



**UNIVERSITAS INDONESIA**

**STRATEGI PENCAPAIAN PEMANFAATAN PEMBANGKIT  
LISTRIK TENAGA SURYA (PLTS) DI INDONESIA SAMPAI  
TAHUN 2025**

**TESIS**

**TRINALDY KONNERY**  
**09 06 57 82 26**

**FAKULTAS TEKNIK  
PROGRAM MAGISTER TEKNIK ELEKTRO  
SALEMBA  
JUNI 2011**



**UNIVERSITAS INDONESIA**

**STRATEGI PENCAPAIAN PEMANFAATAN PEMBANGKIT  
LISTRIK TENAGA SURYA (PLTS) DI INDONESIA SAMPAI  
TAHUN 2025**

**TESIS**

**Diajukan sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar Magister Teknik**

**TRINALDY KONNERY**  
**09 06 57 82 26**

**FAKULTAS TEKNIK  
PROGRAM MAGISTER TEKNIK ELEKTRO  
KEKHUSUSAN TENAGA LISTRIK DAN ENERGI  
SALEMBA  
JUNI 2011**

## HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

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

**Nama : Trinaldy Konnery**

**NPM : 0906578226**

**Tanda tangan : **

**Tanggal : Juni 2011**

## HALAMAN PENGESAHAN

Tesis ini diajukan oleh

Nama : Trinaldy Konnery  
NPM : 0906578226  
Program Studi : Teknik Tenaga Listrik dan Energi  
Judul Tesis : STRATEGI PENCAPAIAN PEMBANGKIT  
TENAGA LISTRIK SURYA (PLTS) DI  
INDONESIA SAMPAI TAHUN 2025

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

### DEWAN PENGUJI

Pembimbing : Prof. DR.Ir. Iwa Garniwa M K, MT

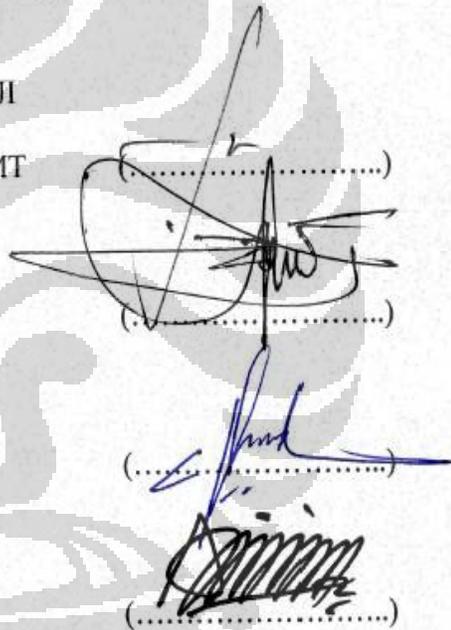
Penguji : DR. Ir. Ridwan Gunawan, MT

Penguji : Ir. I Made Ardita Y, MT

Penguji : Aji Nur Widyanto, ST, MT

Ditetapkan di : Jakarta

Tanggal : Juni 2011



(.....)

(.....)

(.....)

(.....)

## KATA PENGANTAR

Puji syukur saya panjatkan kepada Tuhan Yang Maha Esa, karena atas berkat dan rahmat-Nya, saya dapat menyelesaikan seminar ini. Penelitian tesis ini dilakukan dalam rangka memenuhi salah satu syarat untuk mencapai gelar Magister Teknik Jurusan Teknik Tenaga Listrik dan Energi pada Fakultas Teknik Universitas Indonesia.

Saya menyadari bahwa, tanpa bantuan dan bimbingan dari berbagai pihak, dari masa perkuliahan sampai pada penyusunan tesis ini, sangatlah sulit bagi saya untuk menyelesaikan tesis ini. Oleh karena itu, saya mengucapkan terima kasih kepada:

- (1) Prof. Dr. Ir. Iwa Garniwa M K, MT selaku dosen pembimbing yang telah menyediakan waktu, tenaga, dan pikiran untuk mengarahkan saya dalam penyusunan tesis ini;
- (2) Orang tua dan keluarga saya yang telah memberikan bantuan dukungan material dan moral;
- (3) Seluruh rekan di Teknik Tenaga Listrik dan Energi Universitas Indonesia;
- (4) Seluruh rekan kerja di Direktorat Jenderal Ketenagalistrikan, Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral;
- (5) Semua pihak yang telah membantu yang tidak dapat disebutkan satu persatu.

Jakarta, Juni 2011

Penulis

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

---

Sebagai sivitas akademik Universitas Indonesia, saya yang bertanda tangan di bawah ini:

Nama : Trinaldy Konnery  
NPM : 0906578226  
Program Studi : Teknik Tenaga Listrik dan Energi  
Departemen : Teknik Elektro  
Fakultas : Teknik  
Jenis Karya : Tesis

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

**STRATEGI PENCAPAIAN PEMANFAATAN PEMBANGKIT LISTRIK  
TENAGA SURYA (PLTS) DI INDONESIA SAMPAI TAHUN 2025**

berserta perangkat yang ada (jika diperlukan). Dengan Hak Bebas Royalti Noneksklusif ini Universitas Indonesia berhak menyimpan, mengalihmedia/formatkan, mengelola dalam bentuk pangkalan data (database), merawat, dan memublikasikan tugas akhir saya selama tetap mencantumkan nama saya sebagai penulis/pencipta dan sebagai pemilik Hak Cipta.

Demikian pernyataan ini saya buat dengan sebenarnya.

Dibuat di : Jakarta

Pada tanggal : Juni 2011

Yang menyatakan



( Trinaldy Konnery )

## ABSTRAK

Nama : Trinaldy Konnery  
Program Studi : Teknik Tenaga Listrik dan Energi  
Judul : STRATEGI PENCAPAIAN PEMANFAATAN  
PEMBANGKIT LISTRIK TENAGA SURYA (PLTS) DI  
INDONESIA SAMPAI TAHUN 2025

Saat ini rasio elektrifikasi Indonesia baru mencapai 67,15% yang berarti sekitar 33% lagi penduduk Indonesia belum menikmati listrik. Salah satu faktor kendalanya adalah topografi Indonesia dan sebaran penduduk yang sulit dijangkau jaringan tenaga listrik. Mengingat Indonesia merupakan wilayah tropis yang hampir seluruh pelosok Indonesia mendapat sinar surya, maka salah satu solusi untuk meningkatkan rasio elektrifikasi dapat menggunakan energi surya (Pembangkit Listrik Tenaga Surya – PLTS). Saat ini teknologi PLTS sudah semakin membaik dan berkembang. Dengan memperhatikan target roadmap perkembangan PLTS di dunia dan proyeksi pemanfaatan PLTS hingga tahun 2025 pada Rancangan Kebijakan Energi Nasional (KEN) 2010-2050, penelitian ini akan merumuskan strategi-strategi dalam upaya peningkatan rasio elektrifikasi dan pencapaian kapasitas pemanfaatan PLTS sesuai dengan yang diprakirakan tersebut.

Kata kunci: PLTS, Rancangan KEN, Perumusan Strategi

## ABSTRACT

Name : Trinaldy Konnery  
Study Program : Electric Power & Energy  
Title : *ACHIEVEMENT STRATEGY USE PHOTOVOLTAIC POWER  
SYSTEM IN INDONESIA UP TO THE YEAR 2025*

*Currently Indonesia electrification ratio has just reached 67,15%, it means about 33% of Indonesia's population has not enjoyed more power. One of the problems is the topographic factor of Indonesia and hard to reach population by distribution grid. Given Indonesia is a tropical region that almost all corners of Indonesia got the sun, then one solution to increase the electrification ratio to use solar energy (Photovoltaic Power System-PPS). Currently, solar technology is getting better and growing. By considering the development roadmap targets PPS in the world and the utilization of solar projection until 2025 on Draft National Energy Policy (KEN) 2010 to 2050, this study will formulate strategies in order to increase the electrification ratio and the achievement of capacity utilization in accordance with the forecasted PLTS*

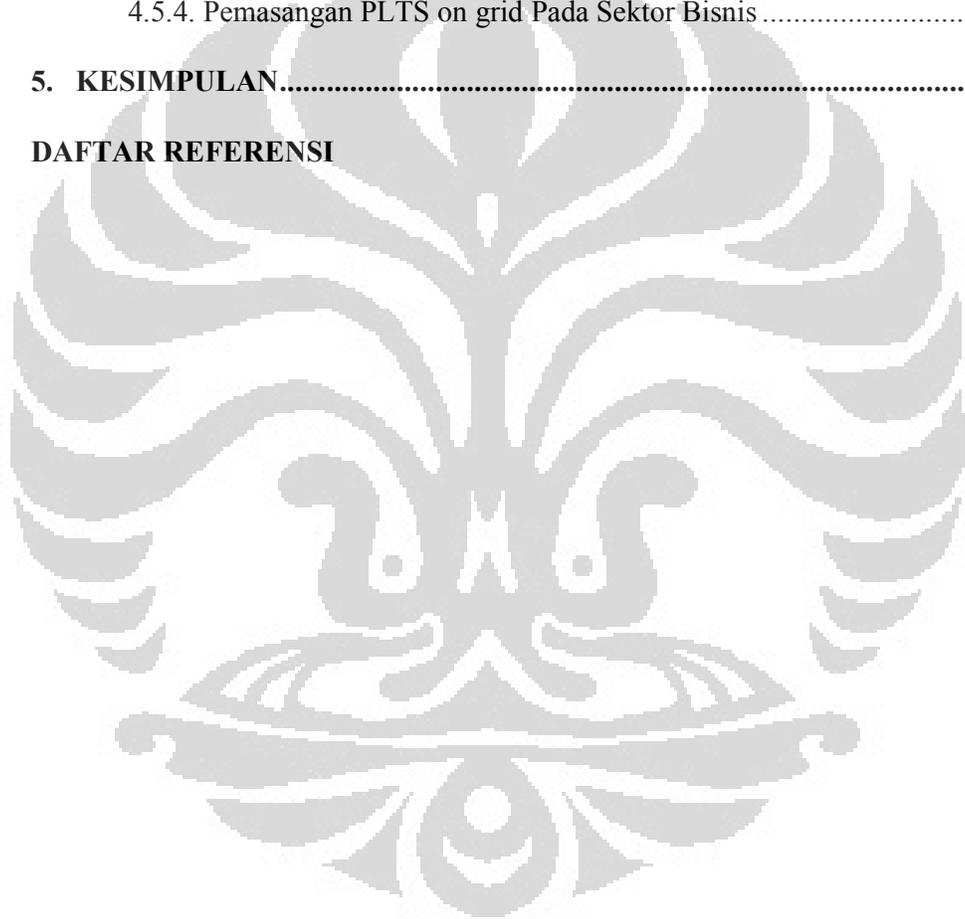
*Key words: Photovoltaic Power System, Draft National Energy Policy , Strategy Formulation*

## DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL.....	i
HALAMAN SAMPUL.....	i
HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS.....	ii
LEMBAR PENGESAHAN.....	iii
HALAMAN PENGESAHAN.....	iv
KATA PENGANTAR.....	v
HALAMAN PERSETUJUAN PUBLIKASI TUGAS AKHIR.....	vi
ABSTRAK.....	vii
DAFTAR ISI.....	viii
DAFTAR GAMBAR.....	x
DAFTAR TABEL.....	xi
<b>1. PENDAHULUAN.....</b>	<b>1</b>
1.1. Latar Belakang.....	1
1.2. Motivasi Penelitian.....	2
1.3. Tujuan Penelitian.....	2
1.4. Manfaat penelitian.....	2
1.5. Batasan Masalah.....	2
1.6. Sistematika Penelitian.....	3
<b>2. TINJAUAN PUSTAKA.....</b>	<b>4</b>
2.1. Pembangkit Listrik Tenaga Surya.....	4
2.1.1. Komponen PLTS.....	5
2.1.2. Jenis Aplikasi Pemanfaatan PLTS.....	8
2.1.3. Roadmap PLTS Menurut IEA.....	10
2.1.3.1. Target Penurunan Harga PLTS.....	13
2.1.3.2. Perkembangan Teknologi PLTS.....	14
2.2. Rancangan Kebijakan Energi Nasional 2010-2050.....	16
2.2.1. Asumsi dan Indikator Rancangan KEN.....	17
2.2.2. Proyeksi Bauran Energi Primer Rancangan KEN.....	18
2.3. Manajemen Strategi.....	19
2.3.1. Penilaian Eksternal.....	20
2.3.2. Penilaian Internal.....	21
2.3.3. Matriks Evaluasi Faktor Eksternal dan Internal.....	22
2.3.4. Analisis dan Pilihan Strategi.....	22
2.4. Analisis Kelayakan Ekonomi.....	24
<b>3. TINJAUAN KONDISI KETENAGALISTRIKAN INDONESIA DAN KEMAMPUAN EKONOMI MASYARAKAT.....</b>	<b>26</b>
3.1. Rencana Umum Lketenagalistrikan Nasional (RUKN) dan Rencana Umum Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL).....	26
3.1.1. Pertumbuhan Permintaan Listrik.....	26
3.1.2. Kebutuhan Dana Investasi Penyediaan Tenaga Listrik.....	26
3.2. Rasio Elektrifikasi dan Rasio Desa Berlistrik.....	27
3.3. Realisasi Penjualan tenaga Listrik Per Jenis Pelanggan.....	30
3.4. Upah Minimum Propinsi Per Bulan.....	31

3.5. Pengelompokan Masyarakat Dilihat dari Kemampuan Beli Energi Listrik.....	31
<b>4. PEMBAHASAN DAN ANALISIS.....</b>	<b>34</b>
4.1. Penetapan Target Pemasangan PLTS .....	34
4.2. Pengaruh Target Penurunan Harga Terhadap Pemasangan PLTS .....	34
4.3. Pendistribusian Pemasangan PLTS .....	36
4.4. Besar Kapasitas PLTS yang Harus Dipasang Per Pelanggan Per Sektor .....	37
4.5. Perumusan Strategi Untuk Pencapaian Target Pemasangan PLTS .....	40
4.5.1. Identifikasi Pemanfaatan PLTS Berdasarkan SWOT .....	40
4.5.2. Subsidi Terarah Terhadap PLTS .....	43
4.5.3. Partisipasi Swasta Dalam Pemanfaatan PLTS .....	45
4.5.4. Pemasangan PLTS on grid Pada Sektor Bisnis .....	46
<b>5. KESIMPULAN.....</b>	<b>51</b>

**DAFTAR REFERENSI**



## DAFTAR GAMBAR

- Gambar II.1. Total Sumber Energi  
Gambar II.2. Diagram PLTS untuk Penerangan Listrik Rumah  
Gambar II.3. Thin film dan Crystalline silicon Panel  
Gambar II.4. Jenis *deep-cycle battery* untuk PLTS  
Gambar II.5. Regulator/controller  
Gambar II.6. Inverter  
Gambar II.7. Jenis beban PLTS  
Gambar II.8. Sistem *Off-grid domestic*  
Gambar II.9. Sistem *Off-grid non domestic*  
Gambar II.10. Sistem *Grid-connected distributed*  
Gambar II.11. Sistem *Grid-connected centralized*  
Gambar II.12. *Cost* dan *performance* dari berbagai teknologi PV  
Gambar II.13. Proyeksi perkembangan PLTS pada sektor *end-user*  
Gambar II.14. Prospek dan status teknologi PLTS  
Gambar II.15. Target Bauran Energi Nasional Rancangan KEN 2010-2050  
Gambar II.16. Diagram matriks SWOT  
Gambar III.1. Grafik Pertumbuhan RE dan RD  
Gambar IV.1. Grafik penurunan harga PLTS versi IEA  
Gambar IV.2. Grafik perbandingan jumlah unit antara harga normal dan harga target IEA  
Gambar IV.3. Peta Prioritas Pendistribusian Pemasangan PLTS dan Jumlah Pelanggan Belum Berlistrik  
Gambar IV.4. Peta Langkah Strategi dalam Upaya Pemanfaatan PLTS Secara Maksimal  
Gambar IV.5. Biaya Pokok Penyediaan Tenaga Listrik  
Gambar IV.6. Penerima Subsidi Listrik Terbesar tahun 2009  
Gambar IV.7. Pemasangan PLTS secara *on grid* pada gedung *commercial*

## DAFTAR TABEL

- Tabel II.1. Energi yang diproduksi PLTS (TWh)  
Tabel II.2. Kapasitas terpasang kumulatif PLTS (GW)  
Tabel II.3. Target pasar PLTS per tahun (GW)  
Tabel II.4. Target biaya untuk sektor *residential*  
Tabel II.5. Target biaya untuk sektor *Commercial*  
Tabel II.6. Target biaya untuk sektor *Utiliy*  
Tabel II.7. Target teknologi dan *key R&D issues* untuk crystalline silicon  
Tabel II.8. Target teknologi dan *key R&D issues* untuk thin film  
Tabel II.9. Prospek dan *key R&D issues* untuk teknologi *concentrating PV*,  
*emerging* dan *novel*  
Tabel II.10. Proyeksi Bauran Energi Primer Rancangan KEN 2010-2050 (MTOE)  
Tabel II.11. Proyeksi Bauran Energi Primer Rancangan KEN 2010-2050 (%)  
Tabel III.1. Kebutuhan Dana Investasi Sarana Penyediaan Tenaga Listrik Tahun  
2011 s.d. 2015  
Tabel III.2. Rasio Elektrifikasi dan Rasio Desa Berlistrik Tahun 2010  
Tabel III.3. Energi Terjual per Kelompok Pelanggan (GWh) Tahun 2009  
Tabel IV.1. Target Penurunan Harga PLTS Oleh IEA  
Tabel IV.2. Jumlah unit PLTS dengan harga sesuai target IEA  
Tabel IV.3. Peta Prioritas Pendistribusian Pemasangan PLTS dan Jumlah  
Pelanggan Belum Berlistrik  
Tabel IV.4. Target kapasitas pemasangan PLTS per sektor  
Tabel IV.5. Perkembangan subsidi listrik dan kebijakan  
Tabel IV.6. Jumlah dan total kapasitas terpasang PLTS dengan pengalihan dana  
subsidi dan investasi sarana penyediaan tenaga listrik  
Tabel IV.7. Perhitungan pengalihan subsidi TDL yang diterima sektor industri dan  
bisnis  
Tabel IV.8. Rencana Biaya PLTS *On Grid* 70kW

# BAB I

## PENDAHULUAN

### 1.1 Latar Belakang

Sesuai Statistik Ketenagalistrikan dan Energi tahun 2009, rasio elektrifikasi Indonesia baru sebesar 66,28% dengan jumlah pelanggan tahun 2009 mencapai 40.117.685 pelanggan. Dibandingkan dengan tahun 2008 naik sebesar 1.273.599 pelanggan atau 3,27%. Dari jumlah pelanggan seluruhnya, kelompok rumah tangga merupakan jumlah pelanggan terbesar yaitu 37.099.830 pelanggan atau 92,4 %. Dengan perkataan lain, sekitar 34% penduduk Indonesia yang didominasi oleh pelanggan rumah tangga belum menikmati listrik.

Masih rendahnya rasio elektrifikasi ini disebabkan selain kurangnya kapasitas pasokan tenaga listrik juga karena sulitnya untuk melistriki penduduk yang tinggal pada *remote area* dan yang jauh /*ter-isolated* dari jaringan tenaga listrik. Dibutuhkan investasi yang cukup besar untuk mengadakan jaringan transmisi dan distribusi untuk melistriki *remote area*, sehingga ini dipandang tidak ekonomis dengan cara penarikan jaringan yang cukup panjang dengan beban yang kecil.

Indonesia yang terletak di wilayah tropis memiliki karunia sinar surya/matahari. Hampir di setiap pelosok Indonesia, surya menyinari sepanjang pagi sampai sore dimana potensi surya yang melimpah dengan radiasi harian rata-rata 4.8kWh/m<sup>2</sup>. Namun sebagai negara kepulauan yang terletak di wilayah tropis, justru Indonesia tidak memanfaatkan secara optimal sumber energi surya untuk meningkatkan rasio elektrifikasi dan rasio desa berlistrik. Padahal bila ditinjau dari sisi ketersediannya, PLTS ini merupakan yang sangat praktis dibandingkan sumber energi lainnya. Sehingga pemanfaatan energi surya ini juga dapat mempercepat rasio elektrifikasi khususnya pada wilayah yang susah dijangkau jaringan tenaga listrik. Disamping itu kecenderungan semakin seringnya penggunaan *distributed generation* memberikan pengaruh yang positif terhadap pemanfaatan PLTS ini secara lebih luas.

Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral melalui Direktorat Jenderal Energi Baru Terbarukan dan Konservasi Energi juga telah mencanangkan pemanfaatan energi baru terbarukan sebesar 25% pada tahun 2025. Diharapkan dengan pemanfaatan PLTS ini baik secara *on grid* maupun *off grid*, dapat memberikan kontribusi sebesar 1,1% dari total bauran energi di tahun 2025. Serta pada tahun 2025 sesuai Draft Rencana Umum Ketenagalistrikan nasional 2010-2009 yang dikeluarkan Direktorat Jenderal Ketenagalistrikan diharapkan rasio elektrifikasi sudah mencapai 98,07%.

## **1.2 Motivasi Penelitian**

Dengan adanya perkembangan kondisi faktor eksternal dan internal terkait dengan pemanfaatan PLTS, kajian ini dilakukan untuk mengidentifikasi instrumen kebijakan yang berhubungan dengan pemanfaatan PLTS di Indonesia, selanjutnya melakukan perumusan strategi agar pemanfaatan PLTS dapat dicapai dalam bauran energi yang ditargetkan dalam Rancangan KEN 2010-2050.

## **1.3 Tujuan Penelitian**

Tujuan yang ingin dicapai dalam penulisan tesis ini adalah

1. Melakukan pemetaan rasio elektrifikasi per propinsi dan pengelompokan pemakaian energi per jenis pelanggan untuk mendapatkan gambaran pemilihan strategi agar pemanfaatan PLTS dapat mencapai 4 MTOE
2. Melakukan perumusan strategi untuk mencapai target pemanfaatan PLTS.

## **1.4 Manfaat Penelitian**

Dengan adanya kajian ini diharapkan penelitian ini menghasilkan kajian strategi-strategi yang dapat dijadikan sebagai salah satu bahan masukan perumusan strategi bagi pemegang kebijakan dalam upaya meningkatkan rasio elektrifikasi dengan pemanfaatan PLTS.

