapat diekspor ke jaringan karena penggunaan pribadi sangat minimum. Jadi pada kondisi siang hari, Solar PV System akan memperoleh pendapatan maksimum.

Dari sisi PLN, pada saat siang hari akan mendapatkan supply listrik dari rumah tangga. Pada wilayah-wilayah yang terpilih, harga listrik ini akan lebih murah daripada harus memproduksi sendiri ($BPP > FIT$). Artinya PLN dapat menghemat biaya pada skenario ini. Listrik yang dibeli oleh PLN ini selanjutnya dapat dijual lagi pada konsumen yang membutuhkan listrik saat siang hari, pada pabrik atau industri misalnya.



Gambar 4.1. Grid-Connected PV System untuk Rumah Tangga

Dengan demikian, pada saat siang hari baik rumah tangga maupun PLN akan sama-sama mendapatkan manfaat. Rumah tangga memperoleh pendapatan maksimal dan PLN pun menjadi menghemat kerugian.

Pada waktu malam hari situasi akan tetap berjalan normal. Solar PV System tidak akan menghasilkan listrik karena tidak ada matahari, dan karena tidak ada battery maka tidak ada listrik yang tersimpan untuk digunakan sendiri ataupun diekspor ke jaringan. Rumah tangga akan tetap menggunakan listrik dari PLN seperti biasa.

Listrik hasil produksi Solar PV System ini memang akan lebih diutamakan untuk diekspor ke jaringan karena akan mendapatkan pembayaran harga yang lebih tinggi. Pemilik rumah tangga akan lebih memilih menggunakan listrik dari PLN karena harganya lebih murah, sedangkan listrik dari produksi sendiri (Solar PV System) akan dijual saja ke jaringan karena mendapatkan harga yang lebih mahal. Ini akan menjadi ironi bagi PLN bila terjadi. Hanya saja, karena pada siang hari rumah tangga cenderung tidak menggunakan listrik, maka energi listrik yang dihasilkan tersebut akan dijual ke PLN sehingga kondisi ironis tersebut kecil kemungkinan untuk terjadi.

4.2 DAMPAK PENERAPAN KEBIJAKAN FIT

Langkah selanjutnya adalah menghitung dampak bila kebijakan FIT ini diterapkan pada wilayah-wilayah yang telah terpilih sebelumnya. Dampak akan dikaji terhadap ketiga komponen penyusun ekonomi bangsa yang terlibat dalam kebijakan ini, yaitu masyarakat, industri (PLN dalam hal ini) serta dampak terhadap negara Indonesia secara umum.

4.2.1 Dampak Bagi Masyarakat

Terhadap Masyarakat, dampak yang sudah pasti akan diperoleh adalah secara finansial. Pada perumusan tarif FIT, margin keuntungan untuk masyarakat (produser) telah ditentukan sebesar 8%. Artinya masyarakat sudah pasti (dalam kondisi ideal) akan mendapatkan keuntungan sebesar 8% untuk setiap listrik yang dijualnya. Pada bab sebelumnya telah dihitung dan diperoleh bahwa dalam kondisi ideal setiap 1 Wp Solar PV System akan memproduksi energi listrik dalam jumlah 0,928 kWh/Wp. Untuk setiap kWh listrik yang terjual diberikan keuntungan sebesar 8%. Misalkan diambil contoh pada tarif FIT minimum dimana margin keuntungan yang diberikan adalah sebesar Rp. 147 / kWh. Maka keuntungan yang diperoleh untuk setiap 1 Wp Solar PV System adalah sebesar $0,928 \text{ kWh/Wp} \times \text{Rp. } 147 / \text{kWh} = \text{Rp } 136 / \text{Wp}$ dalam setahun. Itu adalah margin keuntungan untuk setiap 1 Wp Solar PV System.

Selanjutnya akan dilakukan ilustrasi perhitungan pendapatan setiap tahun bagi masyarakat. Mayoritas target pelanggan untuk skema FIT ini menggunakan daya mulai dari 450 VA – 5500 VA. Misalkan salah satu pelanggan memasang instalasi 2000 Wp di rumahnya. Data biaya Solar PV System yang digunakan adalah berdasarkan dari Solarbuzz, dan tarif FIT yang akan dibayarkan pun berdasarkan hasil perhitungan menggunakan data Solarbuzz tersebut. Maka potensi keuntungan yang dapat di raih setiap tahun selama masa hidupnya dapat dilihat pada tabel 4.3 berikut ini.

Tabel 4.3. Proyeksi Keuntungan Solar PV System 2000 Wp

SIMULASI PROFIT/LOSS DENGAN MENGGUNAKAN DATA BIAYA DARI SOLARBUZZ					
			FIT = Rp. 3179		FIT = Rp. 3179
Tahun ke-	Produksi / 1 Wp (Wh / tahun)	Produksi/ 2000 Wp (kWh / tahun)	Pendapatan Total / Tahun	Angsuran Total / Tahun	Profit (rp) Total / Tahun
1	1.697,08	3.394,16	Rp 10.790.031	9.589.985	1.200.046
2	1.578,13	3.156,25	Rp 9.468.752	8.962.602	506.149
3	1.467,51	2.935,02	Rp 8.805.054	8.376.264	428.790
4	1.364,65	2.729,29	Rp 8.187.877	7.828.284	359.593
5	1.268,99	2.537,99	Rp 7.613.961	7.316.153	297.807
6	1.180,05	2.360,09	Rp 7.080.272	6.837.527	242.745
7	1.097,33	2.194,66	Rp 6.583.991	6.390.212	193.779
8	1.020,42	2.040,83	Rp 6.122.496	5.972.160	150.336
9	948,89	1.897,78	Rp 5.693.350	5.581.458	111.891
10	882,38	1.764,76	Rp 5.294.283	5.216.316	77.967
11	820,53	1.641,06	Rp 4.923.188	4.875.062	48.126
12	763,02	1.526,04	Rp 4.578.105	4.556.133	21.972
13	709,53	1.419,07	Rp 4.257.210	4.258.068	(858)
14	659,80	1.319,60	Rp 3.958.807	3.979.503	(20.695)
15	613,55	1.227,11	Rp 3.681.321	3.719.161	(37.841)
16	570,55	1.141,09	Rp 3.423.284	3.475.852	(52.567)
17	530,56	1.061,11	Rp 3.183.334	3.248.460	(65.125)
18	493,37	986,73	Rp 2.960.204	3.035.944	(75.740)
19	458,79	917,57	Rp 2.752.713	2.837.330	(84.618)
20	426,63	853,26	Rp 2.559.765	2.651.711	(91.945)
TOTAL	18.551,74	37.103,48	Rp 111.917.999	108.708.184	3.209.814

Pada simulasi di atas terlihat bahwa secara keseluruhan, pelanggan masih memperoleh profit sekitar 3,2 juta rupiah pada akhir masa hidup sistem.

Keuntungan lainnya adalah bahwa masyarakat menjadi memiliki sumber pembangkit mandiri di rumahnya. Solar PV System ini, walaupun dibeli dengan cara kredit (menggunakan pinjaman), pada akhirnya akan menjadi milik rumah tangga tersebut setelah masa kredit berakhir.

4.2.2 Dampak Bagi PLN

Terhadap PLN, dampak penerapan kebijakan FIT ini dapat ditinjau dari berbagai aspek. Tinjauan pertama yaitu dari sisi finansial. Dalam kondisi ideal, bila kebijakan Tarif FIT ini diterapkan pada wilayah-wilayah terpilih, maka PLN akan mendapatkan keuntungan melalui penghematan. Penghematan ini diperoleh

dengan asumsi listrik yang tadinya diproduksi dengan harga BPP sekarang diganti dengan listrik yang dibeli saja dari masyarakat seharga tarif FIT. Berikut hasil simulasinya :

Tabel 4.4. Potensi Keuntungan PLN dengan Penerapan Kebijakan FIT

No.	Sub-Sistem	BPP-TR (Rp/kWh)	Tarif FIT	Selisih	Energy Terjual Rmh Tangga (Gwh)	Keuntungan PLN (dalam juta rupiah)
1	Wil. Nanggroe Aceh Darusalam	2.603	2.384	219	955,17	208.800
	Wil. Sumatera Utara	2.306	2.384			-
2	Wil. Sumatera Barat	1.044	2.384			-
	Wil. Riau	1.433	2.384			-
	Wil. Sumsel, Jambi, Bengkulu	869	2.384			-
	Wil. Lampung	860	2.384			-
3	Wil. Bangka Belitung	2.919	2.384	535	309,78	165.608
4	Wil. Kalimantan Barat	3.143	2.583	560	749,69	419.751
5	Wil. Kalsel dan Kalteng	1.998	2.583			-
6	Wil. Kalimantan Timur	2.260	2.583			-
7	Wil. Sulut, Sulteng, Gorontalo	2.063	2.384			-
8	Wil. Sulse, Sulbar, Sul Tenggara	1.505	2.384			-
9	Wil. Maluku dan Maluku Utara	2.919	2.981		296,86	-
10	Wil. Papua	3.192	2.981	212	399,76	84.549
11	Wil. Nusa Tenggara Barat	2.743	2.583	160	466,17	74.541
12	Wil. Nusa Tenggara Timur	3.072	2.583	489	257,90	126.087
13	Dist. Bali	1.012	1.987	-975		-
	Dist. Jawa Timur	1.030	1.987	-957		-
	Dist. Jateng and Di. Yogya	1.011	1.987	-976		-
	Dist. Jawa Barat dan Banten	1.024	1.987	-963		-
	Dist. DKI Jakarta dan Tangerang	1.005	1.987	-982		-
	TOTAL					1.079.337

Bila kebijakan FIT diterapkan dengan menggunakan tarif minimum, maka dengan menggunakan data acuan penjualan energi listrik PLN pada tahun 2010, hasil simulasi menunjukkan PLN dapat menghemat hingga Rp. 1.079.337.000.000 atau sekitar 1 trilyun rupiah untuk satu tahunnya saja.

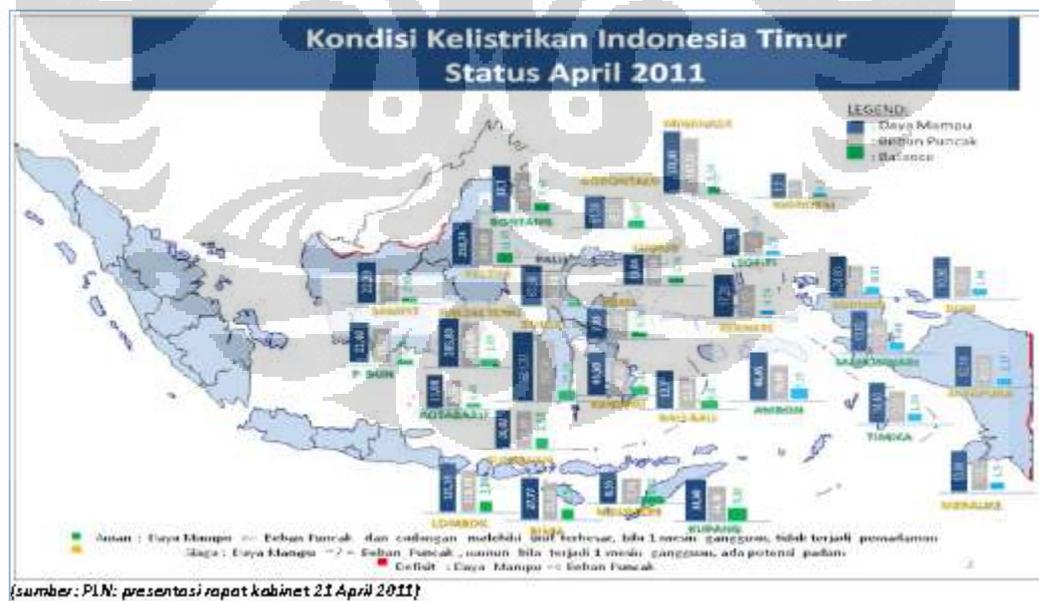
Ditinjau dari sisi aspek tanggung jawab sosial PLN, yaitu peranan PLN dalam kaitannya dengan Public Service Obligation (PSO), keuntungan yang bisa diperoleh adalah energi listrik dari pembangkit listrik di wilayah tersebut dapat dialihkan ke tempat lain terutama yang belum terjangkau jaringan listrik. Ini pada akhirnya akan meningkatkan rasio elektrifikasi PLN di Indonesia dan membantu PLN dalam menunaikan tanggung jawab PSO nya tersebut. Hal ini memang tidak mudah dilakukan karena PLN masih perlu membangun infrastruktur jaringan listrik agar dapat mengalirkan listrik di daerah baru tersebut, namun setidaknya

langkah awal penyediaan listrik yaitu ketersediaan pembangkit listrik telah dilaksanakan.

Ditinjau dari aspek lingkungan, PLN akan mengurangi emisi karbonnya. Suatu kenyataan bahwa sebagian besar pembangkit PLN menggunakan bahan bakar fosil sebagai sumber energinya yang jelas menimbulkan pencemaran. Penggantian pembangkit jenis tersebut dengan Solar PV System akan membantu PLN dalam mengurangi emisi karbonnya.

Kebijakan FIT Dalam Kaitan dengan Rencana Internal PLN

Pada realitanya, PLN sendiri juga memiliki program internal dalam rangka meningkatkan rasio elektrifikasi di wilayah Indonesia Timur tersebut. Hasil rapat kerja direksi PLN di Karawaci awal Maret 2011 merupakan awal dari kesepakatan internal PLN yang akan memfokuskan pada upaya pencapaian target pencapaian Rasio Elektrifikasi sebesar 60 % di 33 Ibukota Propinsi di seluruh Indonesia pada akhir tahun 2011. Berkaitan dengan hal tersebut, peningkatan RE di wilayah Indonesia Timur juga merupakan tantangan tersendiri.



Gambar 4.2. Kondisi Kelistrikan Indonesia Timur per April 2011

Ada tiga program utama PLN berkaitan dengan hal ini. Ketiga program utama tersebut adalah :

- 1) Mengembangkan kapasitas jaringan
- 2) Membangun PLTS 100 pulau dengan rincian :
 - ✓ Sebanyak 9800 pelanggan baru
 - ✓ Sebanyak 1600 pelanggan lama yang ditambahkan jam nyala listriknya.
- 3) Program Lampu SEHEN sebanyak 405.320

Program pertama, yaitu pengembangan jaringan merupakan mekanisme PLN untuk memperluas akses infrastruktur jaringan listrik ke pelanggan, sedangkan untuk PLTS dan program LAMPU SEHEN merupakan program pengembangan dari piloting yang dilakukan PLN di tahun 2010 yang akan direplikasi di tahun 2011.

Tabel 4.5. Rasio Elektrifikasi Indonesia Timur

Tahun Berjalan	Tingkat Elektrifikasi (berdasarkan jumlah RT)	Keterangan
2008	45%	Tetap
2009	47%	Tetap
2010	51%	Tetap
2011	64%	Increase with pilot dan <i>proyeksi paruh waktu</i>
2012*)	79%	<i>Proyeksi jika pilot direplikasi</i>
2013*)	100%	<i>Proyeksi jika pilot direplikasi</i>

(sumber: PLN: presentasi rapat kabinet 21 April 2011)

Dari hasil pembahasan sebelumnya, diketahui bahwa kebijakan FIT ini cenderung cocok diterapkan di bagian Indonesia Timur, yaitu di Papua, Maluku dan Nusa Tenggara karena pada wilayah ini Grid Parity tercapai. Hal ini disebabkan permasalahan jaringan karena wilayah tersebut berada cukup jauh dari mayoritas lokasi pembangkit. Berkaitan dengan ini, penulis akan mencoba membandingkan antara program internal PLN, yaitu program PLTS 1000 Pulau dan program Lampu SEHEN, dengan proposal kebijakan program FIT.

Program PLTS 100 Pulau

Program ini pertama kali diinisiasi oleh PLN pada tahun 2010. Hingga saat ini pembangunan PLTS telah dilakukan di beberapa lokasi wisata di Indonesia antara lain Gilitrawangan, Bunaken, dan Raja Ampat. Berikut ini detail dari pulau yang menjadi target pembangunan PLTS oleh PLN :

Tabel 4.6 Rencana Pembangunan PLTS 100 Pulau oleh PLN

No.	PROVINSI	JUMLAH LOKASI	JUMLAH PLGN	TOTAL PLTS (kWp)	BIAYA (xRp 1juta)
A.	PLTS 15 KABUPATEN DI PAPUA & PAPUA BARAT				
1.a	PAPUA	13	5.200	3.900	292.500
1.b	PAPUA BARAT	2	800	600	45.000
	Jumlah PLTS 15 Kabupaten	15	6.000	4.500	337.500
B	PLTS KEPULAUAN				
1.a	PAPUA	4	979	250	16.250
1.b	PAPUA BARAT	20	2.032	1.370	89.050
2.a	MALUKU	17	900	2.100	105.000
2.b	MALUKU UTARA	12	1.400	2.400	120.000
3	NUSA TENGGARA TIMUR	11	5.180	2.200	110.000
4	NUSA TENGGARA BARAT	10	4.270	2.300	115.000
5.a	SULAWESI SELATAN	6	-	1.300	65.000
5.b	SULAWESI TENGGARA	2	-	600	30.000
5.c	SULAWESI BARAT	0	-	-	-
6.a	SULAWESI UTARA	14	3.300	2.350	117.500
6.b	SULAWESI TENGAH	5	500	700	35.000
6.c	GORONTALO	0	-	-	-
7	KALIMANTAN TIMUR	0	-	-	-
8.a	KALIMANTAN SELATAN	5	847	1.700	85.000
8.b	KALIMANTAN TENGAH	0	-	-	-
	Jumlah PLTS Kepulauan	106	19.408	17.270	887.800
	TOTAL	121	25.408	21.770	1.225.300

(sumber: PLN: presentasi rapat kabinet 21 April 2011)

Terlihat pada tabel di atas bahwa sebenarnya yang menjadi target bukan 100 pulau tetapi 106 pulau. Rata-rata pulau yang menjadi target tersebut merupakan pulau yang letaknya cukup terisolasi sehingga tidak ekonomis bila dibangun jaringan listrik dari pembangkit yang sudah ada.

Berdasarkan informasi yang diperoleh penulis dari berbagai sumber, proyek ini dikerjakan oleh pihak ketiga (kontraktor) dengan cara ditenderkan. Pemenang proyek adalah penawar dengan harga terendah yang masih berada di bawah Harga Perkiraan Sendiri (HPS) atau Owner Estimate milik PLN. Tentunya

dengan catatan penawaran harga tersebut telah memenuhi persyaratan administrasi maupun teknis.

Bila dianalisa, rata-rata biaya pembangunan pada program 100 Pulau ini adalah sebagai berikut :

- PLTS Kabupaten : Rp. 75.000 / Wp
- PLTS Kepulauan : Rp. 51.000 / Wp

Angka tersebut didapat dengan cara Total Biaya dibagi dengan Kapasitas Pembangkit. Terlihat bahwa biaya pembangunan PLTS di wilayah kabupaten di Papua lebih tinggi daripada rata-rata di wilayah kepulauan lainnya.

Selanjutnya akan coba dikaji perbandingan rencana PLTS 100 Pulau ini dengan simulasi penerapan kebijakan FIT. Nilai tarif FIT yang dihitung pada bab 3 adalah untuk kondisi tanpa battery. Bila menggunakan battery, total lifetime cost akan bertambah. Berbagai referensi menyebutkan faktor battery akan menambah sekitar 30-50% dari total lifecycle cost. Untuk penyederhanaan, penulis akan mengasumsikan penambahan sebesar 35% dari total lifecycle cost sebagai akibat dari penambahan battery. Faktor 35% ini kemudian dikalkulasikan untuk memperoleh nilai initial investment sebagaimana telah dilakukan pada proses perhitungan sebelumnya. Hasilnya kemudian diperbandingkan dengan biaya pembangunan PLTS sebelumnya. Berikut ini hasilnya :

Tabel 4.7. Perbandingan Biaya PLTS vs Biaya Instalasi FIT

Wilayah	Cost of PLTS	Cost of FIT	unit
PLTS Kabupaten	75.000	57.773	rupiah / Wp
PLTS Kepulauan	51.000	46.219	rupiah / Wp

Dalam perbandingan, untuk PLTS Kabupaten faktor pengali yang digunakan adalah untuk Papua sebesar 1.5, sedangkan untuk PLTS Kepulauan faktor pengali yang digunakan adalah 1.2 untuk mendapatkan nilai initial investment regional. Hasil perhitungan di atas memang merupakan perhitungan yang sangat sederhana sekali walau demikian pesan yang ingin disampaikan disini adalah bahwa ada kemungkinan bila sistem Solar PV System dengan FIT ini dijalankan akan mengeluarkan biaya yang lebih sedikit.

Faktor lain yang perlu dipertimbangkan adalah pada pembangunan PLTS, operasional dan perawatan menjadi tanggung jawab PLN sehingga akan ada biaya rutin yang harus dikeluarkan. Pada skema FIT, Solar PV System adalah milik masyarakat itu sendiri. Faktor resiko keamanan peralatan juga perlu dipertimbangkan disini. Untuk itu PLN perlu mempertimbangkan penerapan kebijakan Tarif FIT untuk di wilayah-wilayah yang menjadi target pembangunan PLTS 100 pulau tersebut.

Program Lampu SEHEN

Program lain yang diusung oleh PLN adalah program Lampu SEHEN. Kata SEHEN merupakan kependekan dari Super Extra Hemat Energi. Program ini pada dasarnya merupakan program elektrifikasi dimana PLN akan memberikan paket penerangan mandiri. Paket ini terdiri dari satu set Panel Surya, tiga buah lampu SEHEN dengan daya 2-3 watt, battery, dan kabel. Dengan sistem ini, setiap rumah akan memiliki semacam PLTS skala mini di rumahnya masing-masing.

Sistem Lampu SEHEN ini sebenarnya identik dengan yang biasa dikenal dengan paket Solar Home System (SHS). Paket SHS merupakan suatu paket yang dirancang untuk menyediakan penerangan mandiri suatu rumah tangga. Umumnya paket ini terdiri dari PV Panel, Battery, Charge Controller, kabel listrik, dan tiga buah lampu. Identik sekali dengan SEHEN.

Program ini lebih ditujukan pada daerah-daerah yang sulit dijangkau dengan jalan biasa. Hingga saat ini program Lampu SEHEN telah berjalan hampir 6 bulan di beberapa wilayah seperti Sumba dan NTT.