### 1.5 Batasan Masalah

Ruang lingkup atau batasan dari penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Energi surya yang digunakan adalah cahaya/sinar matahari (*Photovoltaic*) tidak termasuk energi panas (*thermal*) yang diemisikan oleh sinar matahari.
2. Proyeksi penggunaan PLTS ini dilakukan dengan menggunakan Rancangan Kebijakan Energi Nasional 2010-2050, dengan pemanfaatan PLTS sebesar 1,1% atau sekitar 4 MTOE sampai tahun 2025.
3. Hasil analisis SWOT digunakan hanya untuk mengidentifikasi jenis langkah-langkah strategi, tidak melakukan pembobotan/rating

### 1.6 Sistematika Penelitian

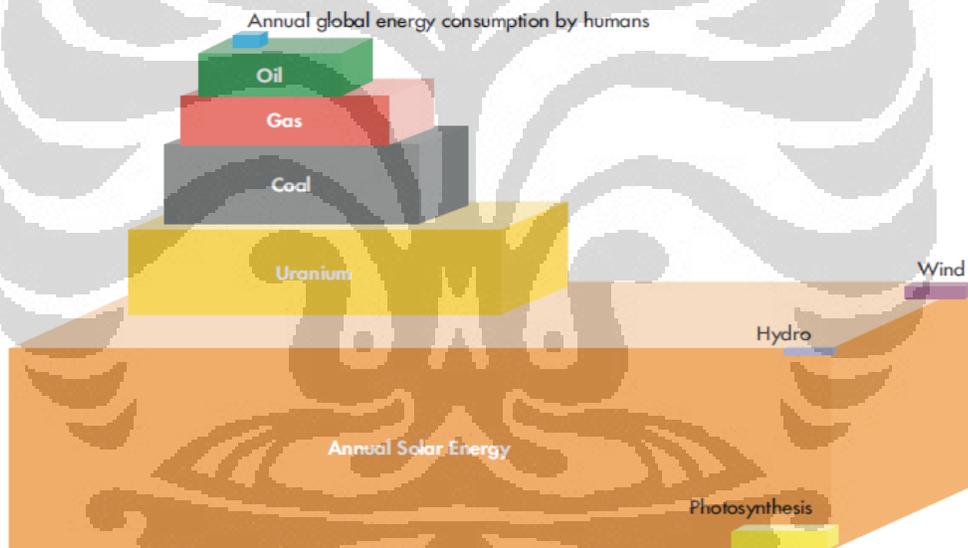
Pada bab satu, membahas tentang latar belakang, motivasi penelitian, tujuan penelitian, batasan masalah, manfaat penelitian, batasan masalah dan sistematika penelitian; bab dua, membahas tentang tinjauan pustaka yang meliputi PLTS, Rancangan KEN 2010-2050; manajemen strategi dan analisis kelayakan ekonomi; bab tiga, membahas tentang tinjauan kondisi ketenagalistrikan Indonesia dan kemampuan ekonomi masyarakat, yang meliputi RUKN dan RUPTL, rasio elektrifikasi dan rasio desa berlistrik, realisasi penjualan tenaga listrik per jenis pelanggan, upah minimum propinsi per bulan dan pengelompokan masyarakat dilihat dari kemampuan beli energi; bab empat merupakan bagian pembahasan dan analisis yang meliputi penetapan target pemasangan PLTS, pengaruh target penurunan harga terhadap pemasangan PLTS, pendistribusian pemasangan PLTS, besar kapasitas PLTS yang harus dipasang per pelanggan per sektor, serta perumusan strategi untuk pencapaian target pemasangan PLTS; bab lima tentang kesimpulan.

## BAB II

### TINJAUAN PUSTAKA

#### 2.1 PEMBANGKIT LISTRIK TENAGA SURYA

Energi matahari adalah sumber energi yang paling berlimpah di bumi (Gambar II.1.). Energi matahari yang sampai pada permukaan bumi dalam satu jam adalah setara dengan jumlah energi yang dikonsumsi oleh semua aktivitas manusia dalam setahun. Rendahnya *energy density* dan *intermittency*-nya membuat energi matahari ini cukup mahal untuk dieksploitasi secara skala besar. Energi matahari saat ini menyediakan kurang dari 1% dari total energi dunia<sup>[8]</sup>



(Sumber : Energy Technology Perspectives, International Energy Agency, 2008 )

Gambar.II.1. Total Sumber Energi

Konsep dari Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) yaitu mengubah cahaya matahari menjadi energi listrik. Cahaya matahari merupakan salah satu bentuk energi dari sumber daya alam. Sumber daya alam matahari ini sudah banyak digunakan untuk memasok daya listrik di satelit komunikasi melalui sel surya. Sel surya ini dapat menghasilkan energi listrik dalam jumlah yang tidak terbatas

langsung diambil dari matahari, tanpa ada bagian yang berputar dan tidak memerlukan bahan bakar. Sehingga sistem sel surya sering dikatakan bersih dan ramah lingkungan.

Sistem Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) akan lebih diminati karena dapat digunakan untuk keperluan apa saja dan di mana saja baik pada bangunan besar, pabrik, perumahan, dan lainnya. Selain persediaannya tanpa batas, tenaga surya nyaris tanpa dampak buruk terhadap lingkungan dibandingkan bahan bakar lainnya. Di negara-negara industri maju seperti Jepang, Amerika Serikat, dan beberapa negara di Eropa dengan bantuan subsidi dari pemerintah telah diluncurkan program-program untuk memasyarakatkan listrik tenaga surya ini. Tidak itu saja di negara-negara sedang berkembang seperti India, Mongol promosi pemakaian sumber energi yang dapat diperbaharui ini terus dilakukan.

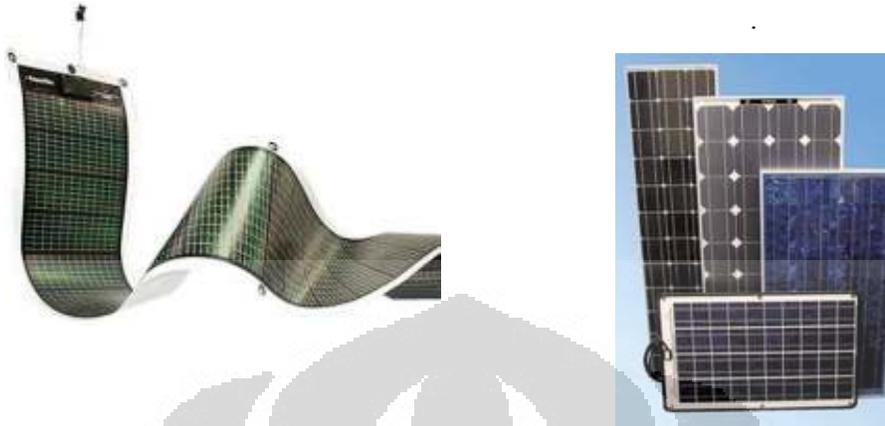
### 2.1.1. Komponen PLTS



Gambar. II.2. Diagram PLTS untuk Penerangan Listrik Rumah

Adapun komponen Pembangkit Listrik Tenaga Surya adalah :

- 1). Panel Surya/Modul, berfungsi untuk menjaring sinar matahari dan mengalirkannya ke Battery / Accumulator (aki).



Gambar II.3 Thin film dan Crystalline silicon Panel

2). *Battery / Accumulator* (aki), berfungsi untuk menyimpan arus listrik yang dihasilkan oleh panel surya sebelum dimanfaatkan untuk menggerakkan beban. Secara garis besar, *battery* dibedakan berdasarkan aplikasi dan konstruksinya. Berdasarkan aplikasi maka *battery* dibedakan untuk *automotif*, *marine* dan *deep cycle*. *Deep cycle* meliputi *battery* yang biasa digunakan untuk PV (*Photo Voltaic*) dan *back up power*. Sedangkan secara konstruksi maka *battery* dibedakan menjadi type basah, gel dan AGM (*Absorbed Glass Mat*). *Battery* jenis AGM biasanya juga dikenal dgn VRLA (*Valve Regulated Lead Acid*).



Gambar II.4. Jenis *deep-cycle battery* untuk PLTS

3). Controller/Regulator yang berfungsi sebagai pengatur lalu lintas listrik dari panel ke beban.



Gambar II.5. Regulator/controller

4). Inverter yang berfungsi untuk mengubah arus DC menjadi AC.



Gambar II.6. Inverter

5). Beban / Load berupa lampu penerangan atau peralatan listrik yang lain, seperti TV.



Gambar II.7 Jenis beban PLTS

Komponen utama sistem surya fotovoltaik adalah modul yang merupakan unit rakitan beberapa sel surya fotovoltaik. Untuk membuat modul fotovoltaik secara pabrikan bisa menggunakan teknologi kristal dan thin film. Modul

fotovoltaik kristal dapat dibuat dengan teknologi yang relatif sederhana, sedangkan untuk membuat sel fotovoltaik diperlukan teknologi tinggi.

Saat ini Westinghouse Solar Inc, sebuah desainer dan manufaktur *solar power system*, telah meluncurkan *integrated AC solar panel* dengan kapasitas 235 watt. Dimana *integrated AC solar panel* ini telah mengurangi sejumlah bagian instalasi panel pada atap rumah hingga mencapai 80% dan mengurangi tenaga kerja hingga 50%

### 2.1.2. Jenis aplikasi pemanfaatan PLTS

Terdapat empat aplikasi utama dalam pemanfaatan PLTS yaitu <sup>[9]</sup> :

#### 1. *Off-grid domestic*

Sistem PLTS *Off-grid domestic* menyediakan listrik untuk rumah tangga dan desa-desa yang tidak terhubung jaringan listrik. Biasanya PLTS disini berfungsi untuk menyediakan listrik untuk penerangan atau beban yang berdaya rendah lainnya. Sistem *Of- grid domestic* ini telah digunakan hampir di seluruh dunia dan merupakan teknologi yang tepat untuk memenuhi tenaga listrik bagi masyarakat yang jauh dari jaringan listrik. Kecenderungan pemanfaatan sistem *Off-grid domestic* secara komunal saat ini juga sering dijumpai dengan kapasitas terpasang minimal 1 kW dan dapat disalurkan ke beban dengan jarak sekitar 1 sampai 2 km sehingga dapat membentuk mini grid di suatu perdesaan.



Gambar. II.8 Sistem *Off-grid domestic*

#### 2. *Off-grid non domestic*

Sistem PLTS *Off-grid non domestic* merupakan aplikasi pertama PLTS secara komersial. Dimana pemanfaatan PLTS sistem ini dipergunakan secara luas untuk berbagai macam aplikasi seperti untuk telekomunikasi, pompa air, bantuan

navigasi. Pemanfaatan PLTS dengan sistem ini menjadikan tenaga listrik yang berkapasitas kecil mempunyai nilai yang tinggi, sehingga secara komersial membuat biaya PLTS ini bersaing dengan sumber pembangkit kecil lainnya.



Gambar II.9 Sistem *Off-grid non domestic*

### 3. *Grid-connected distributed*

Sistem PLTS *Grid-connected distributed* biasanya digunakan untuk menyediakan tenaga listrik ke *grid-connected customer* atau secara langsung terhubung ke jaringan listrik. Yang menjadi ciri utama dari sistem ini adalah dihubungkannya ac load ke jaringan distribusi listrik yang dimiliki oleh perusahaan listrik. Jadi apabila listrik yang dihasilkan oleh solar panel cukup banyak, melebihi yang dibutuhkan oleh ac load, maka listrik tersebut dapat dialirkan ke jaringan distribusi yang ada. Sebaliknya apabila listrik yang dihasilkan solar panel sedikit kurang dari kebutuhan ac load- maka kekurangan itu dapat diambil dari listrik yang dihasilkan perusahaan listrik. Hal ini di banyak negara-negara industri maju secara peraturan telah memungkinkan



Gambar. II 10. Sistem *Grid-connected distributed*

Untuk mendorong pemanfaatan PLTS dengan sistem *Grid-connected distributed* ini di beberapa Negara sudah menerapkan *Net Metering* ataupun *feed-in tariff*. (*Feed-in tariff* adalah kebijakan yang menetapkan harga pasti bagi produsen untuk menjual energi terbarukan ke *grid*. Kebijakan menetapkan tarif tetap didasarkan pada persentase terhadap harga pokok produksi listrik yang memasok jaringan penyedia tenaga listrik (PLN) setempat.

#### 4. *Grid-connected centralized*

Sistem PLTS *Grid-connected* terpusat merupakan suatu pembangkit listrik yang terpusat. Daya yang dihasilkan pembangkit ini tidak tersambung langsung ke pelanggan, melainkan ke suatu sistem jaringan tenaga listrik. Biasanya sistem PLTS ini memiliki kapasitas terpasang yang cukup besar.



Gambar. II. 11 Sistem *Grid-connected centralized*

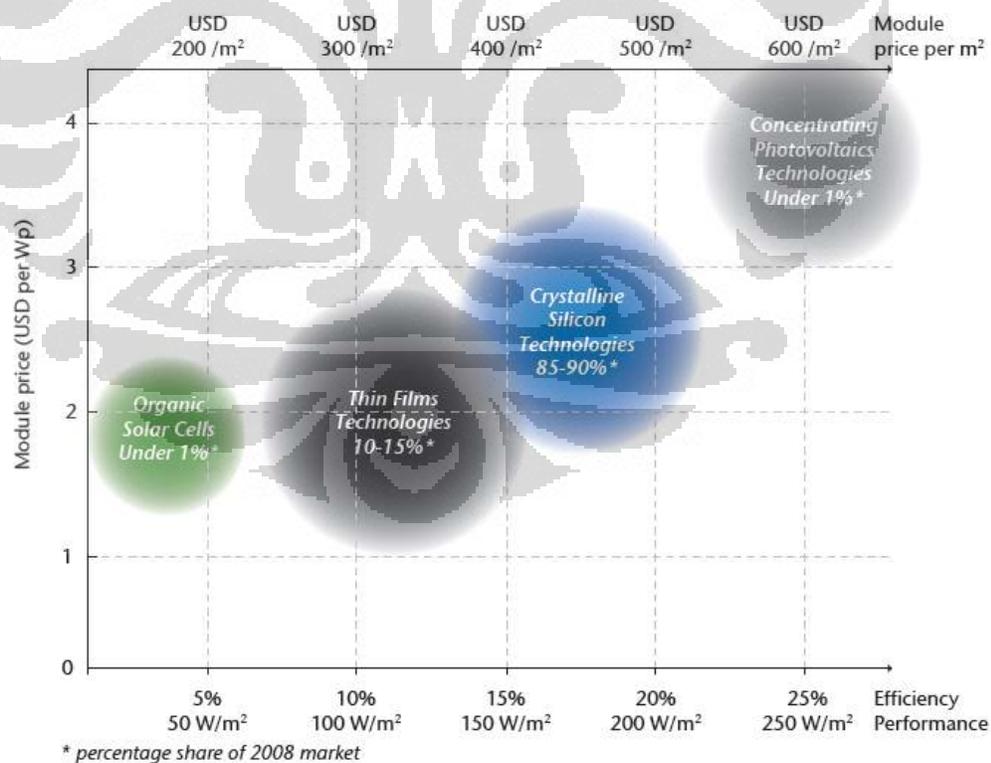
#### 2.1.3. Roadmap PLTS menurut International Energy Agency (IEA) <sup>[7]</sup>

Dengan adanya kemajuan *Research and Development* dan industrialisasi photovoltaic (PV), maka saat ini tersedia berbagai PV dengan kategori modul yang berbasis crystalline silicon (C-Si) dan thin film dengan berbagai macam teknologi yaitu *concentrating PV* (CPV), *emerging/organic* teknologi serta *novel* teknologi. Adapun gambaran dari modul dan teknologi PV saat ini yaitu :

- *Crystalline silicon* (C-Si) module saat ini setiap tahunnya mencapai sekitar 85-90% di pasar global. C-Si module dibagi menjadi dua kategori utama yaitu: *i*) single crystalline (sc-Si) and *ii*) multi-crystalline (mc-Si).

- *Thin films* saat ini mencapai sekitar 10% - 15% dari penjualan modul PV secara global. *Thin film* ini dibagi menjadi tiga golongan utama yaitu *i*) amorphous (a-Si) dan micromorph silicon (a-Si/ $\mu$ c-Si), *ii*) Cadmium-Telluride (CdTe), dan *iii*) Copper-Indium-Diselenide (CIS) dan Copper-Indium-Gallium-Diselenide (CIGS).
- Teknologi *Emerging* mencakup *advanced thin films* dan *organic cells*.
- Teknologi *Concentrator* (CPV) menggunakan sistem konsentrator optic yang memfokuskan radiasi matahari ke sebuah sel kecil yang berefisiensi tinggi.
- *Novel PV* bertujuan untuk mendapatkan efisiensi sel surya ultra tinggi melalui *advanced material* serta konsep konversi dan proses yang baru. Novel PV saat ini masih merupakan subjek penelitian dasar

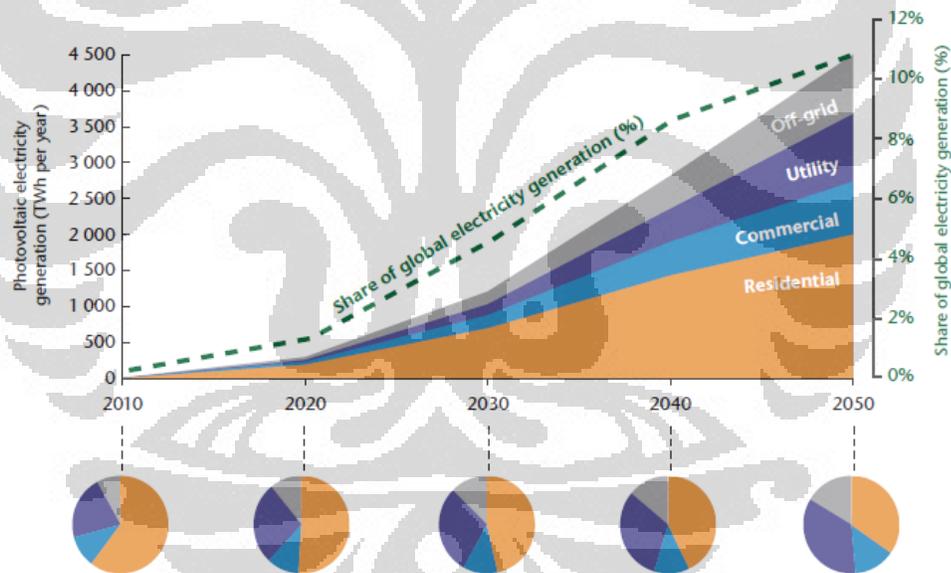
Variasi PV tersedia cukup banyak di pasar, dari berbagai teknologi mulai yang berbiaya murah dan berefisiensi rendah hingga berbiaya mahal dan berefisiensi tinggi. Berikut ini gambaran *cost* dan *performance* dari berbagai teknologi PV



Gambar II.12. *Cost* dan *performance* dari berbagai teknologi PV [7]

Photovoltaic akan memainkan peran penting dalam bauran energi dunia tahun 2050 untuk membantu pencapaian target perubahan iklim dunia pada biaya terendah. Menurut Bluemap skenario digambarkan dalam *Energy Technology Perspective 2008 (ETP) IEA*, tenaga surya diharapkan dapat menyediakan 11% produksi listrik global setiap tahun, yang terdiri dari 6% dari PV dan 7% dari *concentrated solar power*.

Ada empat segmen pasar photovoltaic yaitu *residential* (rumah tinggal), komersial, *utility-scale* dan *off grid*. Diharapkan ke depan akan ada perubahan komposisi dimana *residential PV system* berkurang dari 60% hari ini menjadi kurang dari 40% pada tahun 2050. Gambar II.13 menunjukkan proyeksi perkembangan PLTS pada beberapa sektor di seluruh dunia, dimana akan ada kecenderungan pergantian dari *residential ke larger-scale PV* di masa yang akan datang.



Gambar. II.13. Proyeksi perkembangan PLTS pada sektor *end-user*

Tabel berikut di bawah ini menginformasikan perkembangan target PLTS secara global, mulai dari energi yang dihasilkan, kapasitas terpasang secara kumulatif

Tabel II.1. Energi yang diproduksi PLTS (TWh)

Photovoltaic electricity generation in TWh ***	2010	2020	2030	2040	2050
Residential	23	153	581	1 244	1 794
Commercial	4	32	144	353	585
Utility	8	81	368	910	1 498
Off-grid	3	32	154	401	695
Total	37	298	1 247	2 907	4 572
Share of global electricity generation in %	0.2	1.3	4.6	8.5	10.8

Catatan : rata-rata energi dihasilkan per kW adalah 1300 kWh/kW pada sektor *residential* , 1450 kWh/kW pada sektor *commercial*, 1650 kWh/kW pada sektor *utility* dan 1500 kWh/kW pada sektor *off-grid*

Tabel II.2. Kapasitas terpasang kumulatif PLTS (GW)

Photovoltaic capacity in GW	2010	2020	2030	2040	2050
Residential	17	118	447	957	1 380
Commercial	3	22	99	243	404
Utility	5	49	223	551	908
Off-grid	2	21	103	267	463
Total	27	210	872	2 019	3 155

Tabel II.3. Target pasar PLTS per tahun (GW)

Annual photovoltaic market in GW	2010	2020	2030	2040	2050
Residential	4.1	18	50	55	53
Commercial	0.7	4	13	17	20
Utility	1.6	8	28	37	44
Off-grid	0.6	4	14	19	24
Total annual market	7.0	34	105	127	141

#### 2.1.3.1. Target penurunan harga PLTS

Tabel II.4 s.d II.6 berikut ini merupakan target penurunan biaya terhadap masing-masing sektor baik dengan sistem *total turnkey* (biaya per kapasitas terpasang kW) dan biaya total listrik (biaya per energi MWh yang dihasilkan). Adapun target biaya ini merupakan hasil diskusi workshop roadmap yang didasarkan atas *Strategic Research Agenda and the Implementation Plan of the European PV Technology Platform (2007,2009)*, *the Solar America Initiative*

(DOE 2007), *the Japanese PV roadmap towards 2030 / PV2030+* (NEDO 2004, 2009) dan *the IEA Energy Technology Perspectives 2008*.

Dengan asumsi *Interest rate* 10%, *technical lifetime* 25 tahun (2008), 30 tahun (2020), 35 tahun (2030) dan 40 tahun (2050) serta biaya *operations and maintenance (O&M)* 1%, target utama *roadmap* ini adalah berkurangnya biaya sistem *total turnkey* dan biaya pembangkitan PLTS sebesar lebih dari 2/3 pada tahun 2030. Dimana biaya sistem *turnkey* diperkirakan akan turun sebesar 70% dari biaya yang ada sekarang ini (dari USD 4000 s.d 6000 menjadi USD 800 s.d 1200 per kW di tahun 2030, dengan penurunan harga yang cukup besar (lebih dari 50%) pada tahun 2020. Biaya sistem utilitas skala besar diharapkan turun menjadi USD 1800 per kW pada tahun 2020 dan USD 800 per kW pada tahun 2050. Bahkan untuk suatu hal yang terbaik, biaya pembangkitan PLTS bisa lebih rendah dari USD 50/MWh.