Untuk mendapatkan fasilitas Lampu SEHEN ini, calon pelanggan wajib membayar uang jaminan Rp 500.000 dan biaya berlangganan Rp 35.000 per bulan. Berikut ini matrik spesifikasi dari program Lampu SEHEN :

Tabel 4.8. Matriks Program Lampu SEHEN

No	Uraian Spesifikasi	Keterangan
1	Nama Program	LAMPU SEHEN –Lampu SUPER EXTRA HEMAT ENERGI
2	Paket Program	<ul style="list-style-type: none"> • Satu Panel Pembangkit Listrik Tenaga Surya • Tiga Lampu SEHEN dengan tiga buah lampu SEHEN 2-3 watt yang mampu memberi penerangan sama dengan 25-35 watt lampu neon. • Instalasi Pemasangan dan Penempatan Kabel. Tanpa adanya instalasi lain, 3 lampu tersebut dapat menyala selama 24 jam dengan kondisi cuaca cerah dan tidak berawan >= 7 jam
3	Tujuan Program	Elektrifikasi dasar bagi masyarakat Indonesia yang berdomisili di wilayah pedesaan dan kepulauan dan tidak terjangkau oleh jaringan listrik PLN.
4	Sasaran Program	Masyarakat Non Pelanggan PLN di wilayah program dilaksanakan
5	Area program	100 Pulau target elektrifikasi PLN (Gambar 3-1)
6	Syarat ikut program	Membayar Rp. 500.000,- sebagai instalasi dan garansi atas paket dan Rp. 35.000,-/bulannya sebagai biaya langganan dengan kompensasi paket program (ket. Nomor 2)
7	Pilot Project	Sudah dilakukan di satu kecamatan di wilayah Sumba, dan mengcover 700 KK dan hingga saat ini sedang berjalan (enam bulan) dengan keluhan masalah pemindahan pemasangan instalasi lampu, tidak ada keluhan terkait paket program
8	Kriteria Pulau dan daerah penerima Program	Wilayah dengan stock BBM yang sulit (penggunaan listrik melalui tenaga diesel) dan wilayah dimana harga BBM tinggi dan wilayah yang tidak terjangkau oleh jaringan listrik PLN

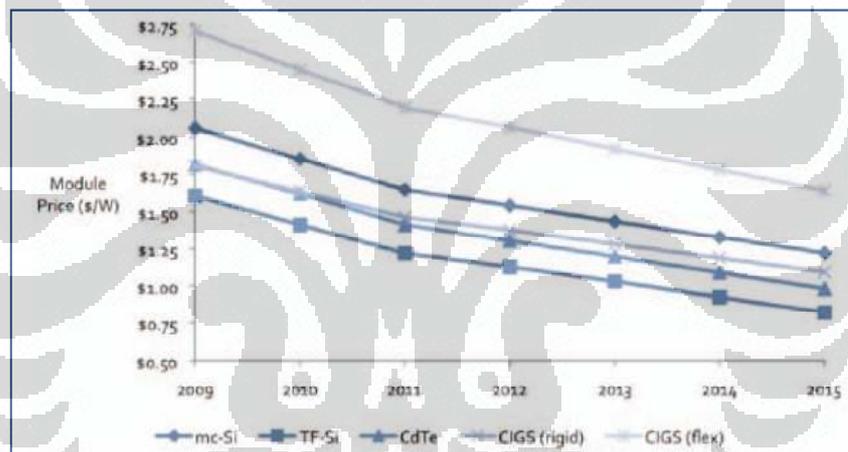
[sumber: notulensi diskusi program nasional PLN, Mei 2011]

Selanjutnya akan coba dibandingkan program Lampu SEHEN dengan program FIT. Perbedaan utamanya terletak pada kepemilikan aset. Pada program FIT, aset SEHEN atau SHS merupakan milik masyarakat. Ini akan berefek pada perawatan dan keamanan barang tersebut. Kedua, pada program Lampu SEHEN investasi awal berasal dari PLN yang artinya PLN membutuhkan modal. Pada FIT, modal berasal dari masyarakat yang dibantu oleh lembaga keuangan sehingga PLN tidak perlu menyediakan modal awal. Ketiga, program FIT juga akan membantu masyarakat tersebut mendapatkan penghasilan tambahan. Pada program SEHEN, masyarakat selain tidak memperoleh penghasilan tambahan, juga harus mengeluarkan biaya rutin setiap bulannya.

Dengan berbagai pertimbangan tersebut, PLN perlu mempertimbangkan mengujicobakan program FIT pada wilayah-wilayah yang menjadi target program Lampu SEHEN tersebut.

4.2.3 Dampak Bagi Negara Indonesia

Terhadap negara Indonesia, dampak yang sudah jelas terasa adalah membantu mengatasi krisis energi dan krisis lingkungan, sesuai dengan tujuan awal kebijakan FIT ini. Penggunaan energi matahari akan membantu mengurangi ketergantungan terhadap energi fosil, yang secara statistika akan habis dalam hitungan puluhan tahun saja, serta pada saat yang sama mengurangi pencemaran yang diakibatkan penggunaan energi fosil.



Gambar 4.3. Sejarah dan Prediksi Harga PV Module
(sumber : DoE)

Penggunaan teknologi PV dalam skala besar akan mendorong penurunan biaya yang signifikan sesuai dengan prinsip economics of scale. Harga yang murah akan semakin membuat investasi teknologi PV semakin menarik dan semakin banyak masyarakat yang membangun Solar PV System di rumahnya. Sejarah telah membuktikan bahwa harga PV di dunia terus menurun terhadap waktu.

Faktor penguasaan teknologi (learning rate) dan perkembangan pasar (economics of scale) akan menimbulkan efek domino yang signifikan. Penurunan harga akan membuat masyarakat lebih terpacu untuk membeli Solar PV yang

menyebabkan harga semakin turun lagi dan kemudian masyarakat akan lebih terpacu lagi dan seterusnya. Hasil dari efek domino ini akan terasa setelah jangka waktu beberapa tahun.

4.2.4 Kesimpulan Hasil Simulasi Penerapan Kebijakan FIT di Indonesia

Pada akhirnya, kebijakan FIT ini harus memberikan keuntungan bagi ketiga komponen penyusun ekonomi, yaitu masyarakat, industri (PLN), dan pemerintah/negara. Bila disimpulkan dari pembahasan di atas, dalam kondisi ideal dan sesuai dengan tujuan awalnya, penerapan FIT ini diharapkan dapat memberikan manfaat sebagai berikut :

- 1) Bagi Masyarakat
 - Mendapatkan akses terhadap energi listrik (memiliki pembangkit listrik mandiri skala kecil)
 - Peluang memperoleh penghasilan tambahan melalui penjualan listrik
- 2) Bagi Industri (PLN)
 - Mengurangi kerugian PLN terutama di wilayah dengan BPP tinggi
 - Meningkatkan rasio elektrifikasi
- 3) Bagi Negara
 - Negara akan bergerak maju dalam mensejahterakan masyarakat melalui penyediaan jaringan listrik.
 - Membantu mengatasi krisis energi dan krisis lingkungan

Tujuan akhir tersebut tentu saja bukan merupakan hal yang mustahil untuk dicapai. Teori pendukung, teknologi, serta sumber daya manusia telah tersedia. Tinggal bagaimana mengolahnya agar dapat secara bersama-sama berkolaborasi mencapai tujuan bersama.

4.3 KONSEP BARU FEED-IN TARIFF – NEW GENERATION

Konsep Feed-in Tariff yang telah dibahas sejauh ini, yaitu mekanisme dimana Electrical Utility akan membayar dengan suatu tarif tertentu untuk setiap listrik yang diekspor oleh masyarakat, merupakan konsep yang telah berjalan cukup lama. Gagasan ini diinisiasikan oleh Amerika Serikat pada tahun 1978 dan kemudian disempurnakan di Germany pada tahun 1990.

Saat ini, telah muncul suatu konsep baru Feed-in Tariff. Pada konsep baru ini, mekanismenya adalah Electric Utility akan membayar dengan suatu tarif tertentu untuk setiap listrik yang dibangkitkan dan/ataupun diekspor oleh masyarakat ke jaringan. Perbedaan utamanya disini adalah bahwa listrik yang dibayarkan tidak lagi hanya untuk yang diekspor saja tetapi justru juga untuk setiap listrik yang dibangkitkan. Dengan demikian, si penghasil listrik (masyarakat) pada skema ini akan mendapatkan dua kali pembayaran, yaitu melalui :

- 1) Generation Tariff, yaitu tarif yang dibayarkan oleh Electric Utility untuk setiap unit listrik yang dibangkitkan, baik untuk penggunaan sendiri ataupun diekspor ke jaringan.
- 2) Export Tariff, yaitu tarif yang dibayarkan oleh Electric Utility untuk setiap unit listrik yang diekspor ke dalam jaringannya. Tarif ini merupakan tarif tambahan atas Generation Tariff yang telah didapatkan sebelumnya.

Belum ada nama resmi untuk konsep baru FIT ini. Untuk menghindari ambiguitas, penulis selanjutnya akan menggunakan nama Feed-in Tariff New Generation (disingkat FIT NG) untuk menyebut konsep baru ini. Gagasan konsep baru FIT ini pertama kali dimunculkan di United Kingdom.

4.3.1 Skema FIT New Generation di UK

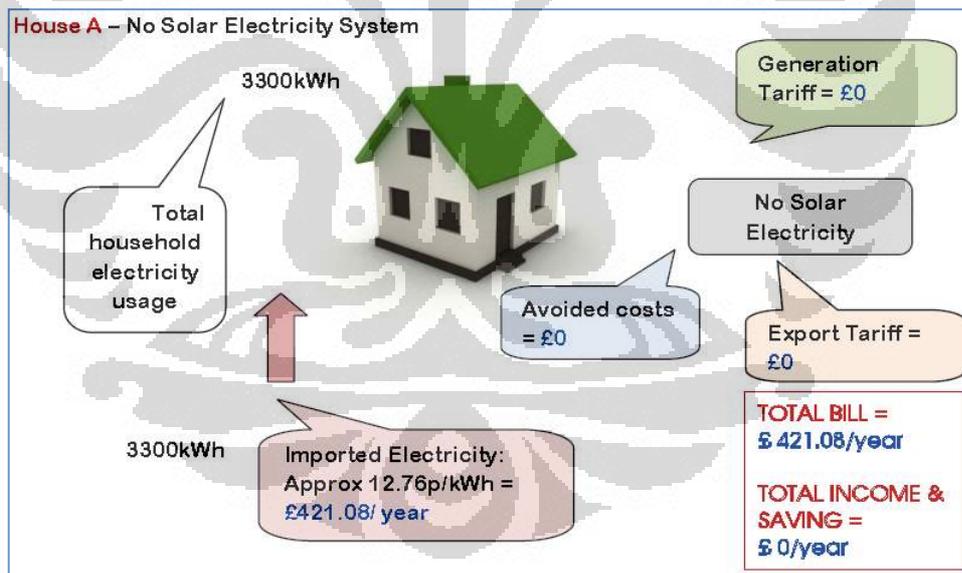
Konsep baru FIT di United Kingdom (UK) mulai diresmikan dan efektif berjalan pada April 2010. Program ini tidak hanya berlaku untuk energi listrik yang dihasilkan saja tetapi juga berlaku untuk energi panas (heat). Untuk energi listrik, jenis teknologi yang termasuk dalam program ini adalah untuk teknologi

photovoltaic (PV), angin (Wind Turbines), air (Hydro Power), small scale gas-powered dan biomass.

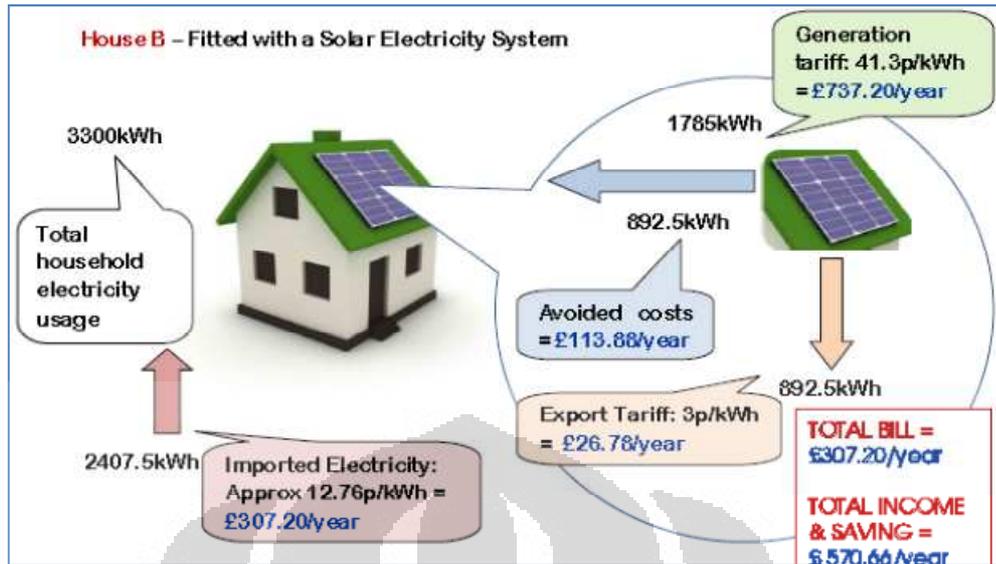
Khusus untuk teknologi photovoltaic, pada skema FIT-nya berlaku beberapa ketentuan sebagai berikut :

1. Durasi kontrak adalah 25 tahun
2. Maksimum kapasitas Solar PV System yang diperbolehkan adalah sebesar 5 MWp.
3. Untuk Generation Tariff dan Export Tariff berlaku tarif berjenjang.
4. Nilai Degression Rate sebesar 8.5 % per tahun

Untuk lebih jelas mengenai penjelasan mekanismenya, maka berikut dapat dilihat ilustrasinya. Misalkan ada Rumah A dan Rumah B. Rumah B memasang Solar PV System kapasitas 2.1 kWp dan mengikuti program FIT sedangkan rumah A tidak. Maka skenarionya (sumber : www.tesco.com) sebagai berikut :



Gambar 4.4. Ilustrasi Rumah A tanpa Solar PV System



Gambar 4.5. Ilustrasi Rumah B dengan Solar PV System

Pada setiap akhir bulan akan diperoleh perbedaan hasil antara rumah A dan rumah B sebagai berikut :

Tabel 4.9. Perbandingan Keuntungan Rumah A vs Rumah B

	House A	House B
Import Costs - £Pay	$3300 \times 12.76\text{p/kWh} =$ £421.08/year	$2407.5 \times 12.76\text{p/kWh} =$ £307.20/year
Generation Tariff - £Earn	£0	$1785 \times 41.3\text{p/kWh} =$ £737.20/year
Export Tariff - £Earn	£0	$892.5 \times 3\text{p/kWh} =$ £26.78/year
Avoided Costs - £Save	£0	$892.5 \times 12.76\text{p/kWh} =$ £113.88/year
Overall Total	-£421.08 per year	+ 570.66 per year

Terlihat perbedaan pendapatan dan pengeluaran yang cukup signifikan antara rumah A dan rumah B. Untuk rumah B, dalam hal ini memperoleh tiga keuntungan sekaligus yaitu melalui :

- a) Generation Tariff : memperoleh pendapatan melalui listrik yang dibangkitkan

- b) Export Tariff : memperoleh pendapatan melalui kelebihan dari listrik yang dibangkitkan dan diekspor ke jaringan
- c) Avoided Cost : dengan menggunakan listrik yang dibangkitkan sendiri maka tagihan listriknya berkurang.

Jadi pelanggan akan mendapatkan tiga keuntungan sekaligus. Ilustrasi di atas memang hanya gambaran secara umum. Angka-angka yang ditampilkan pada kenyataan mungkin akan sangat bervariasi. Walau demikian, yang ingin ditekankan disini adalah konsepnya.

4.3.2 Penerapan Skema FIT New Generation bagi Indonesia

Pada bagian sebelumnya telah dibahas simulasi penerapan skema FIT konvensional di Indonesia. Pada bagian ini akan dilakukan kajian bila skenario FIT NG ini diterapkan di Indonesia.

Dengan tingkat ratio elektrifikasi yang masih rendah terutama di Indonesia Bagian Timur, ada kemungkinan skema FIT NG ini akan lebih efektif. Pada skema FIT konvensional, hanya masyarakat yang memiliki akses ke jaringan listrik PLN yang dapat mengikuti program FIT tersebut. Permasalahannya, justru masih banyak sekali bagian masyarakat lain yang belum terkoneksi ke jaringan sehingga tidak mampu mengikuti program FIT tersebut. Wilayah yang masih memiliki rasio elektrifikasi rendah terutama adalah di wilayah Indonesia Timur. Skema FIT NG merupakan salah satu alternatif solusinya.

Pada konsep FIT NG, masyarakat baik yang terkoneksi ataupun tidak terkoneksi ke jaringan dapat mengikuti program ini. Perbedaannya hanyalah untuk masyarakat yang terkoneksi ke jaringan, mempunyai kesempatan untuk memperoleh dua kali pembayaran yaitu atas Generation Tariff dan Export Tariff. Untuk masyarakat yang tidak atau terkoneksi ke jaringan, hanya memiliki kesempatan untuk memperoleh pembayaran Generation Tariff saja. Hanya saja mengingat nilai Export Tariff yang relatif sangat kecil dibandingkan nilai Generation Tariff, permasalahan ini mungkin tidak terlalu menjadi krusial.

Secara umum konsep FIT NG ini akan dapat lebih cepat membantu penyediaan listrik di daerah-daerah yang terisolir. Pada pelaksanaannya,

masyarakat hanya perlu memasang Solar PV System, mendaftarkan program FIT ini kepada PLN, dan selanjutnya mulai memproduksi listrik melalui Solar PV System-nya dan menerima pembayaran atas setiap energi listrik yang dihasilkan. PLN sendiri hanya cukup memasang semacam 'generation meter' untuk mencatat jumlah energi listrik yang dihasilkan oleh pelanggan tersebut dan kemudian memberikan pembayaran secara berkala, setiap bulan misalnya.

Tabel 4.10. Perkembangan Rasio Elektrifikasi (%) Indonesia

Wilayah	2006	2007	2008	2009	2010 ^a)
Indonesia	59,0	60,8	62,3	65,0	67,5
Jawa-Bali	63,9	66,3	68,0	69,8	71,4
Sumatra	57,2	56,8	60,2	60,9	67,1
Kalimantan	54,7	54,5	53,9	55,1	62,3
Sulawesi	53,2	53,6	54,1	54,4	62,7
Indonesia Bag Timur	30,6	30,6	30,6	31,8	35,7

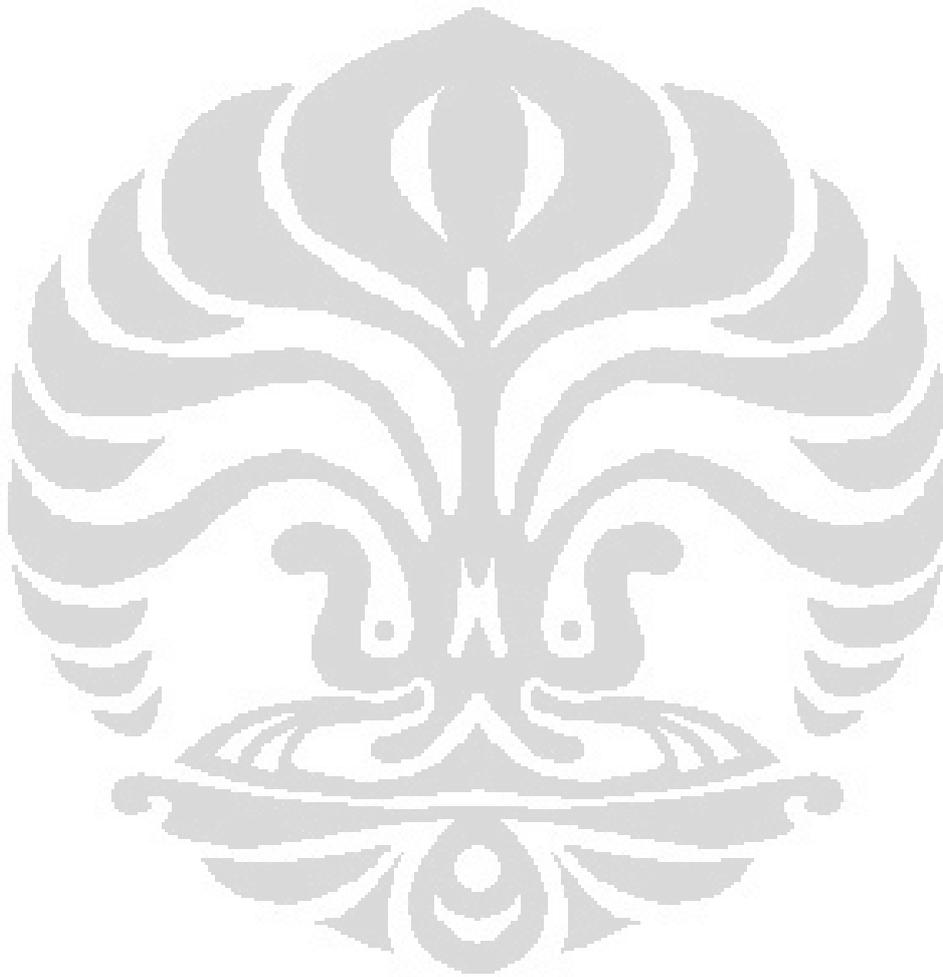
(Sumber : RUPTL PT.PLN 2010-2019)

Sekilas mekanisme FIT NG ini mungkin akan lebih cepat mendorong peningkatan rasio elektrifikasi. Hanya saja tentu akan ada beberapa permasalahan yang timbul atau muncul berkaitan dengan skema baru ini.

Permasalahan pertama adalah mengenai sumber pendanaan untuk membayar tarif FIT tersebut. Pada skema FIT yang lama, listrik yang dibeli oleh PLN tersebut dijual ke pelanggan lain dan PLN menerima pembayaran. Dana inilah yang digunakan untuk membayar FIT. Pada skema baru ini, PLN hanya membayar untuk setiap listrik yang diproduksi masyarakat dan PLN sendiri tidak menerima listriknya sehingga tidak dapat menjual apapun dan pada akhirnya tidak memperoleh masukan. Akibatnya, PLN tidak memiliki alokasi dana untuk membayar tarif FIT ini.

Permasalahan kedua adalah mengenai kualifikasi pelanggan. Perlu ditentukan kondisi pelanggan seperti apa saja yang memenuhi syarat untuk mengikuti program ini. Bila dibuka untuk umum, maka besar kemungkinan seluruh masyarakat akan mengikuti program FIT ini. Akibatnya, PLN tidak saja kehilangan pelanggan lama tetapi juga harus membayar listrik dari program FIT dalam jumlah yang sangat besar.

Konsep kebijakan FIT NG ini memang masih belum terbukti keberhasilannya karena baru satu negara saja yang menerapkan, yaitu United Kingdom, dan pelaksanaannya sendiri baru berjalan sekitar dua tahun sehingga belum dapat dipastikan secara jelas berhasil tidaknya program ini. Walau demikian inovasi ini tetap harus dihargai sebagai masukan yang inovatif terutama mengingat efeknya yang dapat terasa dengan cepat terutama bagi masyarakat di daerah terisolir tanpa akses ke jaringan listrik.