Tabel II.4. Target biaya untuk sektor *residential*

	2008	2020	2030	2050
<i>Typical turn-key system price (2008 USD/kW)</i>	6000	2700	1800	1200
<i>Typical electricity generation costs (2008 USD/MWh)*</i>				
2000 kWh/kW	360	160	100	55
1500 kWh/kW	480	210	135	90
1000 kWh/kW	720	315	205	135

Tabel II.5. Target biaya untuk sektor *Commercial*

	2008	2020	2030	2050
<i>Typical turn-key system price (2008 USD/kW)</i>	5000	2250	1500	1000
<i>Typical electricity generation costs (2008 USD/MWh)*</i>				
2000 kWh/kW	300	130	85	55
1500 kWh/kW	400	175	115	75
1000 kWh/kW	600	260	170	110

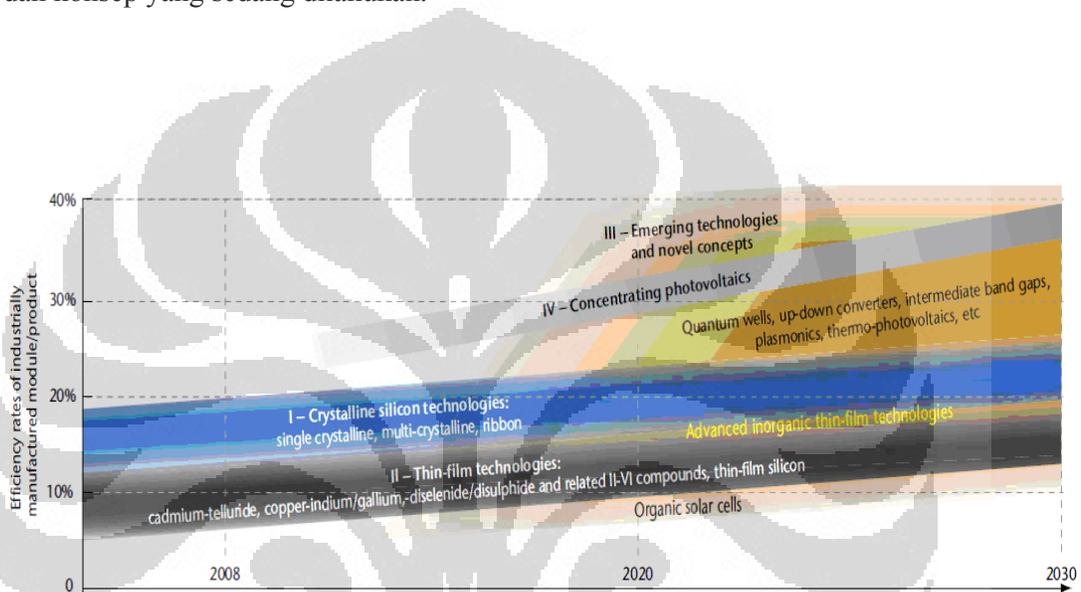
Tabel II.6. Target biaya untuk sektor *Utility*

	2008	2020	2030	2050
<i>Typical turn-key system price (2008 USD/kW)</i>	4000	1800	1200	800
<i>Typical electricity generation costs (2008 USD/MWh)*</i>				
2000 kWh/kW	240	105	70	45
1500 kWh/kW	320	140	90	60
1000 kWh/kW	480	210	135	90

(sumber: *Technology Roadmap Solar Photovoltaic Energy, IEA, 2010*)

### 2.1.3.2. Perkembangan Teknologi PLTS

Dengan tujuan untuk mencapai pengurangan biaya yang signifikan dan peningkatan efisiensi, bagian R&D secara berkesinambungan terus memperbaiki baik teknologi PLTS yang ada sekarang ini maupun teknologi yang baru berkembang. Diharapkan variasi teknologi-teknologi PLTS berkembang dengan luas. Gambar II.14 berikut memberikan gambaran dari berbagai teknologi PLTS dan konsep yang sedang dilakukan.



Gambar II.14. Prospek dan status teknologi PLTS

Pada tabel-tabel berikut dibawah ini menginformasikan target teknologi sistem PLTS secara spesifik, diharapkan penggunaan energi dan material dalam proses pabrikasi akan lebih efisien secara signifikan.

Tabel II.7. Target teknologi dan *key R&D issues* untuk crystalline silicon

Crystalline silicon technologies	2010-2015	2015-2020	2020-2030
<i>Efficiency targets (commercial modules)</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Single-crystalline: 21%</li> <li>• Multi-crystalline: 17%</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Single-crystalline: 23%</li> <li>• Multi-crystalline: 19%</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Single-crystalline: 25%</li> <li>• Multi-crystalline: 21%</li> </ul>
<i>Industry manufacturing aspects</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Silicon (Si) consumption &lt; 5 grams / watt (g/w)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Si consumption &lt; 3 g/W</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Si consumption &lt; 2 g/W</li> </ul>
<i>R&amp;D aspects</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• New silicon materials and processing</li> <li>• Cell contacts, emitters and passivation</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Improved device structures</li> <li>• Productivity and cost Optimization in production</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Wafer equivalent technologies</li> <li>• New device structures with novel concepts</li> </ul>

Tabel II.8. Target teknologi dan *key R&D issues* untuk thin film

Thin film technologies	2010-2015	2015-2020	2020-2030
<i>Efficiency targets (commercial modules)</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Thin film Si: 10%</li> <li>Copper-indium/gallium(CIGS): 14%</li> <li>Cadmium-telluride (CdTe): 12%</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Thin film Si: 12%</li> <li>CIGS: 15%</li> <li>CdTe: 14%</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Thin film Si: 15%</li> <li>CIGS: 18%</li> <li>CdTe: 15%</li> </ul>
<i>Industry manufacturing aspects</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>High rate deposition</li> <li>Roll-to-roll manufacturing</li> <li>Packaging</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Simplified production processes</li> <li>Low cost packaging</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Large high-efficiency production units</li> </ul>
<i>R&amp;D aspects</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Large area deposition processes</li> <li>Improved substrates and transparent conductive oxides</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Improved cell structures</li> <li>Improved deposition techniques</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Advanced materials and concepts</li> </ul>

Tabel II.9. Prospek dan *key R&D issues* untuk teknologi *concentrating PV*, *emerging* dan *novel*

	Concentrating PV	Emerging technologies	Novel technologies
<i>Type of cell</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>High cost, super high efficiency</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Low cost, moderate performance</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Very high efficiency; Full spectrum utilization</li> </ul>
<i>Status and potential</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>23% alternating current (AC) system efficiency demonstrated</li> <li>Potential to reach over 30% in the medium-term</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Emerging technologies at demonstration level (e.g. polymer PV, dye PV, printed CIGS)</li> <li>First applications expected in niche market applications</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Wide variety of new conversion principle and device concepts at lab level</li> <li>Family of potential breakthrough technologies</li> </ul>
<i>R&amp;D aspects</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Reach super high efficiency over 45%</li> <li>Achieve low cost, high performance solutions for optical concentration and tracking</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Improvement of efficiency and stability to the level needed for first commercial applications</li> <li>Encapsulation of organic-based concepts</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Proof-of-principle of new conversion concepts</li> <li>Processing, characterization and modeling of especially nanostructure materials and devices</li> </ul>

## 2.2 RANCANGAN KEBIJAKAN ENERGI NASIONAL 2010-2050

Kebijakan Energi Nasional (KEN) saat ini diatur dalam Peraturan Presiden Nomor 5 Tahun 2006. Didalam KEN antara lain diatur mengenai bauran energi (*energy mix*) yang masih berlaku saat ini.

Dewan Energi Nasional (DEN) yang mempunyai tugas merumuskan, menetapkan dan mengeluarkan Kebijakan Energi Nasional (KEN) belum lama ini mengeluarkan Rancangan Kebijakan Energi Nasional untuk menggantikan KEN yang diatur dalam Perpres Nomor 5 Tahun 2006. Berdasarkan Rancangan KEN 2010-2050 ini, Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral melalui Direktorat Jenderal Energi Baru Terbarukan dan Konservasi Energi juga telah mencanangkan pemanfaatan energi baru terbarukan sebesar 25% pada tahun 2025.

### 2.2.1. Asumsi dan Indikator Rancangan KEN 2010-2050

Adapun asumsi parameter dan indikator penyediaan energi yang digunakan dalam Rancangan KEN 2010-2050 adalah sebagai berikut:

No.	Parameter	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
1	Pertumbuhan Penduduk (%)	0.8	0.8	1.1	1.0	0.8	0.6	0.4	0.3	0.2
2	Jumlah Penduduk (juta jiwa)	238	248	262	274	284	293	299	304	307
3	Pertumbuhan GDP (%)	5.8	7.0	7.0	7.0	6.5	6.5	6.0	6.0	5.5

#### a. Variabel untuk proyeksi kebutuhan energi

Proyeksi pertumbuhan ekonomi 2010 – 2050 :

- Rata-rata pertumbuhan ekonomi 2010-2050 = 6,28% per tahun
- Produk Domestik Bruto (GDP) : 239 Milyar USD (2010) menjadi 2.930 Miliar USD (2050)
- PDB per kapita meningkat dari 1.003 USD/kapita menjadi 9.554 USD/kapita (2050)

Proyeksi pertumbuhan penduduk 2010-2050

- Rata-rata pertumbuhan penduduk 2010-2050 = 0,69% per tahun
- Jumlah penduduk = 238 juta jiwa (2010) menjadi 307 juta jiwa (2050)

#### b. Indikator energi sebagai ukuran kesejahteraan masyarakat

- Konsumsi energi primer per kapita (TOE) = 0,65 (2010) menjadi 2,80 (2050)
  - Konsumsi energi final per kapita (TOE) = 0,41 (2010) menjadi 2,46 (2050)
  - Konsumsi listrik per kapita (TOE) = 0,06 (2010) menjadi 0,73 (2050)
- c. Potensi dan cadangan sumber energi yang dapat disediakan sampai dengan tahun 2050
- Total energi baru terbarukan yang dapat dimanfaatkan 6.606 MTOE, meliputi : panas bumi (90% sumber daya); BBN-hidro-biomass dan nuklir (60% sumber daya); tenaga laut dan surya (10% sumber daya) dan EBT lainnya (30% sumber daya)
  - Total energi fosil yang dapat dimanfaatkan 38.893 MTOE, meliputi : migas (100% cadangan + 50% sumber daya); batubara (80% cadangan + 50% sumber daya) dan CBM (20% sumber daya)

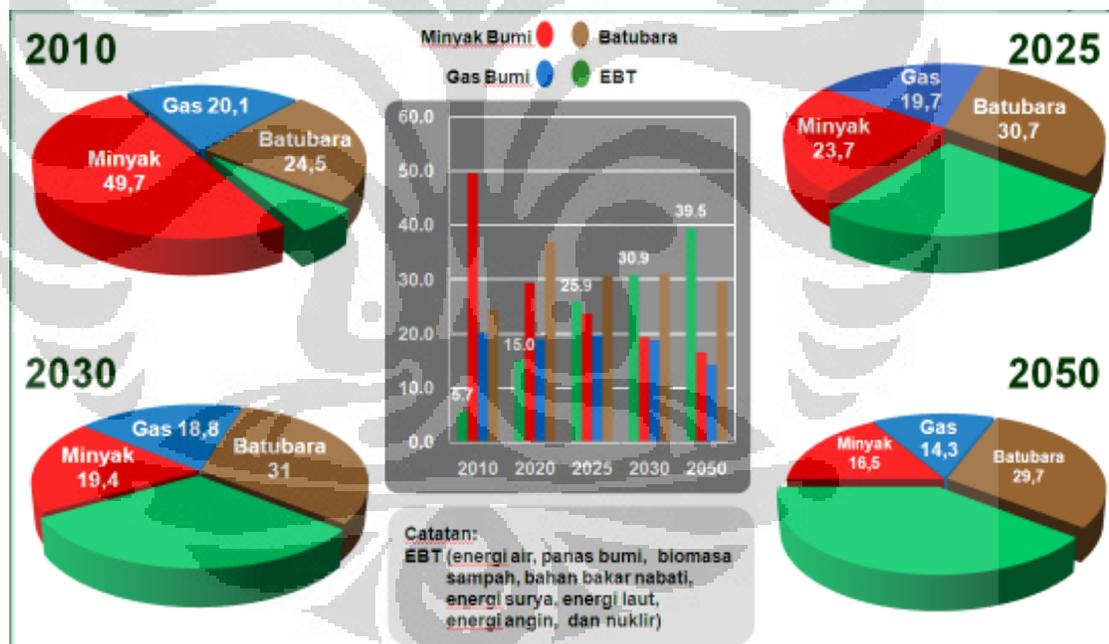
## 2.2.2. Proyeksi bauran energi Rancangan KEN 2010-2050

Tabel II.10. Proyeksi Bauran Energi Primer Rancangan KEN 2010-2050 (MTOE)

<b>BAURAN ENERGI SKENARIO RENDAH (efisien)</b>	<b>2010</b>	<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>	<b>2040</b>	<b>2050</b>
<b>ENERGI TOTAL</b>	<b>159</b>	<b>215</b>	<b>290</b>	<b>380</b>	<b>480</b>	<b>740</b>	<b>980</b>
Biomass BBN	5	10	15	30	40	70	95
Biomass Sampah (listrik)	-	1	3	9	20	40	55
Panas Bumi	3	9	15	30	40	65	85
Energi Air	1	2	5	11	15	20	24
Energi Laut	-	-	0,5	1	1,4	3	5
Energi Matahari	-	0,5	2	4	6	14	18
ET Lainnya	-	0,2	1	1,5	2	4	5
Minyak	79	83	85	90	93	125	162
Gas	32	42	55	75	90	120	140
Batubara	39	67	107	117	149	222	291
Energi Baru (nuklir dan lainnya)	-	-	2	12	24	60	100
<b>Subtotal Biomass</b>	<b>5</b>	<b>11</b>	<b>18</b>	<b>39</b>	<b>60</b>	<b>110</b>	<b>150</b>
<b>Subtotal ET Non Biomass</b>	<b>4</b>	<b>12</b>	<b>24</b>	<b>48</b>	<b>64</b>	<b>106</b>	<b>137</b>
<b>Subtotal ET</b>	<b>9</b>	<b>23</b>	<b>42</b>	<b>87</b>	<b>124</b>	<b>216</b>	<b>287</b>
<b>TOTAL EBT</b>	<b>9</b>	<b>23</b>	<b>44</b>	<b>99</b>	<b>148</b>	<b>276</b>	<b>387</b>

Tabel II.11. Proyeksi Bauran Energi Primer Rancangan KEN 2010-2050 (%)

BAURAN ENERGI SKENARIO RENDAH (efisien)	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Biomasa BBN	3,1	4,7	5,2	7,9	8,3	9,5	9,7
Biomasa Sampah (listrik)	0,0	0,5	1,0	2,4	4,2	5,4	5,6
Panas Bumi	1,9	4,2	5,2	7,9	8,3	8,8	8,7
Energi Air	0,6	0,9	1,7	2,9	3,1	2,7	2,4
Energi Laut	0,0	0,0	0,2	0,3	0,3	0,4	0,6
Energi Matahari	0,0	0,2	0,7	1,1	1,3	1,9	1,8
ET Lainnya	0,0	0,1	0,3	0,4	0,4	0,5	0,5
Minyak	49,7	38,6	29,3	23,7	19,4	16,9	16,5
Gas	20,1	19,5	19,0	19,7	18,8	16,2	14,3
Batubara	24,5	31,3	36,9	30,7	31,0	30,0	29,7
Energi Baru (nuklir dan lainnya)	0,0	0,0	0,7	3,2	5,0	8,1	10,2
Bauran Non ET	94,3	89,4	85,9	77,2	74,1	71,2	70,7
Bauran ET	5,7	10,6	14,3	22,8	25,9	29,2	29,3
Bauran EBT	5,7	10,6	15,0	25,9	30,9	37,3	39,5



Gambar II.15. Target Bauran Energi Nasional Rancangan KEN 2010-2050

### 2.3. MANAJEMEN STRATEGI

Proses manajemen strategis menghasilkan keputusan-keputusan yang bisa memiliki konsekuensi yang signifikan dan berjangka panjang. Keputusan strategi

yang salah dapat sangat merugikan dan sangat sulit, jika tidak mustahil diperbaiki. Evaluasi strategi meliputi tiga aktivitas pokok : i) penyelidikan atas landasan yang melandasi strategi, ii) perbandingan hasil yang diharapkan dengan hasil yang sebenarnya dan iii) pengambilan tindakan korektif untuk memastikan bahwa kinerja sesuai dengan rencana.

Perumusan strategi mencakup pengembangan visi dan misi, identifikasi peluang dan ancaman eksternal, kesadaran akan kekuatan dan kelemahan internal, penetapan tujuan jangka panjang, pencarian strategi-strategi alternatif dan pemilihan strategi tertentu untuk mencapai tujuan.

### 2.3.1. Penilaian Eksternal

Tujuan penilaian eksternal adalah untuk mengembangkan sebuah daftar terbatas dari peluang yang dapat menguntungkan sebuah perusahaan dan ancaman yang harus dihindarinya. Pada hakekatnya penilaian eksternal adalah berfokus pada upaya identifikasi dan evaluasi *trend* yg berada di luar kendali perusahaan, mengungkap peluang-peluang dan ancaman besar, serta bertujuan mengembangkan sebuah daftar terbatas dari peluang yang dapat menguntungkan dan menghindari ancaman.

Kekuatan-kekuatan eksternal dapat dibagi menjadi lima kategori luas yaitu:

1. **Kekuatan Ekonomi** : faktor ekonomi memiliki dampak langsung terhadap daya tarik potensial dari beragam strategi. Misalnya : ketersediaan kredit, tingkat suku bunga, tingkat inflasi, nilai dollar di pasar dunia, tarif pajak dsb
2. **Kekuatan Sosial Budaya, Demografis dan Lingkungan** : Adanya perubahan sosial, budaya, demografis dan lingkungan menghasilkan tren-tren baru yang menciptakan jenis konsumen yang berbeda sehingga menciptakan kebutuhan produk, jasa dan strategi yang berbeda pula. Misalnya : Jumlah kelahiran, perkawinan/perceraian, tingkat imigrasi/emigrasi, gaya hidup, kemacetan lalu lintas, kepercayaan pada pemerintah, sikap terhadap hidup hemat (Pencanangan Gerakan Menabung) dsb

3. **Kekuatan Politik, Pemerintahan dan Hukum** : faktor-faktor politik, pemerintahan dan hukum dapat merepresentasikan peluang atau ancaman terhadap organisasi/usaha. Misalnya : ACFTA , Protokol Kyoto, harmonisasi pajak, PEMILU dan PILKADA, regulasi atau deregulasi pemerintah dsb
4. **Kekuatan Teknologi** : Kemajuan teknologi bisa secara dramatis memengaruhi produk, jasa, pasar, pemasok, distributor, pesaing, konsumen,praktek pemasaran dan posisi kompetitif organisasi. Misal : internet yang memicu pertumbuhan ekonomi yang mampu menghemat biaya distribusi dan transaksi
5. **Kekuatan Kompetitif**: mengidentifikasi perusahaan pesaing dan menentukan kekuatan, kelemahan, kapabilitas, peluang,ancaman, tujuan dan strateginya. Misal : Coca Cola VS Pepsi Bottling, Alfamart VS Indomart

### 2.3.2. Penilaian Internal

Semua organisasi memiliki kekuatan dan kelemahan dalam area fungsional bisnis. Tidak ada bisnis yang sama kuatnya dan sama lemahnya di semua area. Kekuatan/kelemahan internal, ditambah dengan peluang/ancaman eksternal dan pernyataan misi yang jelas, memberi landasan untuk menetapkan tujuan dan strategi. Tujuan dan strategi ditetapkan dengan tujuan untuk mendayagunakan kekuatan serta mengatasi kelemahan internal.

Kekuatan-kekuatan internal antara lain yaitu :

1. **Manajemen** : fungsi manajemen terdiri atas perencanaan, pengorganisasian , pemotivasian, penempatan staf dan pengontrolan.
2. **Pemasaran** : dapat dideskripsikan sebagai proses endefenisian, pengantisipasi, penciptaan, serta pemenuhan kebutuhan dan keinginan konsumen akan produk dan jasa. Fungsi pemasaran terdiri atas analisis konsumen, penjualan produk/jasa, perencanaan produk/jasa, penetapan harga, distribusi, riset pemasaran dan analisis peluang.

3. **Keuangan/Akuntansi** : fungsi dari keuangan/akuntansi terdiri atas keputusan investasi, keputusan pendanaan (pembiayaan), dan keputusan dividen
4. **Produksi/Operasi** : manajemen produksi/operasi terdiri atas beberapa fungsi atau area keputusan yaitu kapasitas, persediaan, angkatan kerja, kualitas dan proses.
5. **Penelitian dan Pengembangan** : manajemen fungsi litbang yang efektif membutuhkan kemitraan yang strategis dan operasional antara fungsi litbang dengan fungsi-sungsi bisnis penting lainnya.
6. **Sistem Informasi Manajemen** : Tujuan Sistem Informasi Manajemen adalah meningkatkan kinerja sebuah bisnis dengan cara meningkatkan kualitas keputusan manajerial

#### 2.3.3. Matriks Evaluasi Faktor Eksternal dan Internal

Matriks Evaluasi Faktor Eksternal (**External Factor Evaluation – EFE Matrix**) memungkinkan para penyusun strategi untuk meringkas dan mengevaluasi informasi ekonomi, sosial, budaya, demografis, lingkungan, politik, pemerintahan, hukum, teknologi dan kompetitif.

Matriks Evaluasi Faktor Internal (**Internal Factor Evaluation – IFE Matrix**). Alat perumusan strategi inimeringkas dan mengevaluasi kekuatan dan kelemahan utama dalam area-area fungsional bisnis, dan juga sebagai landasan untuk mengidentifikasi serta mengevaluasi hubungan diantara area tersebut.

Penilaian intuitif digunakan dalam pengembangan Matriks Evaluasi Faktor Internal, sehingga tampiran alamiahnya tidak boleh dibuktikan sebagai bukti bahwateknik ini benar-benar tanpa celah.

#### 2.3.4. Analisis dan Pilihan Strategi

Analisis dan pemilihan strategi sebagian besar melibatkan pengambilan keputusan subjektif berdasarkan informasi objektif. Terdapat berbagai konsep penting yang dapat membantu para penyusun strategi menghasilkan alternatif yang masuk akal, mengevaluasi alternatif-alternatif tersebut dan memilih tindakan

tertentu. Aspek perilaku dalam perumusan strategi dideskripsikan, termasuk pertimbangan politik, budaya, etika dan tanggung jawab sosial.

Tahap pencocokan dari kerangka perumusan strategi terdiri atas lima teknik yang dapat digunakan diantaranya matriks SWOT (*strength-weakness-opportunities-Threat*). Matriks SWOT adalah sebuah alat pencocokan dengan mengembangkan empat jenis strategi yaitu

- strategi SO (kekuatan-peluang), memanfaatkan kekuatan internal untuk menarik keuntungan dari peluang eksternal
- strategi WO (kelemahan-peluang), memperbaiki kelemahan internal dengan cara mengambil keuntungan dari peluang eksternal.
- strategi ST (kekuatan-ancaman), menggunakan kekuatan untuk menghindari atau mengurangi dampak ancaman eksternal.
- strategi WT (kelemahan-ancaman), merupakan taktik defensif yang diarahakan untuk mengurangi kelemahan internal serta menghindari ancaman eksternal.

	<b>S</b> t <sub>rength</sub>	<b>W</b> e <sub>akness</sub>
<b>O</b> p <sub>portunities</sub>	<b>SO</b> Use strength to take advantage of Opportunities	<b>WO</b> Overcome weakness taking advantage of Opportunities
<b>T</b> h <sub>reats</sub>	<b>ST</b> Use strength to avoid threats	<b>WT</b> Minimum weakness and avoid threats

Gambar II.16. Diagram Matriks SWOT

#### 2.4. Analisis Kelayakan Ekonomi

Seringkali kita dihadapkan pada persoalan-persoalan pengambilan keputusan yang bersifat ekonomis, baik di tempat kita bekerja maupun dalam kehidupan sehari-hari.

Analisis ekonomi teknik merupakan alat bantu pengambilan keputusan atas sejumlah pilihan alternatif teknologi, rancang bangun, dsb. Dengan menggunakan sudut pandang ekonomis (finansial). Perlu diingat bahwa

kebanyakan studi ekonomi teknik melibatkan komitmen modal dalam periode waktu yang panjang, sehingga pengaruh waktu menjadi begitu penting untuk dipertimbangkan.

Terdapat banyak metode yang dapat digunakan untuk menilai kelayakan ekonomi suatu investasi usaha. Beberapa metode yang sering digunakan antara lain yaitu :

1. Metode ekivalensi nilai sekarang (*present worth analysis*) atau lebih dikenal dengan istilah umum NPV atau *Net Present Value*.