4.4 REKOMENDASI

Pada bab ini telah dilakukan analisa terhadap proses maupun hasil perumusan tarif pembelian listrik dengan menggunakan teori LCOE. Didapatkan bahwa baik model maupun hasil tersebut dapat diterima. Selanjutnya dilakukan simulasi bila kebijakan FIT tersebut diterapkan di Indonesia. Dampak terhadap masyarakat, PLN, maupun negara dikaji disini. Kemudian dilakukan kajian perbandingan antara kebijakan FIT dengan program internal PLN yang sedang berjalan. Pada bagian akhir, diperkenalkan suatu konsep skema FIT terbaru yang saat ini sedang berjalan di UK.

Rekomendasi pertama adalah bahwa kebijakan FIT ini layak untuk diujicobakan di Indonesia. Hasil simulasi dan perhitungan telah menunjukkan bahwa pada beberapa wilayah operasi PLN, tercapai grid parity antara BPP PLN versus Tarif FIT. Untuk itu, kebijakan FIT ini layak untuk diujicobakan terutama pada wilayah-wilayah tersebut.

Rekomendasi kedua adalah kenyataan bahwa kebijakan FIT yang konvensional memang akan tepat sasaran bila tujuannya adalah mengatasi krisis energi dan krisis lingkungan. Hanya saja, Indonesia memiliki permasalahan internal lain yaitu masih banyaknya kelompok masyarakat yang belum memperoleh akses ke jaringan listrik atau masih rendahnya ratio elektrifikasi. Permasalahan ratio elektrifikasi ini mungkin akan lebih efektif jika diatasi dengan pelaksanaan kebijakan FIT New Generation. Hanya saja memang perlu kajian lebih mendalam lagi karena konsep ini masih relatif baru dan belum terbukti secara ilmiah keberhasilannya.

BAB V.

KESIMPULAN

Pada tesis ini pertama-tama telah dilakukan studi pustaka terhadap lima kajian utama. Dari kelima studi pustaka tersebut telah dibuat suatu kerangka konsep dan keterkaitan di antara setiap kajian.. Data dan fakta hasil tinjauan pustaka penulis menghasilkan suatu pernyataan awal bahwa Indonesia layak mengujicobakan kebijakan FIT. Ditemukan permasalahan utama yang menjadi latar belakang penelitian ini, yaitu kenyataan bahwa Indonesia belum memiliki regulasi Feed-in Tariff untuk teknologi PV.

Berbasis hal tersebut, maka tujuan utama dari penelitian ini adalah merumuskan suatu regulasi tarif bagi kebijakan Feed-in Tariff untuk teknologi PV di Indonesia. Model penentuan tarif pembelian listrik pada kebijakan FIT ini dirumuskan berdasarkan prinsip LCOE. Prinsip-prinsip Engineering Economy, seperti NPV, Discounted Rate dan sebagainya digunakan disini. Tipe sistem pembangkit listrik yang menjadi model pada perhitungan adalah tipe *Grid-Connected PV System without Battery*. Model perhitungan dibuat dengan menggunakan software Microsoft Excel.

Setelah model perhitungan dibentuk, dilakukan pengumpulan data untuk dijadikan input bagi model tersebut. Data dikumpulkan dari berbagai sumber baik international maupun lokal. Pengumpulan data dilakukan secara pustaka, melalui data proyek yang telah berjalan, maupun secara langsung melalui wawancara dengan vendor. Data tersebut kemudian diolah dan diperoleh hasil akhir berupa rekomendasi kisaran tarif FIT. Kisaran tarif FIT ini berada pada angka Rp. 1987 / kWh – Rp. 4503 / kWh. Hasil perhitungan FIT ini kemudian dibandingkan dengan tarif FIT yang telah diterapkan di berbagai negara di dunia dan ditemukan bahwa angka kisaran tarif FIT yang dihitung berada pada rentang atau kisaran yang relatif berdekatan dengan tarif-tarif FIT yang ada di dunia.

Selanjutnya pada bagian akhir dilakukan, analisa dan simulasi bila kebijakan FIT ini diterapkan di Indonesia. Simulasi diawali dengan pemilihan wilayah operasi PLN dimana kebijakan FIT ini dapat dianggap layak secara

finansial untuk diujicobakan. Layak disini adalah kondisi dimana Grid Parity tercapai. Beberapa wilayah dimana terjadi grid parity antara BPP PLN versus Tarif FIT adalah di wilayah kelistrikan NAD, Bangka Belitung, Kalimantan Barat, serta sebagian besar wilayah Indonesia Timur.

Kemudian analisa dampak dari skema penerapan kebijakan FIT ini dilakukan. Pada salah satu ilustrasi untuk Solar PV System 2000 Wp, diketahui bahwa masyarakat berpotensi memperoleh keuntungan bersih dengan total sebesar 3,2 juta rupiah selama masa hidup sistem. Sedangkan bagi PLN, bila pada wilayah kelistrikan dimana Grid Parity tercapai PLN menerapkan skema FIT ini, maka PLN berpotensi menghemat sekitar Rp. 1 trilyun rupiah selama setahun (dengan menggunakan data tahun 2010). Angka ini memang hanya perhitungan sederhana walaupun demikian yang ingin ditonjolkan adalah bahwa skema FIT dapat membawa benefit bagi kedua belah pihak. Sedangkan bagi negara Indonesia secara umum manfaat yang diperoleh adalah membantu mengatasi krisis energi dan krisis lingkungan. Pada bagian akhir diperkenalkan suatu konsep FIT New Generation. Konsep baru ini cocok untuk diterapkan di wilayah Indonesia Timur dimana rasio elektrifikasi masih rendah. Konsep FIT baru ini walau memang belum terbukti keberhasilannya tetap layak untuk dipelajari dan dievaluasi lebih lanjut.

Secara keseluruhan, hasil perumusan tarif FIT serta hasil analisa penerapan kebijakan FIT pada tesis ini menunjukkan bahwa kebijakan FIT dapat memberikan benefit. Tesis ini memang lebih memfokuskan pada sisi ekonomis atau finansial. Untuk dapat diterapkan, aspek-aspek lain seperti aspek teknis dan aspek regulasi umum perlu dikaji lebih lanjut, yang kemudian dapat digabungkan dengan hasil kajian dari tesis ini.

Pada akhirnya, fakta bahwa Kebijakan FIT telah terbukti berhasil, teknologi PV yang semakin berkembang, dan potensi energi matahari Indonesia yang sangat besar, ditambah dengan hasil dari penulisan tesis ini yaitu tersedianya model penentuan tarif FIT berbasis dasar ilmiah yang kuat ditambah dengan hasil simulasi serta analisisnya, menjadi dasar bagi penulis untuk merekomendasikan penerapan kebijakan FIT untuk Teknologi PV ini di Indonesia.

DAFTAR ACUAN

Christopher P. Cameron, Alan C. Goodrich. *The Levelized Cost of Energy for Distributed PV: A Parametric Study*.

Branker, et al. (2011). *A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity*.

Darling, et al. *Assumptions and the Levelized Cost of Energy for Photovoltaics*.

Rigter, J. & Vidican, G. (2010). *Cost and Optimal Feed-in Tariff for Small Scale Photovoltaic System in China*. Masdar Institute of Science and Technology.

Electricity Regulatory Authority of Uganda. *Uganda Renewable Energy Feed-in Tariff (REFIT) Phase 2 - Approved Guidelines for 2011-2012*. Uganda : Author.

Klein, A., Plugger, B., Held, A., Ragwitz, M., & Resch, G. (2008). Evaluation fo different feed-in tariff design options: Best practice paper of the International Feed-in Tariff Cooperation (2nd Ed.).

International Energy Agency and Nuclear Energy Agency (2010), *Projected Costs of Generating Electricity 2010 Edition*, Organization for Economic Cooperation & Development, France.

Solarbuzz (2010). "Solar Module Price Highlights: 2010." SolarBuzz Web site, accessed January 25, 2010, at <http://www.solarbuzz.com/Moduleprices.htm>

World Future Council. *Feed-in Tariff : Boosting Energy for our Future*. 2007.

Sukki, et al. *Feed-In Tariff for Solar PV in Malaysia: Financial Analysis and Public Perspective*. The 5th International Power Engineering and Optimization Conference (PEOC02011), Shah Alam, Selangor, Malaysia

US Department of Energy. \$1/W Photovoltaic Systems : White Paper to Explore A Grand Challenge for Electricity from Solar.

Ownergy (2010). *The Simple Guide to the Renewable Energy Tariffs*. United Kingdom.

Peraturan Menteri ESDM No. 31 tahun 2009

Peraturan Menteri ESDM No. 09 tahun 2011

www.solarbuzz.com

www.tesco.com/renewable

DAFTAR PUSTAKA

Blair et al., "*Cost and Performance Solar Analysis Model for All Solar Technologies.*" (ISEC2005-76207). Solar Engineering 2005

M. Campbell, P. Aschenbrenner, J. Blunden, E. Smeloff and S.Wright, *The drivers of the levelized cost of electricity for utility-scale photovoltaics*, SunPower Corp., 2008.

Cory, K.; Couture, T.; Kreycik, C. (2009). "Feed-in Tariff Policy: Design, Implementation, and RPS Policy Interactions." Golden, CO. National Renewable Energy Laboratory Technical Report No. TP-6A2-45549. March 2009

IEA, "Technology Roadmaps - Solar Photovoltaic Energy", IEA, Paris, France, 2010.

Grace, R., Rickerson, W., Porter, K., DeCesaro, J., Corfee, K., Wingate, M., et al. (2008). *Exploring feed-in tariffs for California: Feed-in tariff design and implementation issues and options* (CEC-300-2008-003-F). Sacramento, CA: California Energy Commission.

Klein, A.; Pfluger, B.; Held, A.; Ragwitz, M.; Resch, G. (Fraunhofer ISI) (2008). *Evaluation of Different Feed-in Tariff Design Options: Best Practice Paper for the International Feed-in Cooperation, 2nd Edition*. Berlin, Germany: BMU. October 2008

JRC (2008) *A new scheme for the promotion of renewable energies in developing countries*. The renewable energy regulated purchase tariff, European Commission Joint Research Centre, Editor: M. Moner-Girona.

Beck, F. and Martinot, E. (2004) 'Renewable energy policies and barriers', in C. J. Cleveland (ed.) *Encyclopaedia of Energy*, Academic Press/Elsevier Science, London, San Diego, pp 365–383

California Public Utilities Commission (CPUC). (June 2009). "33% Renewables Portfolio Standard: Implementation Analysis Preliminary Results," Accessed August 10, 2009

DSIRE. (2009b). "California Incentives for Renewables and Efficiency: California Feed-in Tariff." Accessed February 14, 2009

Deutsche Bank. (2009). "Paying for Renewable Energy: TLC at the right price," DB Climate Change Advisers (DBCCA). Frankfurt, Germany; December 2009. Accessed January 10, 2009

Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (REN21). (2009). "Renewables Global Status Report: 2009 Update," Paris: REN21 Secretariat

Rickerson, W.; Bennhold, F.; Bradbury, J. (May 2008). *Feed-in Tariffs and Renewable Energy in the USA – a Policy Update*. Raleigh, NC: North Carolina Solar Center; Washington, D.C.: Henrich Boll Foundation; Hamburg, Germany: World Future Council. Accessed March 16, 2009, at

Malaysian Science and Technology Information Centre (MASTIC) Available: <http://www.mastic.gov.my/>

DB Climate Change Advisor. Paying for Renewable Energy : TLC at the Right Price. December 2007.