Metode ini didasarkan atas nilai sekarang bersih dari hasil perhitungan nilai sekarang aliran dana masuk (penerimaan) dengan nilai sekarang aliran dana keluar (pengeluaran) selama jangka waktu analisis dan suku bunga tertentu. Kriteria kelayakannya adalah apabila nilai sekarang bersih atau  $NPV > 0$ , yang dirumuskan dengan :

$$NPV = (\Sigma PV \text{ Pendapatan}) - (\Sigma PV \text{ Pengeluaran}) \dots \dots \dots (II.1)$$

2. Metode ekivalensi nilai tahunan (*annual worth analysis*)

Metode ini didasarkan atas ekivalensi nilai tahunan dari aliran dana masuk dan aliran dana keluar (nilai  $A_{\text{bersih}}$ ). Kriteria kelayakannya adalah bila nilai  $A_{\text{bersih}}$  positif atau lebih besar dari nol ( $A_{\text{bersih}} > 0$ ).

3. Metode ekivalensi nilai yang akan datang (*future worth analysis*)

Metode ini hampir sama dengan dua metode sebelumnya hanya yang dihitung adalah nilai yang akan datang. Kriteria kelayakannya juga sama yaitu bila nilainya lebih besar dari nol.

4. Metode periode pengembalian modal (*payback period analysis*)

Metode periode pengembalian modal ini berbeda dengan metode-metode lainnya. Pada metode ini tidak digunakan perhitungan dengan menggunakan rumus bunga, akan tetapi yang dianalisis adalah seberapa cepat modal atau investasi yang telah dikeluarkan dapat segera kembali. Kriteria penilaiannya adalah semakin singkat pengembalian investasi akan semakin baik.

5. Metode rasio manfaat dan biaya (*benefit cost ratio analysis*) atau lebih dikenal dengan istilah *BC Ratio*.

Metode *BC Ratio* pada dasarnya menggunakan data ekivalensi nilai sekarang dari penerimaan dan pengeluaran, yang dalam hal ini *BC Ratio* adalah merupakan perbandingan antara nilai sekarang dari penerimaan atau pendapatan yang diperoleh dari kegiatan investasi dengan nilai sekarang dari pengeluaran (biaya) selama investasi tersebut berlangsung dalam kurun waktu tertentu. Kriteria kelayakannya adalah bila nilai *BC Ratio*  $> 1$  dan dirumuskan dengan :

$$BCR = (\Sigma \text{Nilai Sekarang Pendapatan}) : (\Sigma \text{Nilai Sekarang Pengeluaran}) \dots (II.2)$$

6. Metode tingkat suku bunga pengembalian modal (*rate of return analysis*) atau lebih dikenal dengan nama *IRR (Internal Rate of Return)*.

*IRR* adalah suatu nilai petunjuk yang identik dengan seberapa besar suku bunga yang dapat diberikan oleh investasi tersebut dibandingkan dengan suku bunga bank yang berlaku umum (suku bunga pasar atau *Minimum Attractive Rate of Return / MARR*). Pada suku bunga *IRR* akan diperoleh  $NPV = 0$ , dengan perkataan lain bahwa *IRR* tersebut mengandung makna suku bunga yang dapat diberikan investasi, yang akan memberikan  $NPV = 0$ . Syarat kelayakannya yaitu apabila  $IRR > \text{suku bunga MARR}$ . Untuk menghitung *IRR* dapat digunakan cara coba-coba dengan formula berikut :

$$IRR = i_1 - NPV_1 * (i_2 - i_1) / (NPV_2 - NPV_1) \dots (II.3)$$

dimana :

$i_1$  = suku bunga ke 1

$NPV_1$  = Net Present Value pada suku bunga ke 1

$i_2$  = suku bunga ke 2

$NPV_2$  = Net Present Value pada suku bunga ke 2

## BAB III

### TINJAUAN KONDISI KETENAGALISTRIKAN INDONESIA DAN KEMAMPUAN EKONOMI MASYARAKAT

#### 3.1. Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional (RUKN) dan Rencana

##### Umum Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL)

Sebagaimana yang dinyatakan dalam RUKN bahwa tenaga listrik sebagai salah satu infrastruktur yang menyangkut hajat hidup orang banyak, oleh karena itu pembangunan ketenagalistrikan harus menganut asas manfaat, efisiensi, berkeadilan, berkelanjutan, optimalisasi ekonomi dalam pemanfaatan sumber daya energi, mengandalkan pada kemampuan sendiri, kaidah usaha yang sehat, keamanan dan keselamatan, kelestarian fungsi lingkungan, dan otonomi daerah.

##### 3.1.1. Pertumbuhan permintaan listrik

Sebagaimana yang tertera pada lampiran 1 tentang *forecast* pertumbuhan listrik Indonesia sesuai RUKN 2010-2029 disebutkan bahwa rata-rata pertumbuhan tenaga listrik nasional mulai dari tahun 2011 hingga 2025 adalah sebesar 8,59%, dimana permintaan energi listrik tersebut masih didominasi dari sektor rumah tangga (*residential*) disusul dari sektor bisnis (*commercial*), publik dan industri.

##### 3.1.2. Kebutuhan dana investasi penyediaan tenaga listrik

Untuk penyediaan tenaga listrik Pemerintah dan Pemerintah Daerah menyediakan dana untuk kelompok masyarakat tidak mampu, pembangunan sarana penyediaan tenaga listrik di daerah yang belum berkembang, pembangunan tenaga listrik di daerah terpencil dan perbatasan, dan pembangunan listrik pedesaan. Adapun besarnya dana untuk melaksanakan pembangunan tambahan sarana penyediaan tenaga listrik di seluruh Indonesia yang meliputi pembangkitan, transmisi, distribusi dan listrik pedesaan sebagaimana yang telah

direncanakan dalam Rencana Umum Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) PT.PLN (Persero) 2010-2019 sebagaimana tercantum pada Tabel III.1.

Tabel III.1. Kebutuhan Dana Investasi Sarana Penyediaan Tenaga Listrik Tahun 2011 s.d. 2015

dalam US\$ juta

Keterangan	2011	2012	2013	2014	2015	Grand Total	Rata-Rata
<b>Kebutuhan Fisik</b>							
<b>I Pembangkit (MW)</b>							
- Jawa Bali	7,398	2,833	1,925	5,152	1,445	18,753	3,750.60
- Luar Jawa Bali	2,628	1,869	3,155	3,320	1,589	12,561	2,512.20
<b>Total Indonesia</b>	<b>10,026</b>	<b>4,702</b>	<b>5,080</b>	<b>8,472</b>	<b>3,034</b>	<b>31,314</b>	<b>6,262.80</b>
							0.00
<b>II Transmisi (kms)</b>							
- Jawa Bali	2,215	1,883	987	1,680	1,019	7,784	1,556.80
- Luar Jawa Bali	5,881	6,689	4,681	3,045	3,056	23,352	4,670.40
<b>Total Indonesia</b>	<b>8,096</b>	<b>8,572</b>	<b>5,668</b>	<b>4,725</b>	<b>4,075</b>	<b>31,136</b>	<b>6,227.20</b>
							0.00
<b>III Gardu Induk (MVA)</b>							
- Jawa Bali	14,884	11,650	6,990	8,470	5,930	47,924	9,584.80
- Luar Jawa Bali	4,730	5,560	2,848	3,545	2,640	19,323	3,864.60
<b>Total Indonesia</b>	<b>19,614</b>	<b>17,210</b>	<b>9,838</b>	<b>12,015</b>	<b>8,570</b>	<b>67,247</b>	<b>13,449.40</b>
							0.00
<b>IV Distribusi</b>							
JTM (kms)	16,447	15,783	15,199	15,996	18,416	81,841	16,368.20
JTR (kms)	21,403	21,382	21,846	23,090	24,986	112,707	22,541.40
Gardu Distribusi (MVA)	2,932	3,078	3,197	3,267	3,583	16,057	3,211.40
							0.00
<b>Kebutuhan Investasi</b>							
Pembangkit	12,798.33	6,541.90	7,977.54	12,789.76	4,504.23	44,611.76	8,922.35
Transmisi	1,080.79	1,204.03	533.95	807.88	750.47	4,377.12	875.42
Gardu Induk	1,290.92	1,165.25	793.43	916.30	638.57	4,804.47	960.89
Sistem Distribusi							
- JTM	567.59	501.32	424.76	448.90	581.46	2,524.03	504.81
- JTR	187.04	189.26	192.22	202.84	216.68	988.04	197.61
- Gardu Distribusi	197.59	184.27	193.61	193.16	221.34	989.97	197.99
<b>Grand Total</b>	<b>16,122.26</b>	<b>9,786.03</b>	<b>10,115.51</b>	<b>15,358.84</b>	<b>6,912.75</b>	<b>58,295.39</b>	<b>11,659.08</b>

(Sumber : RUPTL PT.PLN (Persero) 2010-2019)

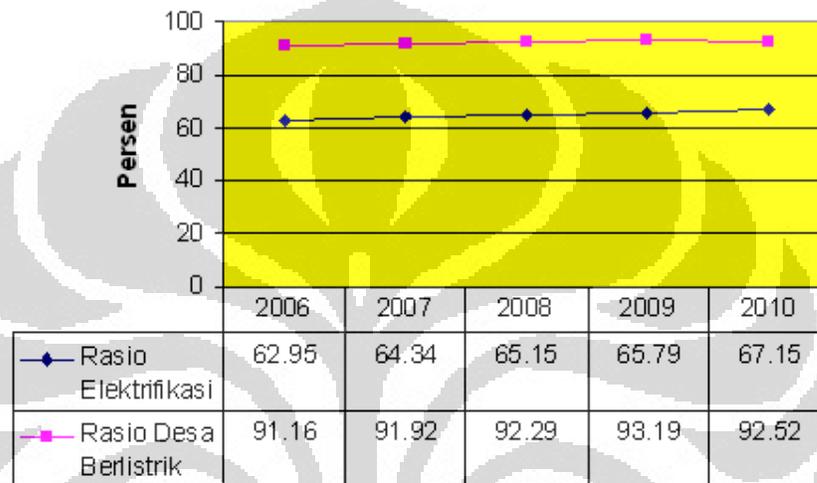
### 3.2. Rasio Elektrifikasi dan Rasio Desa Berlistrik

Rasio elektrifikasi (RE) adalah perbandingan antara jumlah keluarga yang berlistrik (baik dari PLN maupun Non PLN) dengan total jumlah keluarga yang ada, sedangkan rasio desa berlistrik (RD) adalah perbandingan antara jumlah desa yang berlistrik (baik dari PLN maupun Non PLN) dengan total jumlah desa yang ada.

Rasio elektrifikasi dan rasio desa berlistrik ini sangat berhubungan dengan tingkat pertumbuhan ekonomi suatu wilayah. Dengan meningkatnya akses tenaga listrik ke masyarakat, berarti membuka akses pada informasi (radio, televisi,

internet) dan memberikan penerangan (lampu) dengan kualitas yang lebih baik pada malam hari sehingga waktu untuk melakukan aktivitas yang produktif (belajar, bekerja dsb) dapat lebih panjang.

Dalam kurun waktu 5 (lima) tahun terakhir, rasio elektrifikasi baru meningkat 4,2% dan rasio desa berlistrik meningkat 1,36 % sebagaimana ditunjukkan pada grafik berikut di bawah ini .



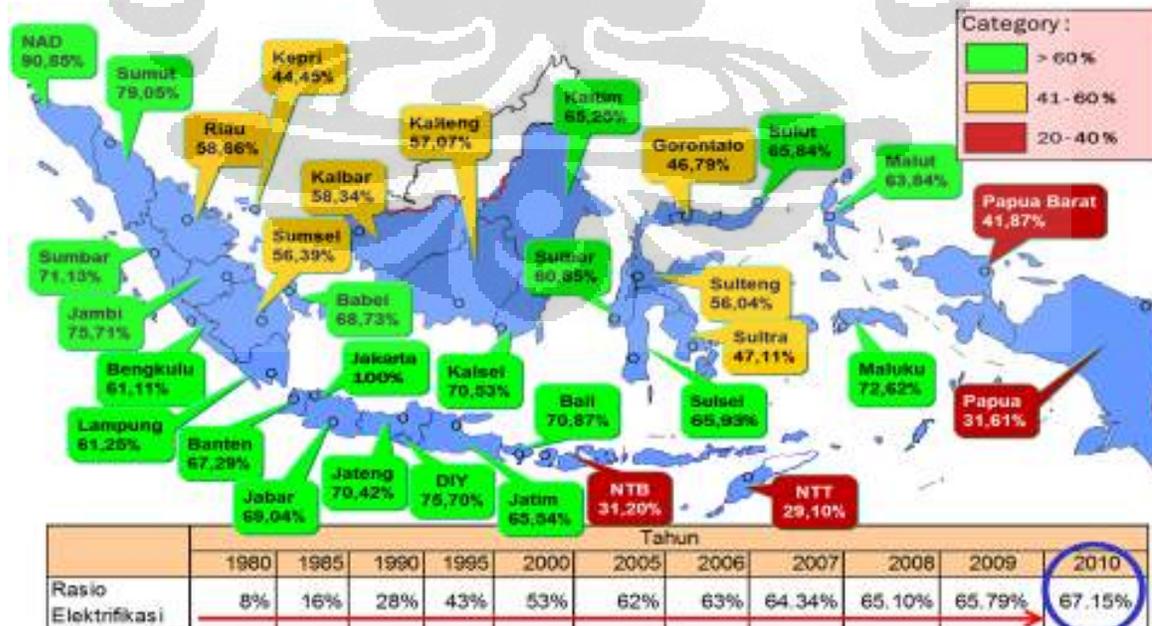
Gambar III.1 Grafik Pertumbuhan RE dan RD

Adapun rincian kondisi rasio elektrifikasi dan rasio desa berlistrik per propinsi di seluruh Indonesia untuk tahun 2010 dapat dilihat pada tabel III.2.

Dari tabel III.2 di bawah ini, bila dikelompokkan ke dalam 3 (tiga) kategori besaran rasio elektrifikasi yakni daerah yang memiliki rasio elektrifikasi >60%, 41-60 % dan <40%, terlihat bahwa baru 20 propinsi yang memiliki rasio elektrifikasi di atas 60%, 8 propinsi yang memiliki rasio elektrifikasi 41-60% dan 4 propinsi yang memiliki rasio elektrifikasi <40%.

Tabel III.2. Rasio Elektrifikasi dan Rasio Desa Berlistrik Tahun 2010<sup>[1]</sup>

NO.	PROPINSI	RASIO ELEKTRIFIKASI				RASIO DESA BERLISTRIK			
		Keluarga Berlistrik PLN	Keluarga Berlistrik Non PLN	Jumlah Keluarga	Rasio Elektrifikasi (%)	Jumlah Pelanggan Belum Berlistrik	JUNJAH DESA	Desa Berlistrik	RASIO DESA BERLISTRIK (%)
1	2	3	4	$5=(2+3)/4 \times 100\%$	$6=4-(2+3)$	7	8	$9=(7+8)/7 \times 100$	
1.	Nanggroe Aceh Darusalam	876,675	20,838	987,900	90.85	90,387	6,424	6,260	97.45
2.	Sumatera Utara	2,338,961	91,098	3,074,100	79.05	644,041	5,855	5,412	92.43
3.	Sumatera Barat	789,897	43,735	1,172,000	71.13	338,368	965	914	94.72
4.	Riau	441,791	303,191	1,269,900	58.66	524,918	1,622	1,561	96.24
5.	Kepulauan Riau	137,445	53,371	429,300	44.45	238,484	351	321	91.45
6.	Sumatera Selatan	859,401	107,446	1,714,700	56.39	747,853	3,122	2,978	95.39
7.	Jambi	332,641	199,855	703,300	75.71	170,804	1,346	1,288	95.69
8.	Bengkulu	220,591	33,310	415,500	61.11	161,599	1,438	1,311	91.17
9.	Bangka Belitung	129,623	65,840	284,400	68.73	88,937	360	352	97.78
10.	Lampung	945,174	197,294	1,865,300	61.25	722,832	2,365	2,271	96.03
11.	DKI Jakarta	2,320,942	3,658	2,324,600	100.00	0	267	267	100.00
12.	Banten	1,588,628	10,186	2,376,100	67.29	777,286	1,535	1,500	97.72
13.	Jawa Barat	7,521,116	82,032	11,012,500	69.04	3,409,352	5,877	5,866	99.81
14.	Jawa Tengah	6,082,532	26,043	8,674,200	70.42	2,565,625	8,574	8,574	100.00
15.	DI. Yogyakarta	808,324	188	1,068,100	75.70	259,588	438	438	100.00
16.	Jawa Timur	6,635,186	65,366	10,223,500	65.54	3,522,948	8,506	8,497	99.89
17.	Bali	644,134	2,233	912,100	70.87	265,733	714	712	99.72
18.	Nusa Tenggara Barat	342,405	23,326	1,172,200	31.20	806,469	917	915	99.78
19.	Nusa Tenggara Timur	230,979	62,113	1,007,100	29.10	714,008	2,836	2,467	86.99
20.	Kalimantan Barat	495,635	79,225	985,400	58.34	410,540	1,868	1,737	92.99
21.	Kalimantan Tengah	232,317	65,832	522,400	57.07	224,251	1,510	1,400	92.72
22.	Kalimantan Selatan	635,107	27,024	938,800	70.63	276,669	1,981	1,976	99.75
23.	Kalimantan Timur	416,031	90,085	775,600	65.25	269,484	1,420	1,319	92.89
24.	Sulawesi Utara	372,065	21,573	597,900	65.84	204,262	1,580	1,483	93.86
25.	Sulawesi Tengah	277,964	58,677	600,700	56.04	264,059	1,733	1,685	97.23
26.	Sulawesi Selatan	1,118,231	89,082	1,831,100	65.93	623,787	2,953	2,867	97.09
27.	Sulawesi Tenggara	194,651	32,648	482,500	47.11	255,201	2,098	1,961	93.47
28.	Sulawesi Barat	85,787	60,135	239,800	60.85	93,878	602	518	86.05
29.	Gorontalo	100,916	17,872	253,900	46.79	135,112	619	573	92.57
30.	Maluku	186,518	26,412	293,200	72.62	80,270	906	831	91.72
31.	Maluku Utara	98,041	37,048	211,600	63.84	76,511	1,062	981	92.37
32.	Papua Barat	61,039	16,261	184,600	41.87	107,300	3,416	913	26.73
33.	Papua	130,531	32,139	514,600	31.61	351,930	1,286	674	52.41
<b>TOTAL INDONESIA</b>		<b>37,651,279</b>	<b>2,045,136</b>	<b>59,118,900</b>	<b>67.15</b>	<b>19,422,485</b>	<b>76,546</b>	<b>70,822</b>	<b>92.52</b>



### 3.3. Realisasi Penjualan Tenaga Listrik Per Jenis Pelanggan

Dari statistik PLN 2009 (lampiran 2a,2b), pemakaian energi listrik masih didominasi dari sektor rumah tangga (40,83%) disusul industri (34,33%), bisnis (18,45%), penerangan jalan umum –PJU (2,15%) dan gedung kantor pemerintah (1,73%).

Tabel III.3 Energi Terjual per Kelompok Pelanggan (GWh) Tahun 2009

Wilayah	Rumah Tangga	Industri	Bisnis	Sosial	Gd.Ktr Pemerintah	Penerangan Jalan Umum	Jumlah	(%)
Luar Jawa	17,156.92	5,202.49	7,851.98	939.95	811.22	1,300.35	33,262.92	24.72
J a w a	37,788.48	41,001.72	16,973.26	2,444.41	1,523.44	1,587.75	101,319.07	75.28
Indonesia	54,945.41	46,204.21	24,825.24	3,384.36	2,334.66	2,888.11	134,581.98	100.00
(%)	40.83	34.33	18.45	2.51	1.73	2.15	100.00	

(Sumber : Statistik PT.PLN 2009)

Untuk kategori pelanggan ini, dapat dibagi lagi per golongan berdasarkan kapasitas daya sambung seperti berikut ini :

Rumah Tangga	Industri	Bisnis	Sosial	Gd.Ktr Pemerintah
R-1=450 VA	I-1=450 VA	B-1=450 VA	S-1=220 VA	P-1=450 VA
R-1=900 VA	I-1=900 VA	B-1=900 VA	S-2=450 VA	P-1=900 VA
R-1=1300 VA	I-1=1300 VA	B-1=1300 VA	S-2=900 VA	P-1=1300 VA
R-1=2200 VA	I-1=2200 VA	B-1=2200 -5500VA	S-2=1300 VA	P-1=2200-5500VA
R-2=3500-5500 VA	I-1=3500-14 kVA	B-2=6600-200 kVA	S-2=2200 VA	P-1=6600-200 kVA
R-3=>6600 VA	I-2=14-200 kVA	B-3=>200 kVA	S-2=3500-200 kVA	P-2=>200 kVA
	I-3=> 200kVA		S-3=>200 kVA	
	I-4=> 30.000kVA			

Melalui sampel data realisasi penjualan tenaga listrik di bulan Oktober, Nopember dan Desember 2010 PT. PLN (Persero) (lampiran 3a,3b,3c), terlihat bahwa urutan 3(tiga) besar golongan pemakai energi listrik terbesar adalah sebagai berikut:

Rumah Tangga	Industri	Bisnis	Sosial	Gd.Ktr Pemerintah
R-1=900 VA	I-3=> 200kVA	B-3=>200 kVA	S-2=3500-200 kVA	P-2=>200 kVA
R-1=450 VA	I-4=> 30.000kVA	B-2=6600-200 kVA	S-3=>200 kVA	P-1=6600-200 kVA
R-1=1300 VA	I-2=14-200 kVA	B-1=2200 -5500VA	S-2=900 VA	P-1=2200-5500VA

### 3.4. Upah Minimum Propinsi Per Bulan

Berdasarkan katalog BPS yang berjudul Perkembangan Beberapa Indikator Utama Sosial-Ekonomi Indonesia, yang diterbitkan pada Agustus 2010 (lampiran 4), rata-rata upah/gaji/pendapatan buruh/karyawan/pegawai dalam sebulan secara nasional adalah Rp.1.337.753, dengan upah yang paling rendah berada pada propinsi Jawa Tengah (Rp.981.047) dan paling tinggi berada pada propinsi Papua (Rp.2.164.784) disusul dengan propinsi Kalimantan Timur (Rp.2.155.991).

Berdasarkan jumlah dan persentase penduduk miskin di Indonesia (lampiran 5), dimana rata-rata jumlah penduduk miskin di tiap propinsi secara nasional adalah 13,33%. Ini berarti masih terdapat sekitar 16 propinsi yang penduduk miskinnya di atas rata-rata nasional. Ke-16 propinsi tersebut adalah Nangroe Aceh Darussalam (20,98%), Sumatera Selatan (15,47%), Bengkulu (18,3%), Lampung (18,94%), Jawa Tengah (16,56%), DIY (16,83%), Jawa Timur (15,26%), NTB (21,55%), NTT (23,03%), Sulawesi Tengah (18,075), Sulawesi Tenggara (17,05%), Gorontalo (23,19%), Sulawesi Barat (13,58%), Maluku (27,74%), Papua Barat (34,88%) dan Papua (36,8%).