Leao, et al. The future of low voltage networks: Moving from passive to active. *Electrical Power and Energy Systems* 33 (2011).

Mendonca, Miguel, 2007, *Feed-in Tariffs: Accelerating the Deployment of Renewable Energy*, World Future Council, Earthscan.

Runci, Paul J., 2005, “Renewable Energy Policy in Germany: An Overview and Assessment”; *Pacific Northwest National Laboratory Technical Report PNWD-3526*; January

Hearps & McConnel. Renewable Energy Technology Cost Review. Melbourne Energy Institute. May 2011

European Photovoltaic Industry Association, (2010), *Global Market Outlook for Photovoltaics until 2014*, European Photovoltaic Industry Association.

Darling, et al. Assumptions and the Levelized Cost of Energy for Photovoltaics. UChicago Argonne, LLC,

Severin Borenstein. *Electricity Rate Structures and the Economics of Solar PV*. University of California Energy Institute. Sept 2007.

Peraturan Menteri ESDM No. 04 tahun 2012

Peraturan Menteri ESDM No. 02 tahun 2011

Peraturan Menteri ESDM No. 02 tahun 2006

www.esdm.go.id

www.panelsurya.com

www.wikipedia.com

LAMPIRAN 1 –

MODEL PERUMUSAN TARIF PEMBELIAN LISTRIK DENGAN METODE LCOE



MODEL PERHITUNGAN TARIF FIT BERDASARKAN METODE LCOE

A	NPV of TOTAL LIFETIME COST	INTERNATIONAL DATA				PLN PROJECT		LOCAL VENDOR		Unit
		Solar Buzz	DoE	China	NREL	Sulut	Ambon	Maks	Min	
1	Initial Investment (Installed System) Cost									
	a Panel Surya	2,29	2,87	2,45	2,45	NA	NA	2,50	1,00	USD/Wp
	b Inverter	0,71	0,56	0,90	0,75	NA	NA	0,93	0,55	USD/Wp
	c Battery	-	-	-	-	-	-	-	-	USD/Wp
	d Balance of Systems		0,56	0,86	1,30	NA	NA			USD/Wp
	- Mounting Equipments									
	- Switch									
	- Panel									
	- Wiring & Electronics									
	e Installation Cost		0,72	0,90	1,20	NA	NA			USD/Wp
	NPV Initial Investment (a+b+c+d+e)	5,45	4,71	5,11	5,70	4,91	3,27	6,45	2,82	USD/Wp
2	Operation & Maintenance Cost + SparePart									
	a O & M Cost	0,04	0,04	0,02	0,05	0,04	0,03	0,05	0,02	USD/Wp/thn
	b Inverter Replacement	0,01	0,01	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	USD/Wp/thn
	c Battery Replacement	-	-	-	-	-	-	-	-	USD/Wp/thn
	NPV O&M + Consumebale Parts	0,61	0,52	0,41	0,64	0,63	0,49	0,74	0,36	USD/Wp
3	Fuel Cost									
	a Diesel									USD/Wp
	b Transportation of Diesel									USD/Wp
	NPV Fuel Cost									USD/Wp
4	Other Cost									
	a Land Cost & Site Preparation									USD/Wp
	b Permit									USD/Wp
	d Sales Tax									USD/Wp
	c Insurance									USD/Wp
	NPV Other Cost									USD/Wp
	NPV OF TOTAL LIFETIME COST (1+2+3+4)	6,07	5,23	5,52	6,34	5,54	3,76	7,19	3,17	USD/Wp
	FINANCIAL COST									
	Skenario 1 - Without Financial Credit									
	TOTAL LIFETIME COST	6,07	5,23	5,52	6,34	5,54	3,76	7,19	3,17	USD/Wp
	Skenario 2 - With Financial Credit and DP									
	Down Payment (%)	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%	
	Down Payment (IDR)	1,21	1,05	1,10	1,27	1,11	0,75	1,44	0,63	
	Credit (IDR)	4,85	4,18	4,41	5,07	4,43	3,01	5,75	2,54	
	Initial Investment	1,21	1,05	1,10	1,27	1,11	0,75	1,44	0,63	
	Total NPV of Mortgage	6,04	5,20	5,49	6,31	5,51	3,74	7,16	3,16	
	Total Lifetime + Financial Cost	7,25	6,25	6,59	7,58	6,62	4,50	8,59	3,79	USD/Wp
	NPV OF TOTAL LIFETIME INCLUDING FINANCIAL COST	6,07	6,25	6,59	7,58	6,62	4,50	8,59	3,79	USD/Wp
B	TOTAL LIFETIME ENERGY PRODUCTION									
	TOTAL LIFETIME ENERGY PRODUCTION	18,55	18,55	18,55	18,55	18,55	18,55	18,55	18,55	kWh/Wp
C	CALCULATING LEVELIZED COST OF ENERGY GENERATION									
	LCOE = Total Lifetime Cost (A) / Total Lifetime Energy Production (B)	6,07	6,25	6,59	7,58	6,62	4,50	8,59	3,79	USD/Wp
		18,55	18,55	18,55	18,55	18,55	18,55	18,55	18,55	kWh/Wp
		0,33	0,34	0,36	0,41	0,36	0,24	0,46	0,20	USD/kWh
		32,70	33,67	35,54	40,85	35,67	24,23	46,33	20,44	cent/kWh
	LCOE =	2.943	3.031	3.199	3.677	3.210	2.181	4.169	1.840	rupiah/kWh
D	CALCULATING FEED-IN TARIFF									
	FIT = LCOE (C) + Margin Profit (8%)									
	LCOE =	2.943	3.031	3.199	3.677	3.210	2.181	4.169	1.840	rupiah/kWh
	Margin Profit 8 % =	235	242	256	294	257	174	334	147	rupiah/kWh
	TARIF FIT =	3.179	3.273	3.454	3.971	3.467	2.355	4.503	1.987	rupiah/kWh
		Solar Buzz	DoE	China	NREL	Sulut	Ambon	Maks	Min	
		INTERNATIONAL DATA				PLN PROJECT		EXHIBITION		

CALCULATION FOR FINANCIAL COST

No	Total Pinjaman	Angsuran/Thn	Bayar Modal	Bayar Bunga	Discounted Factor	NPV Angsuran/Tahun
1	4,853	0,570	0,085	0,485	0,935	0,533
2	4,769	0,570	0,093	0,477	0,873	0,498
3	4,675	0,570	0,103	0,468	0,816	0,465
4	4,573	0,570	0,113	0,457	0,763	0,435
5	4,460	0,570	0,124	0,446	0,713	0,406
6	4,336	0,570	0,136	0,434	0,666	0,380
7	4,200	0,570	0,150	0,420	0,623	0,355
8	4,049	0,570	0,165	0,405	0,582	0,332
9	3,884	0,570	0,182	0,388	0,544	0,310
10	3,703	0,570	0,200	0,370	0,508	0,290
11	3,503	0,570	0,220	0,350	0,475	0,271
12	3,283	0,570	0,242	0,328	0,444	0,253
13	3,041	0,570	0,266	0,304	0,415	0,237
14	2,775	0,570	0,293	0,278	0,388	0,221
15	2,483	0,570	0,322	0,248	0,362	0,207
16	2,161	0,570	0,354	0,216	0,339	0,193
17	1,807	0,570	0,389	0,181	0,317	0,180
18	1,418	0,570	0,428	0,142	0,296	0,169
19	0,989	0,570	0,471	0,099	0,277	0,158
20	0,518	0,570	0,518	0,052	0,258	0,147
21	0,000	0,570	0,570	0,000		-
TOTAL NPV ANGSURAN						6,039

CALCULATION FOR TOTAL ENERGY PRODUCTION OVER PV LIFETIME

YEAR	A Efficiency per Year	B Power Output for PV 1 Wp (W/Wp) = A x 1 Wp	C Energy Output in a Day (Wh/Wp) = B x Hour/Day	D Energy Output in a Year (Wh.Wp) = C x Day/Year	E Discounted Factor	F NPV Energy Output/Year (Wh/Wp) = D x E
1	99,50%	0,995	5,0	1.815,88	0,935	1.697,08
2	99,00%	0,990	5,0	1.806,80	0,873	1.578,13
3	98,51%	0,985	4,9	1.797,76	0,816	1.467,51
4	98,01%	0,980	4,9	1.788,77	0,763	1.364,65
5	97,52%	0,975	4,9	1.779,83	0,713	1.268,99
6	97,04%	0,970	4,9	1.770,93	0,666	1.180,05
7	96,55%	0,966	4,8	1.762,08	0,623	1.097,33
8	96,07%	0,961	4,8	1.753,26	0,582	1.020,42
9	95,59%	0,956	4,8	1.744,50	0,544	948,89
10	95,11%	0,951	4,8	1.735,78	0,508	882,38
11	94,64%	0,946	4,7	1.727,10	0,475	820,53
12	94,16%	0,942	4,7	1.718,46	0,444	763,02
13	93,69%	0,937	4,7	1.709,87	0,415	709,53
14	93,22%	0,932	4,7	1.701,32	0,388	659,80
15	92,76%	0,928	4,6	1.692,81	0,362	613,55
16	92,29%	0,923	4,6	1.684,35	0,339	570,55
17	91,83%	0,918	4,6	1.675,93	0,317	530,56
18	91,37%	0,914	4,6	1.667,55	0,296	493,37
19	90,92%	0,909	4,5	1.659,21	0,277	458,79
20	90,46%	0,905	4,5	1.650,91	0,258	426,63
TOTAL ENERGY OUTPUT in 20 YEARS						18.551,74

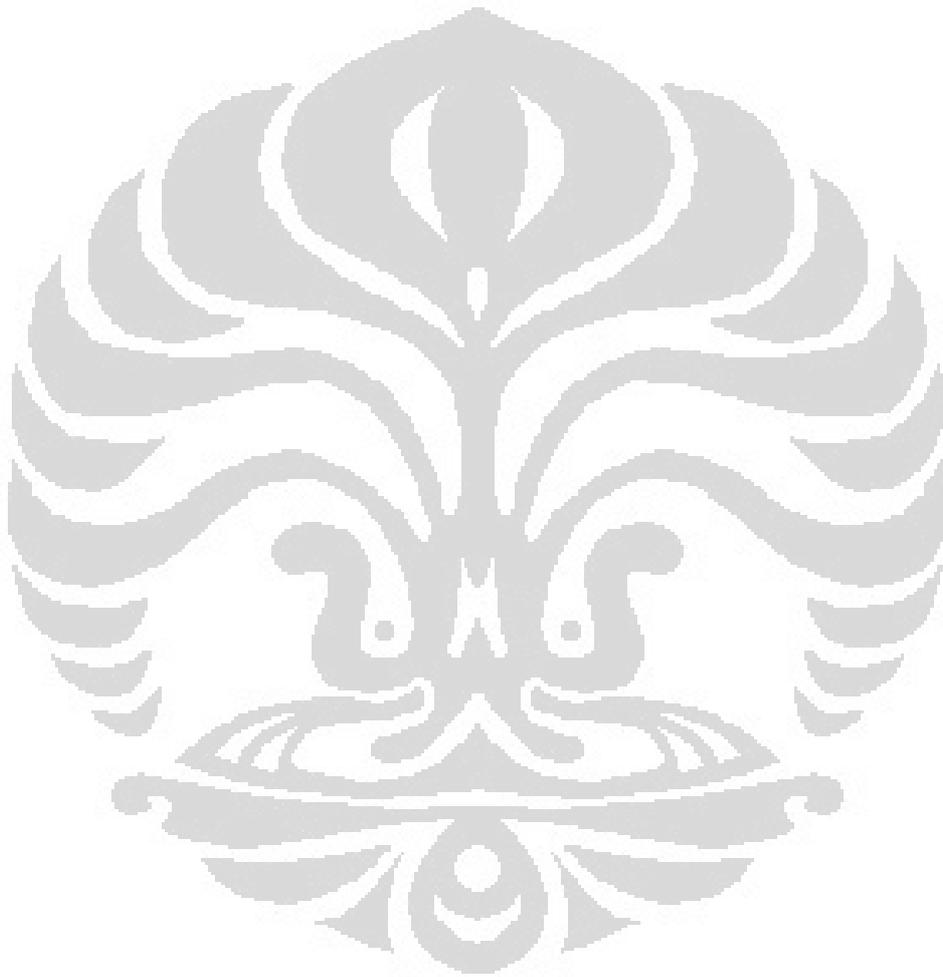
Asumsi Teknis dan Ekonomi

NO.	Asumsi Ekonomi	Nilai	Unit
1	Discount Rate	7%	/ tahun
2	Interest Rate	10%	/ tahun
3	Periode Cicilan	20	tahun
4	Degression Rate	NA	
5	Learning Rate	NA	
6	Margin Profit	8%	persen
7	Kurs IDR/USD	9000	rupiah/USD

NO.	Asumsi Teknis	Nilai	Unit
1	Lifetime of Solar Panel	20	tahun
2	PV Output range	0 - 5500	Watt
3	Terang matahari per hari	6	jam/hari
4	Jumlah hari per tahun	365	hari/tahun
5	PV Eff. Degradation Rate	2%	%/tahun
6	Discounted Rate	7%	persen/thn

LAMPIRAN 2 –

PERBANDINGAN BIAYA POKOK PENYEDIAAN (BPP) PLN DENGAN TARIF FIT



Data Biaya Pokok Penyediaan (BPP) Listrik PLN di Seluruh Wilayah Indonesia

No.	Sistem Kelistrikan	Sub-Sistem	BPP-TT (Rp/kWh)	BPP-TM (Rp/kWh)	BPP-TR (Rp/kWh)
1	Sistem Sumatera Bag Utara	Wil. Nanggroe Aceh Darusalam	1.891	2.158	2.603
		Wil. Sumatera Utara		1.984	2.306
2	Sistem Sumatera Bag Selatan-Sumbar - Riau	Wil. Sumatera Barat	565	790	1.044
		Wil. Riau		1.164	1.433
		Wil. Sumsel, Jambi, Bengkulu		696	869
		Wil. Lampung		667	860
3	Sistem Bangka Belitung	Wil. Bangka Belitung	-	2.476	2.919
4	Sistem Kalimantan Barat	Wil. Kalimantan Barat	2.312	2.546	3.143
5	Sistem Kalsel dan Kalteng	Wil. Kalsel dan Kalteng	1.148	1.611	1.998
6	Sistem Kalimantan Timur	Wil. Kalimantan Timur	1.732	1.965	2.260
7	Sistem Sulut, Sulteng, Gorontalo	Wil. Sulut, Sulteng, Gorontalo	974	1.676	2.063
8	Sistem Sulsel, Sulbar, Sulteng	Wil. Sulsel, Sulbar, Sul Tenggara	1.103	1.249	1.505
9	Sistem Maluku dan Maluku Utara	Wil. Maluku dan Maluku Utara	-	2.320	2.919
10	Sistem Papua	Wil. Papua	-	2.526	3.192
11	Sistem NTB	Wil. Nusa Tenggara Barat	-	2.289	2.743
12	Sistem NTT	Wil. Nusa Tenggara Timur	-	2.433	3.072
13	Sistem Jawa-Madura-Bali	Dist. Bali	783	859	1.012
		Dist. Jawa Timur		855	1.030
		Dist. Jateng and Di. Yogya		849	1.011
		Dist. Jawa Barat dan Banten		853	1.024
		Dist. DKI Jakarta dan Tangerang		850	1.005

Perbandingan BPP PLN vs Tarif FIT

No.	Sub-Sistem	BPP-TR (Rp/kWh)	Tarif FIT Regional		Tarif FIT Dasar	
			Min	Maks	Min	Maks
1	Wil. Nanggroe Aceh Darusalam	2.603	2.384	5.404	1.987	4.503
	Wil. Sumatera Utara	2.306	2.384	5.404	1.987	4.503
2	Wil. Sumatera Barat	1.044	2.384	5.404	1.987	4.503
	Wil. Riau	1.433	2.384	5.404	1.987	4.503
	Wil. Sumsel, Jambi, Bengkulu	869	2.384	5.404	1.987	4.503
	Wil. Lampung	860	2.384	5.404	1.987	4.503
3	Wil. Bangka Belitung	2.919	2.384	5.404	1.987	4.503
4	Wil. Kalimantan Barat	3.143	2.583	5.854	1.987	4.503
5	Wil. Kalsel dan Kalteng	1.998	2.583	5.854	1.987	4.503
6	Wil. Kalimantan Timur	2.260	2.583	5.854	1.987	4.503
7	Wil. Sulut, Sulteng, Gorontalo	2.063	2.384	5.404	1.987	4.503
8	Wil. Sulsel, Sulbar, Sul Tenggara	1.505	2.384	5.404	1.987	4.503
9	Wil. Maluku dan Maluku Utara	2.919	2.981	6.755	1.987	4.503
10	Wil. Papua	3.192	2.981	6.755	1.987	4.503
11	Wil. Nusa Tenggara Barat	2.743	2.583	5.854	1.987	4.503
12	Wil. Nusa Tenggara Timur	3.072	2.583	5.854	1.987	4.503
13	Dist. Bali	1.012	1987	4503	1.987	4.503
	Dist. Jawa Timur	1.030	1987	4503	1.987	4.503
	Dist. Jateng and Di. Yogya	1.011	1987	4503	1.987	4.503
	Dist. Jawa Barat dan Banten	1.024	1987	4503	1.987	4.503
	Dist. DKI Jakarta dan Tangerang	1.005	1987	4503	1.987	4.503

Lokasi	Faktor
Jawa Bali	1,0
Sumatera & Sulawesi	1,2
Kalimantan, NTB, NTT	1,3
Maluku, Papua	1,5

Potensi Keuntungan PLN (utk pelanggan Rumah Tangga) dengan Penerapan Kebijakan FIT

No.	Sub-Sistem	BPP-TR (Rp/kWh)	Tarif FIT	Selisih	Energy Terjual (Gwh)	Potensi Keuntungan (juta rupiah)
1	Wil. Nanggroe Aceh Darusalam	2.603	2.384	219	955,17	208.800
	Wil. Sumatera Utara	2.306	2.384			-
2	Wil. Sumatera Barat	1.044	2.384			-
	Wil. Riau	1.433	2.384			-
	Wil. Sumsel, Jambi, Bengkulu	869	2.384			-
	Wil. Lampung	860	2.384			-
3	Wil. Bangka Belitung	2.919	2.384	535	309,78	165.608
4	Wil. Kalimantan Barat	3.143	2.583	560	749,69	419.751
5	Wil. Kalsel dan Kalteng	1.998	2.583			-
6	Wil. Kalimantan Timur	2.260	2.583			-
7	Wil. Sulut, Sulteng, Gorontalo	2.063	2.384			-
8	Wil. Sulsel, Sulbar, Sul Tenggara	1.505	2.384			-
9	Wil. Maluku dan Maluku Utara	2.919	2.981		296,86	-
10	Wil. Papua	3.192	2.981	212	399,76	84.549
11	Wil. Nusa Tenggara Barat	2.743	2.583	160	466,17	74.541
12	Wil. Nusa Tenggara Timur	3.072	2.583	489	257,90	126.087
13	Dist. Bali	1.012	1.987	-975		-
	Dist. Jawa Timur	1.030	1.987	-957		-
	Dist. Jateng and Di. Yogya	1.011	1.987	-976		-
	Dist. Jawa Barat dan Banten	1.024	1.987	-963		-
	Dist. DKI Jakarta dan Tangerang	1.005	1.987	-982		-
					TOTAL	1.079.337



**MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL
REPUBLIK INDONESIA**

PERATURAN MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL

NOMOR : 269-12/26/600.3/2008

TENTANG

**BIAYA POKOK PENYEDIAAN (BPP) TENAGA LISTRIK TAHUN 2008
YANG DISEDIAKAN OLEH PERUSAHAAN PERSEROAN (PERSERO)
PT PERUSAHAAN LISTRIK NEGARA**

MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL,

- Menimbang** : bahwa dalam rangka pelaksanaan ketentuan Pasal 3 ayat (3) Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 002 Tahun 2006 tentang Pengusahaan Pembangkit Listrik Tenaga Energi Terbarukan Skala Menengah, dan Pasal 5 ayat (1) Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 14 Tahun 2008 tentang Harga Patokan Penjualan Tenaga Listrik dari Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi, perlu menetapkan Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral tentang Biaya Pokok Penyediaan (BPP) Tenaga Listrik Tahun 2008 Yang Disediakan Oleh Perusahaan Perseroan (Persero) PT Perusahaan Listrik Negara;
- Mengingat** :
1. Undang-Undang Nomor 15 Tahun 1985 tentang Ketenagalistrikan (LNRI Tahun 1985 Bomor 74, TLN Nomor 3317);
 2. Undang-undang Nomor 27 Tahun 2003 tentang Panas Bumi (Lembaran Negara Republik Indonesia Tahun 2003 Nomor 115, Tambahan Lembaran Negara Republik Indonesia Nomor 4327);
 3. Peraturan Pemerintah Nomor 10 Tahun 1989 tentang Penyediaan dan Pemanfaatan Tenaga Listrik (Lembaran Negara Republik Indonesia Tahun 1989 Nomor 24, Tambahan Lembaran Negara Republik Indonesia Nomor 3394) sebagaimana telah dua kali diubah terakhir dengan Peraturan Pemerintah Nomor 26 Tahun 2006 (Lembaran Negara Republik Indonesia Tahun 2006 Nomor 56, Tambahan Lembaran Negara Republik Indonesia Nomor 4628);
 4. Peraturan Pemerintah Nomor 59 Tahun 2007 tentang Kegiatan Usaha Panas Bumi (Lembaran Negara Republik Indonesia Tahun 2007 Nomor 132, Tambahan Lembaran Negara Republik Indonesia Nomor 4777);
 5. Keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 1122 K/30/MEM/2002 Tahun 2002 tentang Pedoman Pengusahaan Pembangkit Tenaga Listrik Skala Kecil Tersebar;

6. Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 0030 Tahun 2005 tentang Organisasi dan Tata Kerja Departemen Energi dan Sumber Daya Mineral;
7. Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 002 Tahun 2006 tentang Pengusahaan Pembangkit Listrik Tenaga Energi Terbarukan Skala Menengah;
8. Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 14 Tahun 2008 tentang Harga Patokan Penjualan Tenaga Listrik dari Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi;

MEMUTUSKAN :

Menetapkan : PERATURAN MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL TENTANG BIAYA POKOK PENYEDIAAN (BPP) TENAGA LISTRIK TAHUN 2008 YANG DISEDIAKAN OLEH PERUSAHAAN PERSEROAN (PERSERO) PT PERUSAHAAN LISTRIK NEGARA.