### 3.5. Pengelompokan masyarakat dilihat dari kemampuan beli energi listrik

Dipahami bahwa warga negara Indonesia yang berhak mendapatkan tenaga listrik bermukim dalam rentang wilayah yang sangat luas, dari Sabang sampai Merauke dalam negara kepulauan dengan lautnya yang sangat luas, dalam pulau besar dan pulau-pulau kecil yang terpencil dan sebagian masih terisolasi. Meskipun lokasi tempat tinggal setiap warga negara yang berhak mendapatkan listrik itu satu sama lain terpencar jauh, namun konstitusi juga menegaskan bahwa semuanya berada dalam Negara Kesatuan

Penduduk atau masyarakat Indonesia dapat dibagi atas 3 kelompok dilihat dari ketenagalistrikan<sup>[5]</sup>, yaitu :

#### 1. Kelompok Nir Energi Listrik (“NEL”)

Kelompok masyarakat yang belum mempunyai akses ke energi listrik, karena dipemukimannya belum ada pembangkit energi tenaga listrik atau pemukimannya belum bisa dicapai oleh jaringan tenaga listrik.

## 2. Kelompok Penerima Subsidi (“PSEN”)

Kelompok yang telah mempunyai akses ke sistem tenaga listrik, tetapi yang mempunyai kemampuan beli energi listrik dibawah harga produksi listrik. Kelompok ini harus disubsidi.

## 3. Kelompok Mandiri Energi Listrik (“MEL”)

Kelompok masyarakat Mandiri Energi Listrik merupakan kelompok yang mampu membayar tenaga listrik pada harga keekonomiannya baik untuk kebutuhan rumahtangga, kegiatan komunitas maupun kegiatan ekonomi

Pemahaman ketiga kelompok masyarakat energi listrik diatas, berbeda satu sama lain:

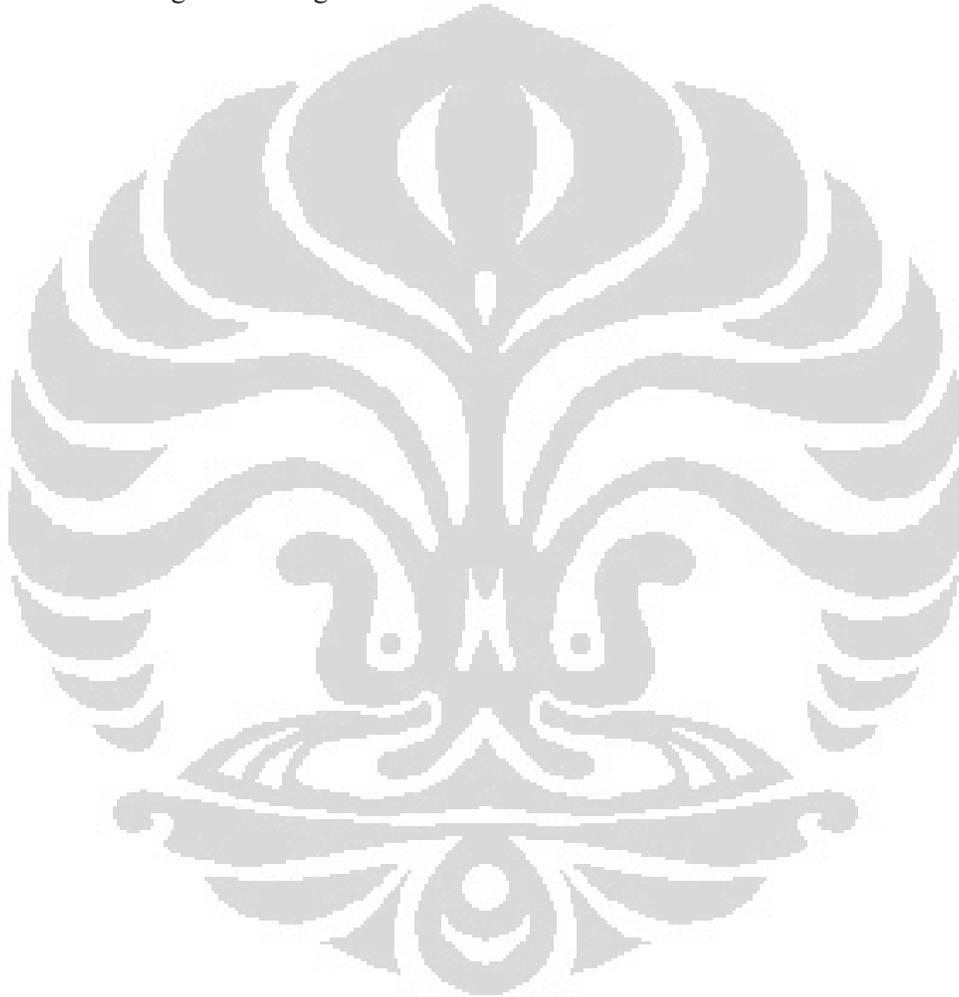
- Kelompok NEL memahami energi listrik adalah merupakan infrastruktur yang harus direalisasikan secepat mungkin, agar mereka juga ikut berpartisipasi dalam proses pembangunan nasional serta ikut merasakan hasil pembangunan nasional itu.
- Kelompok PSEN memahami energi listrik sebagai infrastruktur yang diperlukan sehari-hari, dengan kuantitas yang cukup dan dengan harga yang dapat dijangkau mereka.
- Kelompok MEL memahami energi listrik itu sebagai komoditi, yang harus terjamin kuantitas, kualitas serta keandalannya, agar mereka dapat berkontribusi dalam pembangunan nasional serta menikmati kenyamanan energi listrik itu didalam kegiatan sehari-hari.

Ekspektasi ketiga kelompok masyarakat itu diupayakan untuk dipenuhi Pemerintah dalam rangka mencapai ”sebesar-besar kemakmuran rakyat” secara adil dan merata.

Pembangunan sistem tenaga listrik yang memproduksi energi listrik memerlukan investasi. Investasi ini harus dapat dikembalikan oleh pelanggan untuk dapat memperluas sistem tenaga listrik. Pemerintah harus menyediakan dana investasi yang cukup besar secara terencana baik, dengan harapan bahwa output dari investasi itu terlihat pada peningkatan ekonomi rakyat, yang kemudian

Pemerintah mendapat peningkatan pendapatan Negara melalui pajak atau berupa Pendapatan Negara Bukan Pajak .

Dengan meningkatnya ekonomi rakyat, diharapkan kemampuan beli energi listrik makin meningkat pula, sampai pada kondisi kemampuan beli itu dapat sama atau melampaui harga produksi, malah melampaui harga keekonomian energi listrik di daerahnya, dimana harga keekonomian adalah harga produksi tambah margin keuntungan.



## BAB IV

### PEMBAHASAN DAN ANALISIS

#### 4.1 Penetapan Target Pemasangan PLTS

Dari Rancangan KEN 2010-2050, dengan target pemasangan PLTS tahun 2025 sebesar 4 MTOE, bila mengasumsikan *capacity factor* PLTS yang akan digunakan sebesar 60% maka total kapasitas yang harus terpasang adalah :

(Tabel konversi energi )  $\rightarrow 1 \text{ MTOE} = 11.630 \text{ GWh}$

$4 \text{ MTOE} = 4 \times 11.630 \text{ GWh} = 46.520 \text{ GWh}$

Kapasitas terpasang =  $46.520 \text{ GWh} / 8760 \text{ h} = 5,31 \text{ GW}$

Bila CF = 60%  $\rightarrow = 5,31 / 0,6 = 8,85 \text{ GW}$

Jadi target total pemasangan PLTS tahun 2025 setara dengan 8,85 GW

#### 4.2. Pengaruh Target Penurunan Harga Terhadap Pemasangan PLTS

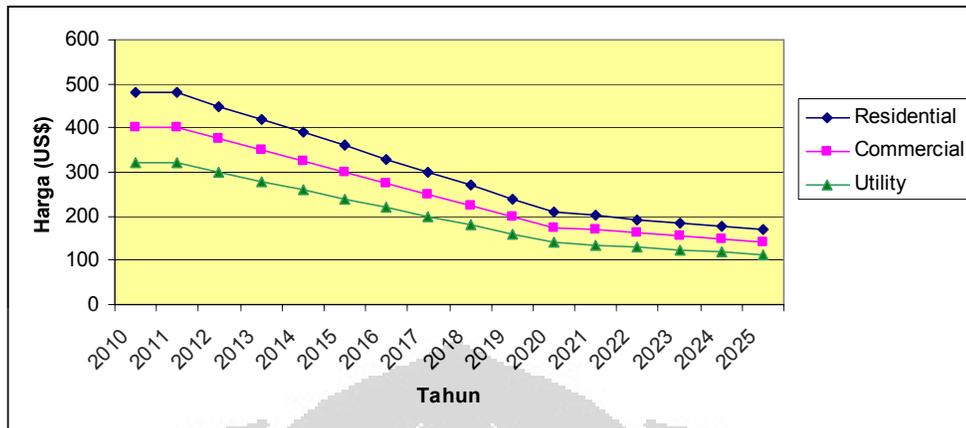
Dari tabel II.4, II.5 dan II.6 dimana IEA menargetkan penurunan biaya sebesar 56% (dari tahun 2010 hingga tahun 2025) pada masing-masing sektor. Bila target penurunan harga PLTS ini didistribusikan secara merata untuk setiap tahunnya, maka akan didapatkan sebagai berikut :

Tabel IV.1. Target Penurunan Harga PLTS Oleh IEA  
(dalam US\$)

Sektor	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Residential	480	450	420	390	360	330	300
Commercial	400	375	350	325	300	275	250
Utility	320	300	280	260	240	220	200

Sektor	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Residential	270	240	210	202	193	185	177	168
Commercial	225	200	175	168	162	155	148	142
Utility	180	160	140	134	129	123	118	112

(sumber: *Technology Roadmap Solar Photovoltaic Energy, IEA, 2010*)



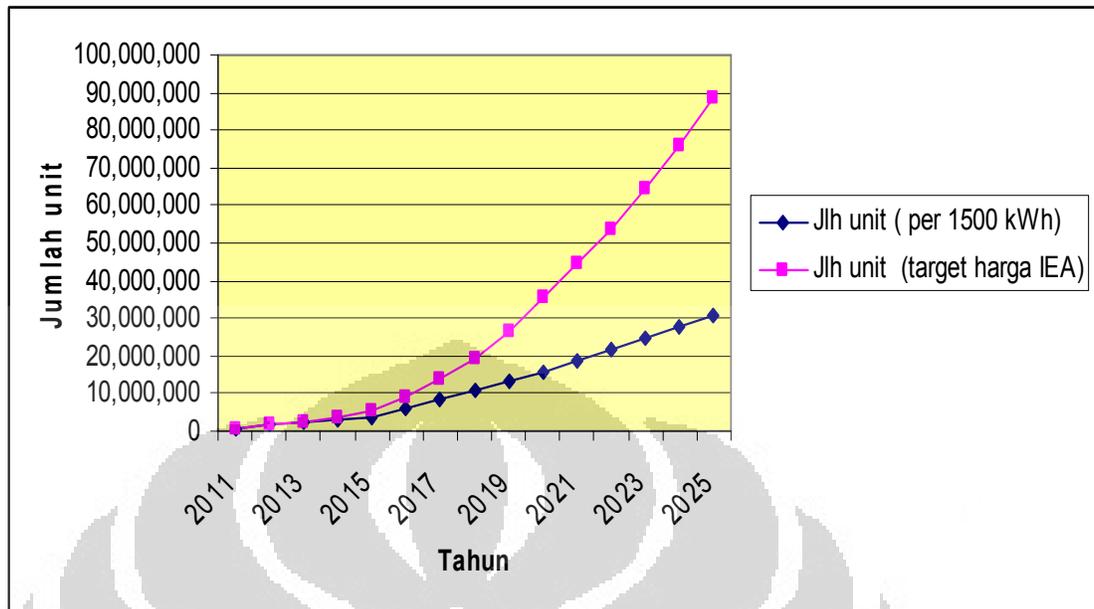
Gambar IV.1. Grafik penurunan harga PLTS versi IEA

Besarnya penurunan harga pemasangan PLTS ini akan memberikan dampak semakin besarnya jumlah unit yang terpasang dengan mengasumsikan tersedianya jumlah dana yang konstan (sama). Adapun perubahan jumlah unit dengan adanya penurunan harga ini adalah sebagai berikut :

Tabel IV.2. Jumlah unit PLTS dengan harga sesuai target IEA

TAHUN	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
MTOE	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.8	1.1
GWh	1,163	2,326	3,489	4,652	5,815	9,304	12,793
Jlh unit (per 1500 kWh)	775,333	1,550,667	2,326,000	3,101,333	3,876,667	6,202,667	8,528,667
Jlh unit (target harga IEA)	775,333	1,654,044	2,658,286	3,817,026	5,168,889	9,022,061	13,645,867

TAHUN	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
MTOE	1.4	1.7	2	2.4	2.8	3.2	3.6	4
GWh	16,282	19,771	23,260	27,912	32,564	37,216	41,868	46,520
Jlh unit (per 1500 kWh)	10,854,667	13,180,667	15,506,667	18,608,000	21,709,333	24,810,667	27,912,000	31,013,333
Jlh unit (target harga IEA)	19,297,185	26,361,333	35,443,810	44,290,116	53,899,034	64,373,622	75,836,377	88,434,059



Gambar IV.2. Grafik perbandingan jumlah unit antara harga normal dan harga target IEA

Dari tabel dan grafik di atas terlihat bahwa jumlah target yang terpasang pada tahun 2025 (31.013.333 unit), dengan akan adanya penurunan harga PLTS ini, maka jumlah tersebut sudah dapat terpenuhi pada sekitar tahun 2020.

#### 4.3. Pendistribusian Pemasangan PLTS

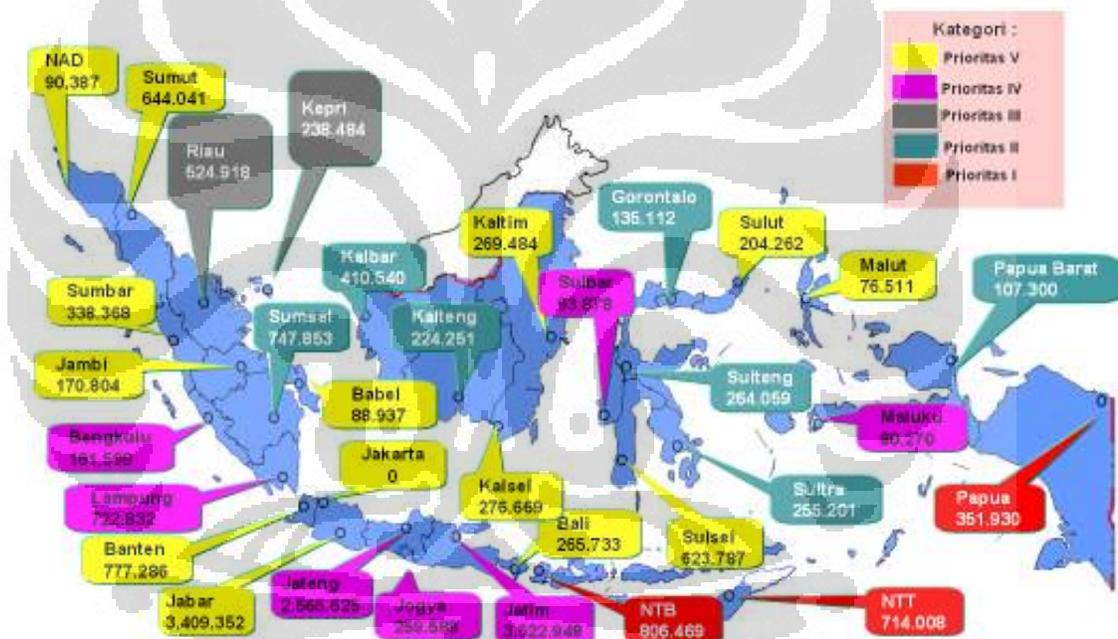
untuk mencapai target pemanfaatan PLTS ini sebesar 8,85 GW maka penerapannya akan dilaksanakan pada semua sektor mulai dari sosial, rumah tangga, bisnis, industri dan pemerintah.

Guna meningkatkan rasio elektrifikasi di Indonesia, tentunya sektor rumah tangga yang terlebih dahulu dipenuhi, disamping pemanfaatan PLTS untuk sektor lainnya guna pencapaian target pemasangan PLTS sebesar 4 MTOE pada tahun 2025. Untuk pemanfaatan PLTS pada sektor rumah tangga di masing-masing propinsi sebaiknya dengan memperhatikan beberapa kategori mulai dari berapa besar rasio elektrifikasinya, jumlah pendapatan buruh/pegawai per bulan di setiap propinsi dan jumlah penduduk miskin (Lampiran 6) Berdasarkan kriteria tersebut penulis membagi lima kelompok prioritas yaitu:

1. Propinsi prioritas pertama : NTB, NTT dan Papua

2. Propinsi prioritas kedua : Sumatera Selatan, Kalimantan Barat, Kalimantan Tengah, Sulawesi Tengah, Sulawesi Tenggara, Gorontalo dan Papua Barat.
3. Propinsi prioritas ketiga : Riau, Kepulauan Riau
4. Propinsi prioritas keempat : Bengkulu, Lampung, Jawa Tengah, DIY, Jawa Timur, Sulawesi Barat dan Maluku
5. Propinsi prioritas kelima : NAD, Sumatera Utara, Sumatera Barat, Jambi, Bangka Belitung, DKI, Banten, Jawa Barat, Bali, Kalimantan Selatan, Kalimantan Timur, Sulawesi Utara, Sulawesi Selatan dan Maluku Utara.

Adapun jumlah pelanggan yang belum menikmati listrik dapat dihitung sesuai tabel III.2 Rasio Elektrifikasi dan Rasio Desa Berlistrik Tahun 2010



Gambar IV.3. Peta Prioritas Pendistribusian Pemasangan PLTS dan Jumlah Pelanggan Belum Berlistrik

#### 4.4. Besar Kapasitas PLTS yang Harus Dipasang Per Pelanggan Per Sektor

Dalam rangka upaya mencapai kapasitas pemanfaatan PLTS sebesar 8,85 GW maka diperlukan peran serta semua sektor pemakai energi listrik. Dari lampiran 3 tentang Penjualan Tenaga Listrik PT.PLN (Persero), didapat rata-rata pemakaian energi listrik per sektor adalah :

- a. Sektor sosial : 2,57%
- b. Sektor rumah tangga (*residential*) : 41,76 %
- c. Sektor bisnis (*commercial*) : 17,07 %
- d. Sektor industri : 33,75 %
- e. Pemerintah : 3,85%
- f. Traksi, Curah dan Layanan khusus (TCL): 1%

Dengan target pemasangan PLTS pada tahun 2025 sebesar 8,85 GW, berarti masing-masing sektor akan memakai PLTS sebesar

- Untuk sektor rumah tangga : 3.696.330,86 kW
- Untuk sektor bisnis : 1.510.395,36 kW
- Untuk sektor industri : 2.986.714,99 kW
- Untuk sektor publik (sosial + pemerintah + TCL) : 657.395,93 kW

Di dalam RUKN 2010-2029, diproyeksikan jumlah pelanggan pada tahun 2025 sebanyak 79.105.288 pelanggan yang terdiri dari :

- a. Rumah tangga : 68.973.821 pelanggan
- b. Bisnis : 7.372.430 pelanggan
- c. Public (pemerintah, sosial dan TCL) : 2.680.359 pelanggan
- d. Industri : 78.678 pelanggan.

Sehingga besarnya PLTS yang harus dipasang untuk masing-masing pelanggan rumah tangga (53,6W), bisnis (204,87W), publik (245,26 W) dan industri (37.961,45 W). Pada tabel IV.4 terlihat besarnya target kapasitas pemasangan PLTS per sektor.

Dalam upaya meningkatkan rasio elektrifikasi, untuk pelanggan rumah tangga dari perhitungan di atas didapat sebesar sekitar 54 W. Dengan kapasitas sebesar tersebut, dapat dimanfaatkan sebagai penerangan untuk menunjang aktivitas di malam hari. Terlebih lagi dengan tersedianya lampu Led yang hanya membutuhkan daya sebesar 3W – 7W, sehingga pemanfaatan PLTS ini semakin menarik.

Tabel IV.4. Target kapasitas pemasangan PLTS per sektor

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
<b>Target RUKN 2010-2029</b>	<b>Jumlah Konsumen</b>								
	Residential	42,929,628	45,411,928	47,965,739	50,583,939	53,422,082	54,978,057	58,575,945	
	Commercial	2,211,837	2,405,279	2,616,207	2,846,340	3,097,581	3,372,038	3,672,047	
	Public	1,217,080	1,285,528	1,358,167	1,435,273	1,517,143	1,604,094	1,696,467	
	Industrial	50,244	51,521	52,877	54,317	55,851	57,487	59,233	
	<b>TOTAL</b>	<b>46,408,789</b>	<b>49,154,256</b>	<b>51,992,989</b>	<b>54,919,869</b>	<b>58,092,657</b>	<b>60,011,676</b>	<b>62,003,892</b>	<b>64,067,602</b>
	<b>Permintaan Listrik</b>								
	Residential (kW)	7,399,518	8,041,515	8,742,836	9,510,068	10,356,742	11,260,764	12,251,477	
	Commercial (kW)	3,521,224	3,926,303	4,378,719	4,884,416	5,448,871	6,079,274	6,783,741	
	Public (kW)	1,141,377	1,235,700	1,338,527	1,450,809	1,572,759	1,705,319	1,849,531	
Industrial (kW)	5,813,913	6,108,382	6,425,979	6,768,971	7,136,568	7,530,832	7,954,035		
<b>TOTAL (kW)</b>	<b>17,876,032</b>	<b>19,311,901</b>	<b>20,886,061</b>	<b>22,614,264</b>	<b>24,514,941</b>	<b>26,576,188</b>	<b>28,838,785</b>	<b>31,321,874</b>	
<b>Jumlah Daya PLTS Terpasang per Tahun</b>									
Residential (W)	2,300,613,590	2,433,640,879	2,570,500,501	2,710,810,765	2,862,907,826	2,946,293,058	3,031,924,440	3,119,583,797	
Commercial (W)	453,140,726	492,771,375	535,984,266	583,131,757	634,603,683	690,831,998	752,295,039	819,524,031	
Public (W)	298,505,943	315,293,924	333,109,643	352,021,025	372,100,786	393,426,801	416,082,478	440,157,185	
Industrial (W)	1,907,353,687	1,955,830,154	2,007,277,506	2,061,965,028	2,120,189,256	2,182,271,566	2,248,571,014	2,319,477,464	
Residential (MW)	2,300.61	2,433.64	2,570.50	2,710.81	2,862.91	2,946.29	3,031.92	3,119.58	
Commercial (MW)	453.14	492.77	535.98	583.13	634.60	690.83	752.30	819.52	
Public (MW)	298.51	315.29	333.11	352.02	372.10	393.43	416.08	440.16	
Industrial (MW)	1,907.35	1,955.83	2,007.28	2,061.97	2,120.19	2,182.27	2,248.57	2,319.48	
<b>TOTAL</b>	<b>4,959.61</b>	<b>5,197.54</b>	<b>5,446.87</b>	<b>5,707.93</b>	<b>5,989.80</b>	<b>6,212.82</b>	<b>6,448.87</b>	<b>6,698.74</b>	

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	
<b>Target RUKN 2010-2029</b>	<b>Jumlah Konsumen</b>							
	Residential	59,888,938	61,595,564	63,170,679	64,627,767	66,119,686	67,615,532	68,973,821
	Commercial	4,359,374	4,752,785	5,183,928	5,656,811	6,175,824	6,745,872	7,372,430
	Public	1,898,960	2,009,889	2,127,862	2,253,360	2,386,899	2,529,034	2,680,359
	Industrial	63,101	65,247	67,551	70,029	72,697	75,573	78,678
	<b>TOTAL</b>	<b>66,210,374</b>	<b>68,423,465</b>	<b>70,550,018</b>	<b>72,607,967</b>	<b>74,755,107</b>	<b>76,966,012</b>	<b>79,105,288</b>
	<b>Permintaan Listrik</b>							
	Residential (kW)	14,523,840	15,825,142	17,211,721	18,735,077	20,411,786	22,240,290	24,219,312
	Commercial (kW)	8,452,753	9,439,392	10,544,642	11,783,541	13,173,139	14,732,776	16,484,404
	Public (kW)	2,177,658	2,364,267	2,567,946	2,790,431	3,033,639	3,299,690	3,590,924
Industrial (kW)	8,897,599	9,423,873	9,991,016	10,602,983	11,264,280	11,980,085	12,756,414	
<b>TOTAL (kW)</b>	<b>34,051,849</b>	<b>37,052,674</b>	<b>40,315,324</b>	<b>43,912,031</b>	<b>47,882,844</b>	<b>52,252,840</b>	<b>57,051,055</b>	
<b>Jumlah Daya PLTS Terpasang per Tahun</b>								
Residential (W)	3,209,468,884	3,300,927,544	3,385,338,490	3,463,424,340	3,543,376,830	3,623,539,710	3,696,330,860	
Commercial (W)	893,108,250	973,702,475	1,062,034,717	1,158,915,059	1,265,245,630	1,382,031,885	1,510,395,358	
Public (W)	465,746,695	492,953,673	521,888,198	552,668,332	585,420,730	620,281,303	657,395,928	
Industrial (W)	2,395,420,022	2,476,869,802	2,564,344,077	2,658,410,828	2,759,693,750	2,868,877,752	2,986,714,992	
Residential (MW)	3,209.47	3,300.93	3,385.34	3,463.42	3,543.38	3,623.54	3,696.33	
Commercial (MW)	893.11	973.70	1,062.03	1,158.92	1,265.25	1,382.03	1,510.40	
Public (MW)	465.75	492.95	521.89	552.67	585.42	620.28	657.40	
Industrial (MW)	2,395.42	2,476.87	2,564.34	2,658.41	2,759.69	2,868.88	2,986.71	
<b>TOTAL</b>	<b>6,963.74</b>	<b>7,244.45</b>	<b>7,533.61</b>	<b>7,833.42</b>	<b>8,153.74</b>	<b>8,494.73</b>	<b>8,850.84</b>	

#### 4.5. Perumusan Strategi Untuk Pencapaian Target Pemasangan PLTS

##### 4.5.1. Identifikasi Pemanfaatan PLTS berdasarkan SWOT

Dengan melakukan penilaian eksternal (yang meliputi lima kekuatan yaitu kekuatan ekonomi, kekuatan sosial budaya, demografis dan lingkungan, kekuatan politik, pemerintahan dan hukum, kekuatan teknologi serta kekuatan kompetitif) dan penilaian internal (yang meliputi kekuatan manajemen, kekuatan pemasaran, kekuatan keuangan/akuntansi, kekuatan produksi/operasi, kekuatan penelitian dan pengembangan serta sistem informasi manajemen), maka dapat dilakukan analisa SWOT dalam upaya mencapai target pemasangan PLTS sebagai berikut :

- a. Penilaian faktor eksternal
  - Peluang (*Opportunity*)
    1. (O1)-Variasi kapasitas dan teknologi PLTS cukup banyak
    2. (O2)-*Life time module* PLTS dapat mencapai 30 tahun
    3. (O3)-Pemanfaatan PLTS dapat dilakukan secara *On Grid* dan *Off Grid*
    4. (O4)-Wilayah Indonesia terletak pada daerah tropis
    5. (O5)- Masyarakat masih banyak yang belum terlistriki khususnya pada *remote area*
    6. (O6)-UU Nomor 30 tahun 2009 pasal 4: untuk penyediaan tenaga listrik, Pemerintah dan Pemerintah Daerah menyediakan dana untuk kelompok masyarakat tidak mampu, daerah yang belum berkembang, daerah terpencil dan perbatasan, serta listrik perdesaan.
    7. (O7)-Adanya 6 program pro-rakyat diantaranya program listrik murah dan hemat → memperluas pemanfaatan PLTS untuk mempercepat elektrifikasi *Off Grid*
  - Ancaman (*Threat*)
    1. (T1)-Harga PLTS saat ini relatif mahal
    2. (T2)-Untuk pemanfaatan PLTS di malam hari dibutuhkan *energy storage* (batere) yang berarti menambah biaya
- b. Penilaian faktor internal
  - Kekuatan (*Strong*)

1. (S1)-Terhadap penelitian dan pengembangan teknologi, efisiensi PLTS semakin tinggi dan harga semakin murah
  2. (S2)- Market PLTS cukup luas (target 8,85 GW hingga tahun 2025)
  3. (S3)- Tersedianya bahan baku pembuatan module PLTS dan tenaga ahli di bidang PLTS
  4. (S4)- Terdapat sejumlah manufaktur yang melakukan perakitan module PLTS
- Kelemahan (*Weakness*)
1. (W1)- Belum ada produksi PLTS secara menyeluruh di Indonesia
  2. (W2)-Belum tersedianya sistem informasi manajemen PLTS yang secara khusus mengelola
  3. (W3)-Pendanaan untuk pemanfaatan PLTS sejauh ini lebih banyak hibah/subsidi dari pemerintah
  4. (W4)-Unit/instansi pemerintah yang secara penuh mengelola pengembangan PLTS belum ada

Dari penilaian kedua faktor di atas, maka langkah-langkah strategi untuk :

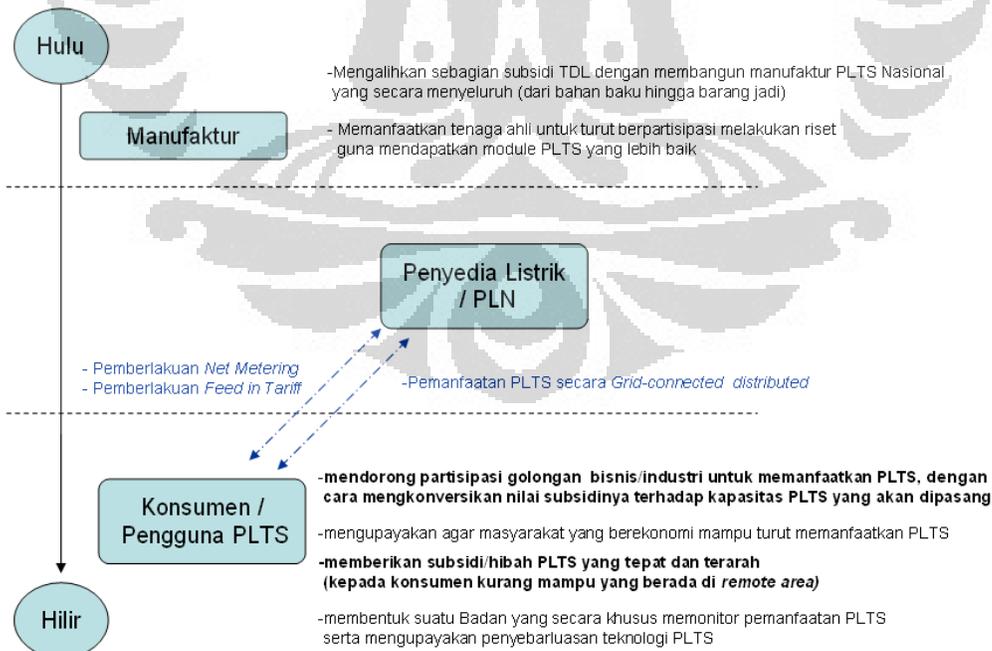
- a. Memanfaatkan kekuatan (S) internal untuk menarik keuntungan (O) dari peluang eksternal adalah:  
(strategi S2-O6) → pemberian dana (subsidi) yang terarah dan tepat
- b. Memperbaiki kelemahan (W) internal dengan cara mengambil keuntungan (O) dari peluang eksternal adalah:  
(strategi W1-O6) → mengalihkan sebagian subsidi untuk pembuatan manufaktur yang secara menyeluruh (dari bahan baku hingga barang jadi)  
(Strategi W3-O3) → mendorong partisipasi swasta (= bisnis/industri) untuk memanfaatkan PLTS baik secara *On Grid* maupun *Off Grid*
- c. Menggunakan kekuatan (S) untuk menghindari atau mengurangi dampak ancaman (T) eksternal adalah :  
(Strategi S3-T1) → Memanfaatkan tenaga ahli untuk turut berpartisipasi melakukan riset guna mendapatkan module PLTS yang lebih baik.
- d. Merupakan taktik defensif yang diarahakan untuk mengurangi kelemahan (W) internal serta menghindari ancaman (T) eksternal adalah:

(Strategi W3-T1) → mendorong agar masyarakat yang berekonomi mampu untuk memanfaatkan PLTS juga dengan memberlakukan *feed in tarif* maupun *net metering*.

Dari hasil analisa SWOT di atas, adapun pilihan langkah-langkah untuk mendorong pemanfaatan PLTS ini agar dapat mencapai kapasitas terpasang sebesar 8,85 GW adalah :

- ◆ pemberian dana (subsidi) yang tepat dan terarah
- ◆ mengalihkan sebagian subsidi untuk pembuatan manufaktur yang secara menyeluruh (dari bahan baku hingga barang jadi)
- ◆ mendorong partisipasi swasta (= bisnis/industri) untuk memanfaatkan PLTS baik secara *On Grid* maupun *Off Grid*
- ◆ Memanfaatkan tenaga ahli untuk turut berpartisipasi melakukan riset guna mendapatkan module PLTS yang lebih baik.
- ◆ mendorong agar masyarakat yang berekonomi mampu untuk memanfaatkan PLTS juga dengan memberlakukan *feed in tarif* maupun *net metering*.

Dari beberapa langkah strategi tersebut di atas, dapat kita petakan sebagai berikut :

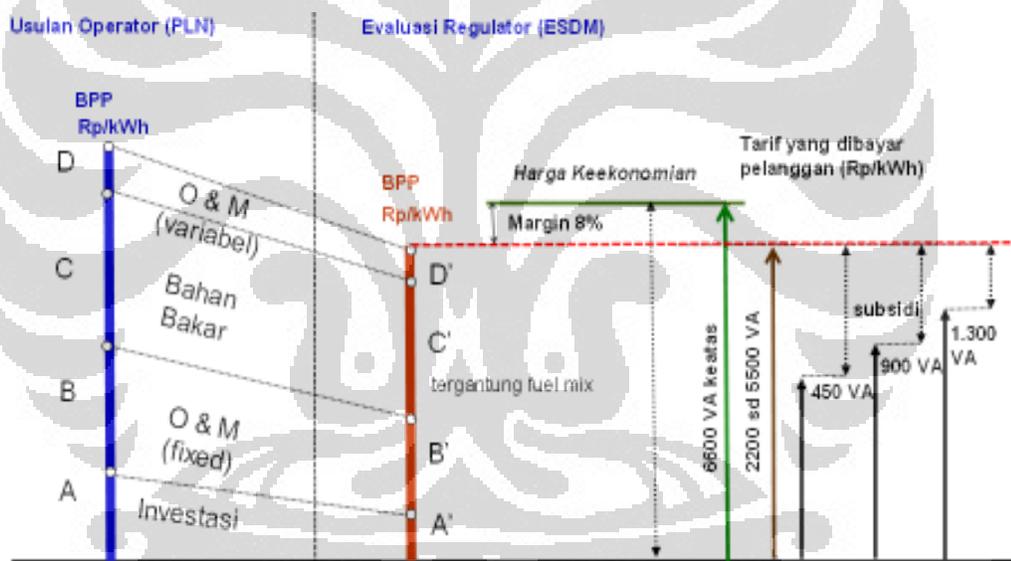


Gambar IV.4. Peta langkah strategi dalam upaya pemanfaatan PLTS secara maksimal

Dalam penelitian ini, penulis hanya melakukan pembahasan lebih lanjut terhadap strategi pemberian dana (subsidi) yang tepat dan terarah serta strategi mendorong partisipasi swasta (= bisnis/industri) untuk memanfaatkan PLTS

#### 4.5.2. Subsidi terarah terhadap PLTS

Subsidi listrik yang selama ini dilakukan oleh pemerintah dikarenakan oleh Biaya Pokok Penyediaan (BPP) tenaga listrik masih di bawah Tarif Dasar Listrik (TDL). Pada awalnya kebijakan subsidi yang dimulai tahun 2000 untuk mengatasi defisit arus kas PT.PLN (Persero). Selanjutnya sejak tahun 2001 sampai 2004 kebijakan subsidi dilakukan kepada konsumen terarah (pelanggan s.d 450 kVA dan pemakaian 60 kWh). Tahun 2005 sampai sekarang, kebijakan subsidi adalah konsumen diperluas



Gambar. IV.5. Biaya Pokok Penyediaan Tenaga Listrik

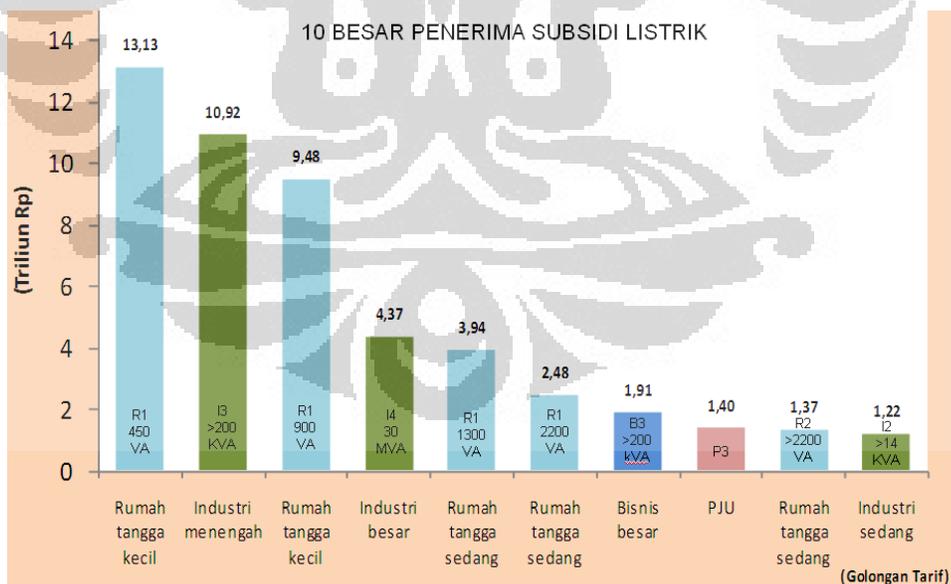
Pada dasarnya subsidi listrik diperuntukkan bagi pelanggan tidak mampu (450 s.d 900 VA), sementara pelanggan lainnya ditetapkan tarif sesuai dengan *break event point* dan keekonomian secara bertahap.

Tabel IV.5. Perkembangan subsidi listrik dan kebijakan

Tahun	Alokasi Subsidi (Triliun Rp)	Realisasi Subsidi (Triliun Rp)	Kebijakan Subsidi
2000	3,93	3,93	Defisit Arus Kas
2001	4,62	4,30	Konsumen Terarah, Khusus pelanggan s.d. 450 VA dan pemakaian 60 kWh
2002	4,10	4,10	
2003	3,76	3,36	
2004	3,31	3,31	
2005	12,51	10,64	Konsumen Diperluas, TDL rata-rata lebih rendah dari BPP
2006	31,2	33,90	
2007	29,4	37,48	
2008	62,50	78,58	
2009	47,55	53,72	
2010	55,10	57,33 *)	
2011	40,70	-	

Keterangan:

\*) Terdiri dari kekurangan subsidi 2009 sebesar Rp 4 triliun dan realisasi pembayaran s.d. Desember sebesar Rp 53,33 triliun  
(Sumber : Ditjen Ketenagalistrikan)



(Sumber : Ditjen Ketenagalistrikan)

Gambar IV.6. Penerima Subsidi Listrik Terbesar tahun 2009

Dengan kebijakan subsidi dengan sistem konsumen diperluas yang diberlakukan sejak 2005, kecenderungan peningkatan subsidi cukup signifikan. Bilamana subsidi ini dialihkan secara terarah kepada pelanggan rumah tangga untuk meningkatkan rasio elektrifikasi, maka dengan subsidi misalkan sebesar Rp. 50 Trilyun ditambah dana investasi sarana penyediaan tenaga listrik dengan rata-rata per tahun sebesar US\$ 11.659,05 juta maka akan didapat sebanyak 51.643.817 unit PLTS 50 Wp dengan total kapasitas 2.582 MW.

Tabel IV.6. Jumlah dan total kapasitas terpasang PLTS dengan pengalihan dana subsidi dan investasi sarana penyediaan tenaga listrik

Kategori	Jumlah Dana	Harga PLTS 50 Wp per unit (Rp)	Total Jumlah PLTS (unit)	Kapasitas total PLTS (Watt)
Subsidi	Rp. 50 Triliun	3,000,000	16,666,667	833,333,333
Investasi Sarana Penyediaan TL Per Tahun	US\$ 11,659.05 juta		34,977,150	1,748,857,500
			<b>51,643,817</b>	<b>2,582,190,833</b>

(Catatan : PLTS dengan harga Rp 3jt merupakan PLTS complete yang siap pakai)

Dengan memperhatikan target pemasangan PLTS untuk rumah tangga sebesar 2.300,61 MW pada tahun 2011 serta pengalihan dana subsidi dan investasi maka akan dicapai target pemasangan PLTS.

Demikian juga halnya dengan penambahan rata-rata per tahun untuk sektor rumah tangga sebesar 90,87 MW hingga tahun 2025, maka dengan hanya pengalihan subsidi sebesar Rp. 5,5 trilyun target pemasangan PLTS untuk rumah tangga guna mencapai rasio elektrifikasi dapat tercapai.

#### 4.5.3 Partisipasi swasta dalam pemanfaatan PLTS

Dengan memperhatikan besaran subsidi tahun 2009 sebesar Rp.53,72 trilyun, dimana hampir semua sektor yang menerima subsidi termasuk bisnis dan industri (sedang, menengah dan besar). Bilamana subsidi yang diterima oleh pelanggan pada sektor bisnis dan industri didorong untuk dialihkan kembali dengan pemasangan PLTS. Berdasarkan data lampiran 7a,7b dan 7c, maka sesuai perhitungan pada tabel IV.7 di bawah, didapat :

- industri sedang (14 kVA s.d 200 kVA) diwajibkan memasang PLTS minimal sebesar 6,74 kW
- industri menengah (>200 kVA) diwajibkan memasang PLTS minimal sebesar 236,41 kW
- industri besar ( >30.000 kVA) diwajibkan memasang PLTS minimal sebesar 16.708 kW
- bisnis besar (>200 kVA) diwajibkan memasang PLTS minimal sebesar 70,21 kW

Tabel IV.7. Perhitungan pengalihan subsidi TDL yang diterima sektor industri dan bisnis

Kategori	Jumlah Subsidi (Rp -Triliun)	Jumlah Pelanggan	Jlh pemakaian per tahun per pelanggan (kWh)	Harga Jual Rata2 (Rp/kWh)
1	2	3	4	5
Industri Sedang I2 = 14 kVA s.d 200 kVA	1.22	25,964	137,192.58	795.89
Industri Menengah I3 => 200 kVA /TM	10.92	8,235	3,806,652.19	640.32
Industri Besar I4 => 30.000 kVA /TT	4.37	56	192,115,149.20	531.56
Bisnis Besar B3 =>200 kVA /TM	1.91	3,913	2,606,124	793.59

Biaya pemakaian per tahun per pelanggan (Rp)	Subsidi yg diterima per pelanggan per tahun (Rp)	Persentase Subsidi thp pemakaian (%)	konversi Subsidi ke kWh	Konversi subsidi ke kW
6=4x5	7=2/3	8=7/6	9=7/5	10 = 9/(8760jam)
109,189,677.70	46,987,986.61	43.03%	59,038.58	6.74
2,437,464,832.41	1,326,074,197.01	54.40%	2,070,964.54	236.41
102,121,131,713.18	77,804,154,302.67	76.19%	146,368,890.18	16,708.78
2,068,185,895.61	488,095,745.13	23.60%	615,050.22	70.21

#### 4.5.4. Pemasangan PLTS *on grid* pada sektor bisnis

Untuk di daerah perkotaan, guna meningkatkan pemanfaatan PLTS di sektor bisnis seperti gedung-gedung perkantoran, hotel, mal dan lainnya dapat didukung juga dengan pemberlakuan *net metering*. *Net metering* adalah kebijakan yang membolehkan produsen energi terbarukan untuk memasok energi ke grid (jaringan) publik dengan harga jual sesuai harga eceran, dan produsen itu diharuskan membayar selisih energi kepada utilitas apabila energi yang dipakai sendiri lebih besar daripada yang dipasok ke *grid*.

Sebagaimana dijelaskan pada bagian sebelumnya bahwa dengan diterimanya subsidi sebesar Rp.488.095.745 oleh pelanggan bisnis besar (>200

kVA), pelanggan bisnis besar ini diwajibkan melakukan pemasangan PLTS misalkan sekitar sebesar 70 kW.



Gambar 4.7. Pemasangan PLTS secara *on grid* pada gedung *commercial*

Bilamana pelanggan sektor bisnis ini melakukan investasi PLTS sebesar 70 kW dan membandingkan terhadap pemakaian listrik PLN maka dibutuhkan beberapa kriteria/aturan agar alternatif PLTS ini dipilih. Berikut perhitungan agar alternatif PLTS ini dipilih oleh pelanggan sektor bisnis.

Tabel IV.8. Rencana Biaya PLTS On Grid 70kW

No	KOMPONEN	SATUAN	VOLUME	HARGA SATUAN (Rp)	JUMLAH HARGA (Rp)
1	2	3	4	5	6
1	Modul Surya 70 kWp (panel 100Wp)	set	700	3,000,000.00	2,100,000,000
2	Batere deep cycle 700 Ah,2V	set	23	4,000,000.00	92,000,000
3	Inverter DC/AC 70 kW 3 phase	set	15	20,000,000.00	300,000,000
4	Kabel, sistem grounding, MCB, diode, fuse, panel distribusi, material instalasi	set	1	20,000,000.00	20,000,000
JUMLAH					2,512,000,000

Alternatif PLTS :

- Daya Terpasang : 70 kW
- Faktor kapasitas : 20,83 %
- Biaya investasi : 2.512 juta (Rp)
- Biaya Pemeliharaan : 1%/tahun = Rp.25,12 juta
- Masa pakai : 25 tahun

- TDL 2011 LWBP : Rp.800 per kWh
- TDL WBP : Rp.1.120 per kWh

Jika produksi kWh PLTS digunakan pada WBP maka penghematan setara dengan :

$$\begin{aligned} \text{Produksi kWh} &= 8760 \times 70 \text{ kW} \times 20,83\% = 127.750 \text{ kWh per tahun} \\ \text{Rp per tahun} &= 127.750 \text{ kWh} \times \text{Rp.1.120 per kWh} \\ &= \text{Rp. 143,08 Juta/thn} \end{aligned}$$

#### Alternatif PLN

- Daya Terpasang : 14,583 kW
- Faktor kapasitas : 100 %
- Biaya pasang TDL 2011 : Rp. 775 per VA
- Biaya investasi total : Rp.11.90 juta
- Biaya pemeliharaan : 0,00%
- TDL 2011 LWBP : Rp.800 per kWh
- TDL 2011 WBP : Rp.1120 per kWh

Biaya yang setara dengan produksi kWh PLTS :

- Jumlah kWh PLTS = 127.750 kWh per tahun
- Biaya beban := 0
- Biaya pemakaian = 127.750 kWh per tahun x Rp.1120 per kWh  
= Rp. 143.080.000 per tahun
- Total biaya per tahun = biaya pemakaian  
= Rp. 143,08 juta per tahun

	Mutually Exclusive	
	PLTS	PLN
Capital Investment (juta Rp.)	-2.512.00	-11.90
Annual net (juta Rp.)	117.96	-143.08
Biaya kWh (juta Rp.)	143.08	-143.08
Pemeliharaan (juta Rp.)	-25.12	0.00
Market value MV	-	-
Useful life	25	25

MARR = 9%

N = 25 tahun

Tanda negatif pada tabel di atas berarti pengeluaran, bila positif berarti sebagai pemasukan. Sehingga investasi terkecil adalah -11,90(juta Rp). Pilih investasi yang terkecil sebagai base, maka urutan alternatif pertama adalah PLN (sebagai base) dan kedua PLTS.