Pasal 1

- (1) Biaya Pokok Penyediaan (BPP) Tenaga Listrik Tahun 2008 yang disediakan oleh Perusahaan Perseroan (Persero) PT Perusahaan Listrik Negara adalah sebagaimana tercantum dalam Lampiran Peraturan Menteri ini.
- (2) BPP sebagaimana dimaksud dalam ayat (1), terdiri atas :
 - a. BPP Tegangan Tinggi (BPP-TT);
 - b. BPP Tegangan Menengah (BPP-TM);
 - c. BPP Tegangan Rendah (BPP-TR).

Pasal 2

BPP sebagaimana dimaksud pada Pasal 1 dapat digunakan pula sebagai acuan dalam penetapan harga jual tenaga listrik Pembangkit Skala Kecil Tersebar sebagaimana ditetapkan dalam Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 1122 K/30/MEM/2002 Tahun 2002.

Pasal 3

Peraturan Menteri ini mulai berlaku pada tanggal ditetapkan.

Ditetapkan di Jakarta
pada tanggal 9 Juni 2008

a.n. MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL
DIREKTUR JENDERAL LISTRIK DAN
PEMANFAATAN ENERGI,



J. PURWONO
NIP. 100006614

LAMPIRAN PERATURAN MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL

NOMOR : 269-12/26/600.3/2008

TANGGAL : 9 Juni 2008

BIAYA POKOK PENYEDIAAN (BPP) TENAGA LISTRIK PT. PLN (PERSERO)
TAHUN 2008

No.	Sistem Kelistrikan	Sub-Sistem	BPP-TT (Rp/kWh)	BPP-TM (Rp/kWh)	BPP-TR (Rp/kWh)
1.	Sistem Sumatera Bagian Utara	Nanggroe Aceh Darusalam	1,891	2,158	2,603
		Sumatera Utara		1,984	2,306
2.	Sistem Sumatera Bagian Selatan-Sumatera Barat-Riau	Sumatera Barat	565	790	1,044
		Riau		1,164	1,433
		Sumatera Selatan, Jambi, dan Bengkulu		696	869
		Lampung		667	860
3.	Sistem Bangka Belitung	Bangka Belitung	-	2,476	2,919
4.	Sistem Kalimantan Barat	Kalimantan Barat	2,312	2,546	3,143
5.	Sistem Kalimantan Selatan dan Kalimantan Tengah	Kalimantan Selatan, dan Kalimantan Tengah	1,148	1,611	1,998
6.	Sistem Kalimantan Timur	Kalimantan Timur	1,732	1,965	2,260
7.	Sistem Sulawesi Utara, Sulawesi Tengah, dan Gorontalo	Sulawesi Utara, Sulawesi Tengah, dan Gorontalo	974	1,676	2,063
8.	Sistem Sulawesi Selatan, Sulawesi Barat, dan Sulawesi Tenggara	Sulawesi Selatan, Sulawesi Barat, dan Sulawesi Tenggara	1,103	1,249	1,505
9.	Sistem Maluku, dan Maluku Utara	Maluku, dan Maluku Utara	-	2,320	2,919
10.	Sistem Papua	Papua	-	2,526	3,192
11.	Sistem Nusa Tenggara Barat	Nusa Tenggara Barat	-	2,289	2,743
12.	Sistem Nusa Tenggara Timur	Nusa Tenggara Timur	-	2,433	3,072
13.	Sistem Jawa-Madura-Bali	Bali	783	859	1,012
		Jawa Timur		855	1,030
		Jawa Tengah, dan DI. Yogyakarta		849	1,011
		Jawa Barat, dan Banten		853	1,024
		DKI Jakarta, Tangerang		850	1,005

a.n. MENTERI ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL
DIREKTUR JENDERAL LISTRIK DAN
PEMANFAATAN ENERGI,



J. PURWONO
NIP 100006614

**LAMPIRAN 3 –
HASIL PENGUMPULAN DATA**





UNIVERSITAS INDONESIA

FAKULTAS TEKNIK

KAMPUS BARU U.I. DEPOK 16424

TELEPON : 7863503, 7863504, 7863505, 7270011, 78888430,
7863311, 78887861, 78888076, FAX. 7270050

Nomor : 15/H2.F4.D6.KPA/PDP.01/2012
Lampiran :
Hal : Permohonan Data.

19 Maret 2012.

Yth. Bagian Umum
PT. PLN (Persero) P3B
Cinere 16514, Jakarta Selatan.

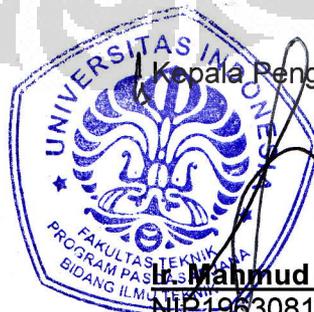
Sehubungan dengan pelaksanaan kurikulum di Program Pasca Sarjana (S2) Magister Manajemen Teknologi Fakultas Teknik Universitas Indonesia, bersama ini kami sampaikan bahwa :

Nama : Ashadi
NPM : 1006802793
Program Studi : Teknik Elektro
Bidang Kekhususan : Manajemen Energi

Bermaksud permohonan mendapatkan data untuk keperluan Thesis. Adapun data yang kami perlukan adalah data Biaya Pokok Penyediaan (BPP) Listrik PLN di berbagai wilayah seluruh Indonesia.

Berkenaan dengan hal diatas, dapat kiranya mahasiswa kami dapat diberikan izin untuk menjalankan kegiatannya.

Demikian, atas perhatian dan bantuannya kami ucapkan terima kasih.



Kepala Pengelola Administrasi,

Dr. Mahmud Sudibandriyo, M.Sc., Ph.D.
NIP 19630818198811001

Solarbuzz Retail Pricing

Date: 07 January 2012

	unit	####	####	####	####	Jul 11	####	####	####	####	####	####	####	####
Module	US \$/Wp (≥ 125 W)	3,19	3,12	3,11	3,10	3,02	2,84	2,65	2,6	2,49	2,43	2,42	2,3	2,29
	Euro €/Wp (≥ 125 W)	2,8	2,73	2,69	2,66	2,54	2,51	2,43	2,37	2,33	2,33	2,31	2,28	2,17
Inverter	US \$/Continuous Watt	0,715	0,715	0,715	0,715	0,715	0,714	0,714	0,714	0,714	7,130	7,120	7,110	7,110
	Euro €/Continuous Watt	0,515	0,508	0,479	0,500	0,500	0,500	0,500	0,528	0,528	0,534	0,548	0,540	0,526
Battery	US \$/Output Watt Hour	0,212	0,212	0,213	0,213	0,213	0,213	0,213	0,213	0,213	0,213	0,213	0,213	0,213
	Euro €/Output Watt Hour	0,153	0,151	0,143	0,149	0,149	0,149	0,149	0,158	0,158	0,160	0,164	0,162	0,158
Charge Controlle	US \$/Amp	5,93	5,93	5,93	5,89	5,93	5,93	5,93	5,93	5,93	5,93	5,93	5,93	5,93
	Euro €/Amp	4,27	4,21	3,97	4,12	4,15	4,15	4,15	4,39	4,39	4,45	4,57	4,51	4,39
Solar Systems	Residential c/kWh	30,53	30,42	30,34	30,31	30,08	29,84	29,53	29,38	29,25	29,2	29,14	29,00	28,91
	Commercial c/kWh	20,87	20,74	20,71	20,67	20,47	20,25	19,97	19,85	19,72	19,68	19,63	19,51	19,42
	* Industrial c/kWh	16,27	16,20	16,14	16,11	15,95	15,79	15,56	15,47	15,37	15,34	15,31	15,21	15,15

These prices reflect the lowest price quoted on each company's website for the particular component and do not include sales tax.

Solarbuzz collects pricing information from companies worldwide. The current surveys include companies located in the US, Germany, UK, South Africa, Australia, Brazil, Bulgaria, France, Greece, Korea, Switzerland, Canada, and Japan.

Exchange rate conversions were made on the survey date.

This information may not represent actual pricing since actual pricing may be decided by discounts on multiple unit purchases and price matching of competitors. Additional pricing detail, including factory gate pricing, manufacturing costs and manufacturer margins can be found in these Solarbuzz reports:

[Solarbuzz Quarterly Marketbuzz](#)

* **Solar Systems** are indexes of grid-connected solar-system cost in price per kilowatt hour (after financing). These indexes are based on the Solarbuzz solar module retail price survey and draw exclusively on module prices in the high power band exclusively (> 125 Watts). They include full system

The **Residential Index** is based upon a standard 2 kilowatt peak system, retrofit roof-mounted solar system with a battery back-up.

The **Commercial Index** is based on a 50 kilowatt ground-mounted solar system. It provides distributed energy and excludes any back-up power.

The **Industrial Index** is based on a 500 kilowatt flat roof-mounted solar system, suitable on large buildings, without back-up power.

Prices are illustrative only and indicative of global rather than specific country, grid-connect markets. Prices for individual projects vary widely according to location and type of system. Indexes were rebased in October 2010.

Harga Solar PV Panel dari Berbagai Manufaktur

Solar Panel	Watt	Amps	Volts	Tolerance	Weight (lbs.)	Price	USD/Watt
Sanyo HIT-N220A01	220	5.17	42.7	+10/-0%	35.3	\$ 715	3,25
Kyocera KD140SX-UFBS	140	7.91	17.7	+/-5%	27.5	\$ 350	2,50
Sharp ND-240QCJ	240	8.19	29.3	+5/-0%	41.9	\$ 345	1,44
Astroenergy CHSM 6610M-230	230	7.93	29.03	-0/+3%	44	\$ 350	1,52
SolarWorld 220 poly	220	7.54	29.2	+/-3%	46.7	\$ 340	1,55
Suntech Solar Panel 200 Watts	200	7.95	26.4	+/-3%	37	\$ 274	1,37
Canadian Solar Panel 230 Watts	230	7.78	29.6	+/-5%	44.1	\$ 276	1,20
Evergreen Solar Panel 210 Watts	210	11.48	18.3	-/+5%	41	\$ 332	1,58
Suntech Solar Panel 210 Watts	210	7.95	26.40	+/-3%	40	\$ 357	1,70
Suntech Solar Panel 270 Watts	270	7.71	35	+/-3%	60	\$ 319	1,18
SV Solar Panel 195 Watts	195	7.20	27.1	n/a	41	\$ 195	1,00
Canadian Solar Panel 215 Watts	215	7.40	29.0	+/-5%	44.1	\$ 288	1,34
Scheuten Multisol 200W Polycrystalline Panel P6-54c-200	200	7.17	25.9	-/+5	44	\$ 297	1,49
BP 220W Polycrystalline Panel BP 3220T	220	7.90	29.1	-3/+5%	42.8	\$ 309	1,40
ecoSolargy Orion 235W Polycrystalline ECO235S156P-60	235	7.81	30.1	+/-3%	41.9	\$ 271	1,15

Harga Inverter dari Berbagai Manufaktur

Grid-tie system	Watt	Output voltage	Price / Watt	Price
IG-2000 Fronius Inverter	2000	240 V	0,773	\$ 1545
Enphase Energy 215 Watt Micro Inverter (MC4)	215	208-240 V	0,837	\$ 180
Solectria PVI 1800W	1800	240 V	0,932	\$ 1677
SMA Sunny Boy 2000HFUS 2000 Watt Grid Tie Inverter	2000	208-240 V	0,820	\$ 1640
SMA Sunny Boy SB 1200 Inverter with ESS Switch	1200	180-260 V	0,896	\$ 1075
Power Jack PSWGT-1200 Pure sine	1200	90-130 V	0,263	315
SMA Sunny Boy Grid Tie Inverter 3000 Watt SB3000US	3000	204 - 240 V	0,553	\$ 1660