Analisa = incremental  
Mutually Exclusive Alternative

	$\Delta$ (PLTS-PLN)
GSS	30%
SLV	-
0	2,500
1	-261
2	-261
3	-261
4	-261
5	-261
6	-261
7	-261
8	-261
9	-261
10	-261
11	-261
12	-261
13	-261
14	-261
15	-261
16	-261
17	-261
18	-261
19	-261
20	-261
21	-261
22	-261
23	-261
24	-261
25	-261
IRR	9.31%
PW	787
AW	77
FW	6,052

Analisa = biasa  
Mutually Exclusive Alternative

	PLTS	PLN
GSS	30%	30%
SLV	-	-
0	-2,512	-11.90
1	118.0	-143.1
2	118.0	-143.1
3	118.0	-143.1
4	118.0	-143.1
5	118.0	-143.1
6	118.0	-157.4
7	118.0	-157.4
8	118.0	-157.4
9	118.0	-157.4
10	118.0	-157.4
11	118.0	-173.1
12	118.0	-173.1
13	118.0	-173.1
14	118.0	-173.1
15	118.0	-173.1
16	118.0	-190.4
17	118.0	-190.4
18	118.0	-190.4
19	118.0	-190.4
20	118.0	-190.4
21	118.0	-209.5
22	118.0	-209.5
23	118.0	-209.5
24	118.0	-209.5
25	118.0	-209.5
IRR		
PW	-1,305	-1,672
AW	-127	-163
FW	-10,029	-12,853

Dari analisa incremental cost, nilai perbandingan PLN-PLTS, didapat :

- PW = 787 (Rule 1)
- IRR = 9,31 %, AW = 77 dan FW = 6,052 (Rule 2)

Dari analisa biasa didapat  $FW_{(PLTS)} > FW_{(PLN)}$  (Rule 3)

		$\Delta$ (PLTS-PLN)
$\Delta$ Capital Investment	CI	2.500
$\Delta$ Annual net Expense	AE	-261
$\Delta$ Market value	MV	0
Useful life	UL	25
IRR $\Delta$		9.31%
Increment Justified		YES
PW $\Delta$ at	9%	787
Increment Justified		YES

Alternative PLTS dipilih dengan ketentuan :

- Rule 1 :  $PW \Delta$  at  $MARR > 0$
- Rule 2 :  $IRR \geq MARR, PW, AW, FW \geq 0$  at  $MARR$
- Rule 3 : The Equivalent worth of all alternatives

*Investment Alternative* : memiliki nilai positif terbesar

*Cost Alternative* : memiliki nilai negatif terkecil

Dari perhitungan di atas dapat dilihat bahwa penggunaan PLTS 70 kW dibandingkan dengan PLN lebih menguntungkan PLTS, dengan asumsi PLTS beroperasi 20,83% dari kapasitas atau sekitar 5 jam per hari, tentu saja ini merupakan angka optimis batas atas dengan investasi PLTS 2,51 miliar dengan masa pakai 25 tahun. Harga listrik yang digunakan TDL Waktu Beban Puncak (WBP) dengan asumsi energi listrik PLTS dipakai saat WBP, dimana digunakan juga kenaikan TDL sebesar 10% dalam kurun waktu setiap 5 tahun, sehingga dapat disimpulkan dengan pemanfaatan PLTS ini pelanggan sektor bisnis semakin diuntungkan.

## BAB V

### KESIMPULAN

1. Jumlah pemanfaatan PLTS yang secara *business as usual* (harga PLTS tetap) pada tahun 2025 akan tercapai pada tahun 2020 dengan adanya target penurunan harga sebagaimana yang ditetapkan oleh *International Energy Agency (IEA)*
2. Untuk meningkatkan rasio elektrifikasi hingga tahun 2025 sebesar 98,1%, penggunaan PLTS bagi pelanggan rumah tangga dapat disubsidi dengan cara pemberian PLTS dimana dana subsidi ini dapat diambil dari dana investasi penyediaan tenaga listrik dan dana subsidi TDL selama satu tahun anggaran, dan untuk tahun berikutnya dibutuhkan subsidi sekitar Rp.5,5 Trilyun
3. Dengan cara pengalihan subsidi untuk kegiatan penyediaan PLTS secara langsung untuk rumah tangga guna meningkatkan rasio elektrifikasi maka subsidi hendaknya tidak lagi diberikan kepada komoditas (harga tenaga listrik), namun diberikan langsung kepada anggota masyarakat yang memerlukannya.
4. Untuk mencapai target pemanfaatan PLTS sebesar 8,85 GW dimana dibutuhkan rata-rata penambahan pemanfaatan PLTS sebesar 90,87 MW per tahun, maka perlu didorong pemanfaatan PLTS bagi sektor industri dan bisnis dengan cara mengalihkan jumlah subsidi yang mereka terima dengan menggunakan PLTS.
5. Pembangkit listrik yang menggunakan energi terbarukan (PLTS), seyogianya diperlakukan sebagai infrastruktur dasar bagi masyarakat, sedangkan pembangkit listrik yang dibangun di pulau-pulau dan kota-kota besar yang telah mapan dan berkualitas sebaiknya ditetapkan sebagai komoditas.

## DAFTAR REFERENSI

- [1] Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional 2010-2029
- [2] Rencana Umum Penyediaan Tenaga Listrik PT.PLN 2010-2019
- [3] Statistik PT.PLN (Persero) 2009
- [4] Perkembangan Beberapa Indikator Utama Sosial Ekonomi Indonesia (Katalog BPS : 3101015), 2010
- [5] Naskah Akademis RUU Ketenagalistrikan
- [6] Large-Scale Photovoltaic Power Plants – Annual Review 2008, Denis Lenardic, 2009.
- [7] Technology Roadmap Solar Photovoltaic Energy, International Energy Agency, 2010
- [8] Energy Technology Perspectives, International Energy Agency, 2008
- [9] Trends in Photovoltaic Applications, survey report of selected IEA countries between 1992 and 2009, Report IEA-PVPS T1-19:2010
- [10] Improvement in The Performance and Life Characteristics of Deep Cycle Batteries, K. Fred Wehmeyer (artikel), Diakses 21 April 2001 [http://www.usbattery.com/usb\\_images/usb\\_iuv\\_12\\_13.pdf](http://www.usbattery.com/usb_images/usb_iuv_12_13.pdf)
- [11] Strategic Management, Fred R David, edisi 12, 2009
- [12] Ekonomi Teknik, jilid 1, edisi kesepuluh, E.Paul DeGarmo, William G. Sullivan, PT.Prenhallindo.

FORECAST INDONESIA

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
<b>Indikator utama</b>																						
Populasi	235.228	244.427,4	244.025,9	246.521,3	248.211,9	252.034,3	255.769,8	259.104,9	262.455,0	265.823,8	269.419,3	273.255,4	277.344,1	281.603,3	285.971,4	290.579,7	296.449,0	302.700,0	309.364,0	316.470,0	324.050,0	332.134,0
Perubahan	4.411,713	4.925,713	5.515,504	6.185,076	6.931,314	7.750,259	8.643,801	9.613,330	11.659,216	13.072,150	14.920,477	17.024,421	19.387,421	22.016,019	24.918,019	28.094,019	31.664,019	35.734,019	40.304,019	45.374,019	50.944,019	57.014,019
ROPP/Pop	53.451,2	60.713,3	728.000,4	1.195.000,0	1.341.000,0	1.487.000,0	1.633.000,0	1.779.000,0	1.925.000,0	2.071.000,0	2.217.000,0	2.363.000,0	2.509.000,0	2.655.000,0	2.801.000,0	2.947.000,0	3.093.000,0	3.239.000,0	3.385.000,0	3.531.000,0	3.677.000,0	3.823.000,0
ROPP/Pop	4.237,954	4.333,312	4.545,512	4.713,370	4.933,312	5.204,312	5.524,312	5.894,312	6.314,312	6.784,312	7.304,312	7.874,312	8.494,312	9.164,312	9.884,312	10.654,312	11.474,312	12.344,312	13.264,312	14.234,312	15.254,312	16.324,312
Perubahan	8,4	8,4	15,2	15,2	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4
Produk Domestik Bruto Ekspor/Pop	59.237	59.925	59.925	60.493	61.061	61.629	62.197	62.765	63.333	63.901	64.469	65.037	65.605	66.173	66.741	67.309	67.877	68.445	69.013	69.581	70.149	70.717
Perubahan	69,5	73,9	75,2	75,7	82,2	86,7	88,0	89,4	90,8	92,2	93,6	94,9	96,3	97,7	99,1	100,5	101,9	103,3	104,7	106,1	107,5	108,9
Konsumsi/Pop	14.435,5	15.632,7	16.551,5	18.276,0	19.804,4	21.425,8	23.143,3	25.142,3	27.250,2	29.587,6	32.174,9	34.959,2	37.992,4	41.322,6	44.991,3	48.955,5	53.175,2	57.699,5	62.574,0	67.854,0	73.484,0	79.414,0
<b>Peminjaman listrik</b>																						
TOTAL	145.054	165.540	169.173,3	182.569	193.101,0	214.730,9	232.807,4	252.627,3	274.799,6	298.254,3	324.636,4	353.162,2	384.039,4	416.493,7	451.734,9	489.757,2	529.753,3	571.941,1	617.534,0	666.834,0	719.150,0	774.800,0
RESIDENTIAL	59.653,3	64.119,8	70.443,7	75.531,6	81.304,3	87.752,1	94.841,3	102.523,8	110.853,5	120.000,0	129.926,1	140.600,0	152.090,0	164.460,0	177.760,0	192.040,0	207.340,0	223.710,0	241.190,0	259.830,0	279.580,0	299.480,0
COMMERCIAL	27.553,1	30.443,8	34.354,4	38.351,6	42.478,5	47.751,1	53.204,4	58.863,5	64.750,0	70.890,0	77.290,0	83.960,0	90.810,0	97.940,0	105.360,0	113.080,0	121.110,0	129.460,0	138.140,0	147.170,0	156.570,0	166.350,0
PUBLIC	9.237,0	9.993,5	10.824,7	11.743,5	12.761,2	13.877,4	14.998,7	16.220,9	17.557,4	19.000,0	20.550,0	22.200,0	23.950,0	25.800,0	27.750,0	29.800,0	31.950,0	34.200,0	36.550,0	39.000,0	41.550,0	44.200,0
INDUSTRIAL	48.525,0	50.525,9	53.502,4	56.516,9	59.564,2	62.633,3	65.730,1	68.857,3	72.000,0	75.160,0	78.330,0	81.510,0	84.700,0	87.900,0	91.110,0	94.330,0	97.560,0	100.800,0	104.050,0	107.310,0	110.580,0	113.860,0
Perubahan	7,9	7,9	8,0	8,2	8,3	8,4	8,4	8,5	8,6	8,7	8,8	8,8	8,9	9,0	9,1	9,2	9,3	9,4	9,5	9,6	9,7	9,8
RESIDENTIAL	8,6	8,6	8,7	8,7	8,8	8,9	8,9	8,9	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,1
COMMERCIAL	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5
PUBLIC	8,2	8,2	8,3	8,3	8,4	8,4	8,4	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5
INDUSTRIAL	4,9	5,0	5,1	5,2	5,3	5,4	5,5	5,5	5,7	5,8	5,9	6,0	6,1	6,2	6,3	6,4	6,5	6,6	6,7	6,8	6,9	7,1
<b>Jumlah Konsumsi</b>																						
TOTAL	4375,403	4915,256	5195,029	5499,889	5809,287	6011,876	6400,636	6782,019	7156,602	7524,639	7886,438	8242,497	8593,230	8939,149	9280,762	9617,679	9950,414	10278,587	10601,700	10919,463	11231,476	11537,340
RESIDENTIAL	4016,476	4549,828	4841,028	5038,389	5342,824	5654,824	5972,947	6296,694	6625,602	6959,298	7297,384	7639,361	7985,230	8335,594	8690,962	9051,834	9417,711	9788,194	10163,794	10549,122	10934,788	11320,302
COMMERCIAL	2034,325	2211,837	2408,279	2615,307	2832,842	3060,981	3298,724	3546,071	3792,624	4038,990	4295,674	4562,187	4838,030	5123,714	5419,747	5726,630	6043,874	6371,987	6710,470	7059,832	7419,574	7789,306
PUBLIC	1152,563	1217,080	1285,558	1358,457	1435,779	1517,413	1603,464	1693,937	1788,442	1887,590	1990,904	2098,994	2211,382	2328,580	2450,104	2576,474	2707,211	2842,936	2984,270	3130,832	3282,274	3439,236
INDUSTRIAL	4809	50,244	51,521	52,877	54,317	55,851	57,487	59,223	61,061	63,000	65,049	67,208	69,477	71,856	74,345	76,944	79,653	82,472	85,401	88,440	91,589	94,848

Data Nasional

Tahun	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
<b>Tahun</b>															
<b>Kelembagaan</b>															
PLN	14.866,10	15.987,35	18.821,70	20.424,00	20.464,20	20.665,50	20.951,00	21.000,20	21.087,70	21.302,05	22.345,95	23.354,68	24.031,35	24.066,16	
IPP	-	-	165,00	377,22	512,22	3.162,22	3.162,22	3.172,22	3.222,22	3.272,22	3.322,22	3.372,22	3.422,22	3.472,22	3.522,22
Subsidi	88,56	87,73	87,73	86,70	86,70	86,70	86,70	86,70	86,70	86,70	86,70	86,70	86,70	86,70	86,70
Jumlah	14.955	16.075	19.074	20.887	21.265	24.128	24.425	24.558	24.630	25.047	26.091	27.552	28.583	28.674	
Tambahan Per tahun (MW)	1120	2.999	1.893	301	301	2.860	296	114	91	417	1.044	2.331	1.139	965	
Growth (%)	7,5	18,7	9,9	1,4	1,4	15,4	1,2	0,5	0,4	1,7	4,2	8,9	4,0	3,3	
<b>Perangin Transmisi (km)</b>															
25 - 30 kV	943,18	765,04	351,79	280,61	18,04	11,97	11,97	11,97	11,97	298,88	259,88	11,97	11,97	11,97	11,97
70 kV	4.782,08	4.797,44	4.972,16	5.057,36	5.073,56	4.933,72	4.904,82	4.841,82	5.054,78	4.726,40	4.726,40	4.619,03	4.619,03	4.619,03	4.619,03
150 kV	22.149,66	22.149,66	22.149,66	22.149,66	22.149,66	22.149,66	22.149,66	22.149,66	22.149,66	22.149,66	22.149,66	22.149,66	22.149,66	22.149,66	22.149,66
275 kV	1.728,00	1.873,00	2.244,00	2.665,46	2.787,66	2.774,00	2.849,00	3.207,00	3.607,61	3.673,27	3.978,27	5.047,78	5.047,78	5.047,78	5.047,78
Jumlah	19.553	20.782	21.691	23.861	24.389	24.382	24.989	27.570	30.794	30.925	32.927	33.463	34.184	34.948	
Tambahan Per tahun (km)	1.229	908	2.170	528	528	453	1.167	1.981	609	2.621	131	1.962	246	765	
Growth (%)	6,3	4,4	10,0	2,2	2,2	1,8	4,7	6,1	2,2	9,3	0,4	6,4	0,7	3,1	
<b>Perangin Distribusi (km)</b>															
6 - 7 kV	-	-	1.362,06	382,00	452,56	656,41	695,20	721,15	404,30	404,69	404,69	285,89	278,32	278,32	278,32
12 kV	-	-	1.560,69	-	-	1.221,69	1.221,69	1.780,29	2.970,78	2.970,78	2.970,78	2.968,84	2.968,84	2.968,84	2.968,84
15 - 20 kV	-	-	1.378,12	1.378,12	1.378,12	1.378,12	1.378,12	1.378,12	1.378,12	1.378,12	1.378,12	1.378,12	1.378,12	1.378,12	1.378,12
Jumlah	-	-	4.300,87	4.300,87	4.300,87	4.300,87	4.300,87	4.300,87	4.300,87	4.300,87	4.300,87	4.300,87	4.300,87	4.300,87	4.300,87
Tambahan Per tahun (km)	0	430,87	37,506	48,071	48,071	1.841	1.438,6	15,723	11,347	60,558	(48,317)	9,211	25,448	16,793	24,387
Growth (%)	-	100	8,9	9,4	9,4	1,0	2,8	5,0	2,1	11,1	(7,2)	1,6	4,4	2,8	3,9
<b>Perangin Transmisi (km)</b>															
Rumah Tangg	17.093,71	19.519,95	22.661,90	24.825,33	26.847,57	30.563,43	33.938,75	35.913,44	35.753,05	38.588,29	41.184,30	48.753,07	47.324,91	50.181,20	54.245,41
Komersial	5.083,18	6.217,26	7.240,35	8.045,17	8.543,47	10.568,58	11.386,36	11.794,84	13.229,85	15.160,72	17.021,84	18.415,32	20.608,47	22.926,39	24.381,96
Industri	2.470,28	3.197,97	3.857,97	4.337,97	4.717,97	5.911,51	6.337,97	6.717,97	7.501,51	8.337,97	9.173,51	10.009,04	10.844,57	11.680,10	12.515,63
Jumlah	24.707,62	27.946,57	30.766,03	32.999,31	34.398,34	54.013,22	55.992,23	56.823,30	56.502,26	60.324,25	65.380,25	77.177,41	78.814,95	84.802,50	91.242,97
Tambahan Per tahun (GWh)	48.705	7175	7.375	64.230	65.195	71.261	79.156	84.501	86.942	90.447	100.949	112.610	121.247	129.049	134.207
Growth (%)	14,4	15,0	1,5	24,4	24,4	12,8	14,1	15,2	15,2	16,7	18,3	19,8	21,3	22,8	24,3
<b>Kelembagaan (Rp. Miliar)</b>															
Jumlah Perindustri (Rp. Miliar)	154.394	197.485	200.515	202.400	206.534	205.456	208.600	212.004	215.153	217.854	221.527	225.084	228.584	231.923	236.228
Konsumsi Perindustri (Rp. Miliar)	2.889	3.031	3.031	3.031	3.031	3.031	3.031	3.031	3.031	3.031	3.031	3.031	3.031	3.031	3.031
Growth (%)	1,5	1,5	0,9	2,0	2,0	(1,5)	2,7	1,5	1,5	1,5	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
<b>Kelembagaan (Rp. Miliar)</b>															
Jumlah Perindustri (Rp. Miliar)	631.844	684.835	740.545	834.694	776.678	1.376.736	1.452.430	1.482.003	1.534.854	1.606.973	1.690.372	1.778.308	1.877.774	1.987.491	2.108.247
Konsumsi Perindustri (Rp. Miliar)	4.994	4.994	4.994	4.994	4.994	4.994	4.994	4.994	4.994	4.994	4.994	4.994	4.994	4.994	4.994
Growth (%)	7,9	7,9	4,2	10,7	10,7	22,4	5,5	2,0	3,6	4,7	5,2	5,6	5,6	5,6	5,6
<b>Pendapatan Perkapita (Rp.)</b>															
Jumlah Perkapita (Rp.)	3.246.982	3.452.622	3.543.610	3.136.313	3.760.534	6.766.753	6.852.753	6.990.463	7.133.784	7.376.374	7.637.440	7.973.091	8.313.002	8.509.634	8.908.454
Konsumsi Perkapita (Rp.)	205.640	205.640	205.640	205.640	205.640	205.640	205.640	205.640	205.640	205.640	205.640	205.640	205.640	205.640	205.640
Growth (%)	6,3	2,6	2,6	(11,5)	18,9	79,9	2,7	0,5	2,1	3,4	3,5	4,4	4,3	2,4	4,6
<b>Konsumsi Listrik Perkapita (kWh)</b>															
Jumlah Perkapita (kWh)	255	288	320	322	345	389	405	410	420	463	484	505	537	562	566
Konsumsi Perkapita (kWh)	33	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32
Growth (%)	12,8	11,5	0,5	7,1	7,1	12,8	4,0	1,4	2,5	10,2	4,4	6,3	6,3	2,9	2,8
<b>Konsumsi Rumah Tangga (Rp.)</b>															
Jumlah Rumah Tangga (Rp.)	48.409.486	44.055.351	44.732.711	48.603.269	46.770.919	51.490.483	53.448.137	54.388.109	56.411.884	58.083.859	59.258.417	54.708.418	55.376.592	55.576.392	57.688.500
Konsumsi Rumah Tangga (Rp.)	18.500.748	20.666.916	23.128.437	24.564.650	25.785.370	26.796.675	27.883.612	28.857.306	29.997.594	31.095.970	32.174.922	34.456.074	35.650.074	36.078.726	37.950.717
Growth (%)	42,2	46,9	51,7	51,8	51,8	52,0	52,2	52,5	53,2	53,5	54,3	64,3	65,1	65,1	66
<b>Konsumsi Listrik Perkapita (Rp.)</b>															
Jumlah Perkapita (Rp.)	48.409.486	44.055.351	44.732.711	48.603.269	46.770.919	51.490.483	53.448.137	54.388.109	56.411.884	58.083.859	59.258.417	54.708.418	55.376.592	55.576.392	57.688.500
Konsumsi Perkapita (Rp.)	18.500.748	20.666.916	23.128.437	24.564.650	25.785.370	26.796.675	27.883.612	28.857.306	29.997.594	31.095.970	32.174.922	34.456.074	35.650.074	36.078.726	37.950.717
Growth (%)	42,2	46,9	51,7	51,8	51,8	52,0	52,2	52,5	53,2	53,5	54,3	64,3	65,1	65,1	66
<b>Konsumsi Listrik Perkapita (Rp.)</b>															
Jumlah Perkapita (Rp.)	48.409.486	44.055.351	44.732.711	48.603.269	46.770.919	51.490.483	53.448.137	54.388.109	56.411.884	58.083.859	59.258.417	54.708.418	55.376.592	55.576.392	57.688.500
Konsumsi Perkapita (Rp.)	18.500.748	20.666.916	23.128.437	24.564.650	25.785.370	26.796.675	27.883.612	28.857.306	29.997.594	31.095.970	32.174.922	34.456.074	35.650.074	36.078.726	37.950.717
Growth (%)	42,2	46,9	51,7	51,8	51,8	52,0	52,2	52,5	53,2	53,5	54,3	64,3	65,1	65,1	66
<b>Konsumsi Listrik Perkapita (Rp.)</b>															
Jumlah Perkapita (Rp.)	48.409.486	44.055.351	44.732.711	48.603.269	46.770.919	51.490.483	53.448.137	54.388.109	56.411.884	58.083.859	59.258.417	54.708.418	55.376.592	55.576.392	57.688.500
Konsumsi Perkapita (Rp.)	18.500.748	20.666.916	23.128.437	24.564.650	25.785.370	26.796.675	27.883.612	28.857.306	29.997.594	31.095.970	32.174.922	34.456.074	35.650.074	36.078.726	37.950.717
Growth (%)	42,2	46,9	51,7	51,8	51,8	52,0	52,2	52,5	53,2	53,5	54,3	64,3	65,1	65,1	66
<b>Konsumsi Listrik Perkapita (Rp.)</b>															
Jumlah Perkapita (Rp.)	48.409.486	44.055.351	44.732.711	48.603.269	46.770.919	51.490.483	53.448.137	54.388.109	56.411.884	58.083.859	59.258.417	54.708.418	55.376.592	55.576.392	57.688.500
Konsumsi Perkapita (Rp.)	18.500.748	20.666.916	23.128.437	24.564.650	25.785.370	26.796.675	27.883.612	28.857.306	29.997.594	31.095.970	32.174.922	34.456.074	35.650.074	36.078.726	37.950.717
Growth (%)	42,2	46,9	51,7	51,8	51,8	52,0	52,2	52,5	53,2	53,5	54,3	64,3	65,1	65,1	66
<b>Konsumsi Listrik Perkapita (Rp.)</b>															
Jumlah Perkapita (Rp.)	48.409.486	44.055.351	44.732.71												

Tabel Energi Terjual per Kelompok Pelanggan (GWh)

2009

Satuan PLN/Provinsi	Rumah Tangga	Industri	Bisnis	Sosial	Gdg. Kantor Pemerintah	Penerangan Jalan Umum	Jumlah	(%)
Wilayah Nanggroe Aceh Darus:	823.16	41.16	217.93	55.65	51.10	87.46	1,276.45	0.95
Wilayah Sumatera Utara	2,678.80	1,786.31	1,047.54	151.86	71.33	361.06	6,096.90	4.53
Wilayah Sumatera Barat	883.13	694.89	271.98	56.71	30.68	69.13	2,006.52	1.49
Wilayah Riau	1,224.19	132.40	576.55	73.37	58.17	118.75	2,183.43	1.62
- Riau	993.23	113.24	469.58	62.83	46.34	100.86	1,786.06	1.33
- Kepulauan Riau	230.96	19.16	106.97	10.55	11.83	17.89	397.37	0.30
Wilayah Sumsel, Jambi, dan Bk	2,060.19	529.24	755.26	95.48	73.53	123.37	3,637.06	2.70
- Sumatera Selatan	1,453.29	461.43	531.27	69.58	49.59	89.63	2,654.79	1.97
- Jambi	338.68	46.65	162.04	14.48	13.05	20.00	594.90	0.44
- Bengkulu	268.22	21.16	61.94	11.42	10.89	13.74	387.37	0.29
Wilayah Bangka Belitung	279.44	27.10	61.18	9.64	12.67	8.73	398.76	0.30
Wilayah Lampung	1,083.01	353.31	448.60	47.28	25.41	65.42	2,024.03	1.50
Wilayah Kalimantan Barat	661.44	60.30	336.38	32.77	34.51	30.26	1,155.65	0.86
Wilayah Kalsel dan Kalteng	1,131.21	141.15	337.34	46.09	49.59	63.50	1,768.88	1.31
- Kalimantan Selatan	784.31	122.70	233.28	30.79	28.21	50.92	1,250.21	0.93
- Kalimantan Tengah	346.90	18.45	104.05	15.30	21.38	12.58	518.67	0.39
Wilayah Kalimantan Timur	1,006.11	132.50	413.60	57.85	55.55	55.35	1,720.96	1.28
Wilayah Sulut, Sulteng dan Gor	838.77	102.39	327.49	55.46	48.82	47.19	1,420.11	1.06
- Sulawesi Utara	435.35	76.93	222.90	29.81	18.41	19.75	803.14	0.60
- Gorontalo	116.87	10.92	31.64	10.13	9.76	9.30	188.62	0.14
- Sulawesi Tengah	286.55	14.54	72.95	15.52	20.65	18.15	428.35	0.32
Wilayah Sulsel, Sultra dan Sulb	1,567.62	637.71	645.14	96.46	91.36	129.11	3,167.40	2.35
- Sulawesi Selatan	1,273.23	614.90	554.41	85.10	72.77	109.79	2,710.19	2.01
- Sulawesi Tenggara	221.58	21.00	70.67	8.52	14.53	12.10	348.40	0.26
- Sulawesi Barat	72.80	1.81	20.07	2.83	4.06	7.22	108.80	0.08
Wilayah Maluku dan Maluku Ut	261.53	5.82	96.76	13.28	34.48	11.08	422.95	0.31
- Maluku	164.23	4.24	62.48	8.60	21.41	6.28	267.25	0.20
- Maluku Utara	97.30	1.58	34.28	4.68	13.07	4.79	155.70	0.12
Wilayah Papua	366.84	5.82	205.65	25.16	41.93	16.05	661.44	0.49
Distribusi Bali	1,201.22	109.65	1,304.43	53.33	65.44	54.56	2,788.65	2.07
Wilayah Nusa Tenggara Barat	428.32	18.52	171.59	28.30	14.87	27.31	688.91	0.51
Wilayah Nusa Tenggara Timur	223.81	4.31	99.77	19.13	19.47	16.22	382.71	0.28
PT PLN Batam	381.53	419.91	441.16	18.04	26.66	9.10	1,296.41	0.96
PT PLN Tarakan	56.61	-	93.64	4.09	5.66	5.71	165.71	0.12
<b>Luar Jawa</b>	<b>17,156.92</b>	<b>5,202.49</b>	<b>7,851.98</b>	<b>939.95</b>	<b>811.22</b>	<b>1,300.35</b>	<b>33,262.92</b>	<b>24.72</b>
Dist. Jawa Timur	8,097.40	8,970.26	2,734.17	533.66	214.65	508.06	21,058.18	15.65
Dist. Jawa Tengah dan Yogyak	7,356.94	4,716.18	1,874.10	504.21	161.36	471.41	15,084.19	11.21
- Jawa Tengah	6,424.32	4,527.13	1,509.31	383.14	128.69	422.74	13,395.34	9.95
- D.I. Yogyakarta	932.62	189.05	364.79	121.07	32.66	48.67	1,688.86	1.25
Dist. Jawa Barat dan Banten	11,642.66	19,142.62	2,968.56	545.61	226.31	263.31	34,789.07	25.85
- Jawa Barat	10,723.60	14,336.10	2,463.87	426.69	202.79	226.42	28,379.47	21.09
- Banten	919.06	4,806.53	208.41	40.67	23.52	36.89	6,035.08	4.48
Dist. Jakarta Raya dan Tangerang	10,691.49	8,172.67	9,396.43	860.93	921.13	344.98	30,387.62	22.58
<b>Jawa</b>	<b>37,788.48</b>	<b>41,001.72</b>	<b>16,973.26</b>	<b>2,444.41</b>	<b>1,523.44</b>	<b>1,587.75</b>	<b>101,319.07</b>	<b>75.28</b>
<b>Indonesia</b>	<b>54,945.41</b>	<b>46,204.21</b>	<b>24,825.24</b>	<b>3,384.36</b>	<b>2,334.66</b>	<b>2,888.11</b>	<b>134,581.98</b>	<b>100.00</b>
(%)	40.83	34.33	18.45	2.51	1.73	2.15	100.00	

## Lampiran 3a

PT. PLN (PERSERO)

**PENJUALAN TENAGA LISTRIK BULAN OKTOBER 2010**  
**PT. PLN (Persero) SELURUH INDONESIA**

KOREKSI

GOLONGAN TARIF	JUMLAH PELANGGAN	Pangsa (%)	DAYA (VA) TERSAMBUNG	Pangsa (%)	PEMAKAIAN / MUTASI KWH BULAN INI				PENDAPATAN RUPIAH	Pangsa (%)	Rp/kWh	
					JUMLAH	Pangsa (%)	LWBP	WBP				
1	2	3	4	5	6=8+9	7	8	9	10	11	12=10/8	
1.1 / 220 VA	TR	905	0,00	189.120	0,00	130.195	0,00	130.195	0	14.142.265	0,00	108,62
1.2 / 450 VA	TR	385.666	0,93	173.539.705	0,27	25.810.786	0,25	9.293.180	0	9.270.949.606	0,11	320,67
	TR							5.467.698	0			
	TR							13.179.908	0			
1.2 / 900 VA	TR	290.140	0,70	261.075.600	0,40	31.931.898	0,28	4.960.821	0	14.162.488.382	0,17	443,52
	TR							7.915.287	0			
	TR							19.655.790	0			
1.2 / 1.300 VA	TR	94.069	0,23	122.290.800	0,19	18.249.142	0,16	18.249.142	0	10.594.981.545	0,13	580,57
1.2 / 2.200 VA	TR	47.696	0,12	104.860.800	0,16	14.731.943	0,13	14.731.943	0	8.349.517.732	0,11	634,64
1.2 / 3.500 s/d 200 kVA	TR	68.852	0,17	1.046.535.750	1,60	114.329.728	0,99	114.329.728	0	81.890.817.713	1,00	716,27
1.3 / > 200 kVA	TM	766	0,00	540.570.000	0,83	87.041.216	0,75	74.491.185	12.550.031	58.484.863.891	0,71	671,92
<b>S</b>		888.094	2,15	2.249.061.778	3,44	295.324.908	2,55	282.774.877	12.550.031	183.767.561.134	2,24	622,28
1.1 / 450 VA	TR	19.238.468	46,51	8.857.015.770	13,24	1.660.053.186	14,33	513.902.299	0	690.413.132.258	8,43	415,90
	TR							422.338.020	0			
	TR							723.814.867	0			
1.1 / 900 VA	TR	13.110.971	31,70	11.801.738.431	18,05	1.702.069.773	14,70	247.284.972	0	1.000.499.103.239	12,22	587,81
	TR							426.246.281	0			
	TR							1.028.538.540	0			
1.1 / 1.300 VA	TR	3.821.027	8,75	4.708.827.455	7,20	788.350.313	6,81	788.350.313	0	875.293.241.163	7,03	729,74
1.1 / 2.200 VA	TR	1.293.879	3,13	2.848.903.798	4,35	491.997.298	4,25	491.997.298	0	358.169.692.354	4,38	727,99
1.2 / > 3.500 s/d 5.500 VA	TR	497.891	1,20	2.064.629.750	3,15	333.040.657	2,88	333.040.657	0	275.978.481.269	3,37	828,66
1.3 / 6.600 VA ke atas	TR	119.706	0,29	1.856.338.100	2,38	181.349.832	1,57	178.391.335	0	209.076.001.090	2,55	1.152,85
	TR							3.648.597	0			
<b>R</b>		37.881.941	91,59	31.632.453.304	48,38	5.156.861.167	44,82	5.151.812.600	0	3.509.423.651.373	37,98	602,97
1.1 / 450 VA	TR	336.889	0,81	151.590.250	0,23	25.757.041	0,22	8.118.342	0	13.144.380.473	0,16	510,32
	TR							17.638.699	0			
1.1 / 900 VA	TR	346.093	0,84	310.992.166	0,48	49.248.733	0,43	25.537.390	0	30.389.045.753	0,37	617,03
	TR							23.711.343	0			
1.1 / 1.300 VA	TR	330.157	0,80	428.963.500	0,66	70.870.046	0,61	70.870.046	0	51.288.955.873	0,63	723,70
1.1 / 2.200 s/d 5.500 VA	TR	491.282	1,19	1.435.928.635	2,20	207.278.119	1,79	207.278.119	0	179.369.151.603	2,15	850,88
1.2 / 6.600 s/d 200 kVA	TR	294.791	0,71	5.752.099.505	8,80	736.449.439	6,38	395.031.591	0	835.209.402.404	10,20	1.129,50
1.3 / > 200 kVA	TM	4.223	0,01	4.681.687.300	7,16	880.133.290	7,60	344.417.838	0	155.085.855	1,85	1.129,50
	TR							725.047.345	0	774.322.148.335	9,46	879,78
<b>B</b>		1.803.435	4,36	12.761.261.356	19,52	1.972.736.568	17,03	1.817.650.713	155.085.855	1.880.722.064.441	22,97	953,36
1 / 450 VA	TR	154	0,00	69.300	0,00	13.367	0,00	3.311	0	8.179.075	0,00	482,26
	TR							10.056	0			
1 / 900 VA	TR	475	0,00	427.500	0,00	85.484	0,00	25.710	0	38.844.301	0,00	593,19
	TR							39.774	0			
1 / 1.300 VA	TR	579	0,00	752.700	0,00	103.011	0,00	103.011	0	77.344.215	0,00	750,83
1 / 2.200 VA	TR	943	0,00	2.113.400	0,00	288.041	0,00	288.041	0	204.284.322	0,00	782,06
1 / 3.500 s/d 14 kVA	TR	10.759	0,03	101.970.000	0,16	9.248.071	0,08	9.248.071	0	7.774.443.563	0,09	840,84
2 / > 14 kVA s/d 200 kVA	TR	26.786	0,06	2.097.612.800	3,21	256.941.188	2,22	225.458.872	31.482.286	221.140.720.812	2,70	860,67
3 / > 200 kVA	TM	8.577	0,02	10.858.124.300	16,15	2.425.955.487	20,95	2.072.415.594	353.539.893	1.727.185.570.826	21,10	711,97
	TR							693.088.121	130.737.361	508.462.379.116	5,21	617,21
4 / 30.000 kVA ke atas	TT	54	0,00	2.453.667.000	3,75	823.805.482	7,11	3.000.638.561	515.759.540	2.464.899.746.230	30,11	700,97
<b>1.1 / 4</b>		48.326	0,12	15.214.957.000	23,27	3.516.398.101	30,36	3.000.638.561	515.759.540	2.464.899.746.230	30,11	700,97
1.1 / 900 VA	TR	15.544	0,04	6.993.900	0,01	1.502.758	0,01	1.502.758	0	1.023.924.653	0,01	681,36
1.1 / 1.300 VA	TR	23.443	0,06	21.098.800	0,03	2.781.397	0,02	2.781.397	0	2.206.012.833	0,03	793,13
1.1 / 2.200 s/d 5.500 VA	TR	18.039	0,04	23.454.100	0,04	3.854.573	0,03	3.854.573	0	2.998.336.582	0,04	820,43
1.1 / 6.600 s/d 200 kVA	TR	20.175	0,05	62.445.620	0,10	8.754.400	0,08	8.754.400	0	7.551.352.919	0,09	862,58
	TR	32.831	0,08	727.067.700	1,11	88.896.778	0,77	86.427.882	0	100.763.116.466	1,23	1.133,48
1.2 / > 200 kVA	TM	1.225	0,00	896.540.255	1,37	95.478.691	0,82	2.469.096	0	74.743.934.859	0,91	782,83
	TR	125.268	0,30	800.099.748	1,22	255.452.687	2,21	84.544.028	10.934.663	193.793.666.368	2,37	758,63
<b>P</b>		236.525	0,57	2.637.899.923	3,88	469.621.284	3,94	445.586.621	10.934.663	383.080.344.680	4,68	839,13
1 / > 200 kVA		31	0,00	122.998.000	0,19	8.721.459	0,07	8.731.146	0	5.416.218.340	0,07	666,90
1 / > 200 kVA		23	0,00	30.010.000	0,05	14.201.136	0,12	11.806.741	0	7.871.177.216	0,10	554,26
1 / > 200 kVA		801.770	1,21	834.256.262	1,28	162.212.726	1,40	162.212.726	0	151.467.232.816	1,85	933,76
<b>JUMLAH</b>		41.360.145	100	65.382.697.623	100	11.582.377.339	100	10.881.213.945	698.114.797	8.186.647.996.230	100	706,82

## Lampiran 3b

PT PLN (PERSERO)

**PENJUALAN TENAGA LISTRIK BULAN NOPEMBER 2010**  
**PT. PLN (Persero) SELURUH INDONESIA**

GOLONGAN TARIF	Jumlah Pelanggan	Pangsa (%)	DAYA (VA) TERSAMBUNG	Pangsa (%)	PEMAKAIAN / MUTASI KWH BULAN INI				PENDAPATAN RUPIAH	Pangsa (%)	Rp./kWh	
					Jumlah	Pangsa (%)	LWBP	WBP				
1	2	3	4	5	6=8+9	7	8	9	10	11	12=10/8	
S.1 / 220 VA	TR	894	0,00	187.120	0,00	94.603	0,00	94.603	0	9.796.205	0,00	103,55
S.2 / 450 VA	TR	388.184	0,93	174.589.550	0,26	26.758.902	0,21	9.039.290	0	8.552.912.189	0,09	319,62
	TR							5.941.199	0			
	TR							11.778.413	0			
S.2 / 900 VA	TR	295.444	0,71	265.910.400	0,40	31.241.971	0,23	5.071.616	0	13.843.673.234	0,15	443,11
	TR							7.763.788	0			
	TR							18.416.568	0			
S.2 / 1.300 VA	TR	97.392	0,23	128.540.800	0,19	17.094.812	0,13	17.094.812	0	18.500.020.706	0,12	614,22
S.2 / 2.200 VA	TR	48.769	0,12	107.258.100	0,16	15.419.360	0,12	15.419.360	0	10.041.584.314	0,11	651,23
S.2 / 3.500 s/d 200 kVA	TR	69.881	0,17	1.056.110.850	1,60	137.290.048	1,08	137.290.048	0	103.563.621.651	1,15	754,34
S.3 > 200 kVA	TM	774	0,00	541.365.000	0,82	101.787.933	0,80	87.380.256	0	78.223.432.316	0,84	748,85
S		901.318	2,16	2.273.959.820	3,45	329.687.630	2,60	315.279.952	0	222.734.940.614	2,46	675,59
R.1 / 450 VA	TR	19.421.588	46,50	8.740.022.500	13,26	1.607.955.552	12,66	523.480.841	0	654.346.836.841	7,24	406,04
	TR							409.315.722	0			
	TR							675.169.189	0			
R.1 / 900 VA	TR	13.445.148	32,19	12.096.702.050	18,35	1.677.883.392	13,23	254.051.481	0	990.997.473.853	10,97	590,62
	TR							427.514.538	0			
	TR							906.317.374	0			
R.1 / 1.300 VA	TR	3.872.743	9,27	5.021.750.750	7,62	804.139.115	6,34	804.139.115	0	633.532.719.658	7,01	787,84
R.1 / 2.200 VA	TR	1.340.181	3,21	2.945.380.450	4,47	499.205.459	3,94	499.205.469	0	393.852.595.247	4,38	788,96
R.2 / > 3.500 s/d 5.500 VA	TR	609.935	1,22	2.101.369.950	3,19	336.140.757	2,65	336.140.757	0	299.274.645.017	3,31	890,33
R.3 / 6.600 VA ke atas	TR	126.245	0,30	1.598.540.200	2,42	193.696.574	1,53	180.659.522	0	222.266.281.188	2,46	1.147,45
R		38.714.830	92,70	32.503.765.900	49,30	5.119.030.859	40,35	8.105.993.807	0	3.194.280.551.804	35,35	624,09
D.1 / 450 VA	TR	337.820	0,81	151.078.150	0,23	24.868.105	0,20	8.032.510	0	12.623.599.221	0,14	507,62
	TR							16.835.595	0			
	TR							25.967.886	0			
D.1 / 900 VA	TR	351.157	0,84	315.856.750	0,48	50.548.425	0,40	24.580.738	0	30.501.802.423	0,34	603,42
	TR							79.449.164	0			
	TR							226.591.708	0			
D.1 / 1.300 VA	TR	343.717	0,82	446.269.800	0,68	70.449.164	0,53	70.449.164	0	57.077.787.147	0,63	718,42
D.1 / 2.200 s/d 5.500 VA	TR	519.170	1,24	1.536.869.620	2,33	226.591.708	1,79	226.591.708	0	204.376.992.278	2,28	901,56
D.2 / 6.600 s/d 200 kVA	TR	290.253	0,69	5.761.080.302	8,74	786.547.028	6,20	501.994.530	0	908.520.363.013	10,05	1.155,07
D.3 / > 200 kVA	TM	4.785	0,01	4.709.880.600	7,14	962.588.167	7,59	795.288.043	0	840.670.404.473	9,30	873,34
D		1.846.882	4,42	12.921.715.222	19,60	2.130.692.596	16,80	1.963.392.472	0	2.063.770.948.553	22,73	963,90
I.1 / 450 VA	TR	158	0,00	70.200	0,00	14.553	0,00	3.385	0	8.601.990	0,00	453,65
	TR							11.168	0			
I.1 / 900 VA	TR	485	0,00	436.500	0,00	84.633	0,00	26.073	0	37.619.295	0,00	582,04
	TR							38.560	0			
	TR							108.749	0			
I.1 / 1.300 VA	TR	581	0,00	755.300	0,00	108.749	0,00	108.749	0	89.042.968	0,00	818,80
I.1 / 2.200 VA	TR	948	0,00	2.121.700	0,00	273.679	0,00	273.679	0	1.599.879.657	0,01	2.191,91
I.1 / 3.500 s/d 14 kVA	TR	10.783	0,03	103.424.800	0,16	9.987.054	0,08	9.987.054	0	10.830.574.684	0,12	1.084,46
I.2 / > 14 kVA s/d 200 kVA	TR	26.619	0,06	2.103.148.400	3,19	336.358.432	2,65	293.257.245	0	280.171.626.278	3,10	832,96
I.3 / > 200 kVA	TM	6.588	0,02	10.615.843.800	16,10	3.147.504.660	24,81	2.836.306.024	0	2.142.893.458.053	23,71	680,82
I.4 / 30.000 kVA ke atas	TT	52	0,00	2.453.755.900	3,72	979.897.641	7,72	828.580.861	0	580.996.556.714	6,43	592,92
I		48.410	0,12	15.278.554.900	23,17	4.474.209.400	35,27	3.818.592.798	0	3.015.625.359.635	33,37	674,00
I.1 / 900 VA	TR	15.854	0,04	7.076.250	0,01	1.471.781	0,01	1.471.781	0	971.430.153	0,01	669,04
I.1 / 1.300 VA	TR	23.805	0,06	21.426.900	0,03	2.895.766	0,02	2.895.766	0	3.255.035.789	0,02	778,74
I.1 / 2.200 s/d 5.500 VA	TR	18.564	0,04	24.212.200	0,04	3.803.138	0,03	3.803.138	0	3.354.719.601	0,04	882,09
I.2 / 6.600 s/d 200 kVA	TR	30.113	0,07	717.935.900	1,09	98.000.109	0,77	74.247.566	0	112.791.589.860	1,25	1.150,93
I.3 / > 200 kVA	TM	1.009	0,00	895.263.900	1,35	112.837.252	0,89	100.284.720	0	92.314.617.404	1,02	818,12
I.4 / > 200 kVA	TR	125.993	0,30	804.929.565	1,22	257.014.998	2,03	257.014.998	0	206.233.519.263	2,28	802,42
I		238.347	0,57	2.545.293.115	3,88	487.218.372	3,84	474.665.839	0	4.692.780.726	0,05	610,03
J		31	0,00	122.998.000	0,19	7.692.424	0,06	6.174.520	0	7.674.652.645	0,08	547,92
J > 200 kVA		24	0,00	30.250.000	0,05	14.006.854	0,11	11.581.040	0	109.596.041.873	1,21	867,48
J		15.191	0,04	255.786.182	0,39	123.491.538	0,97	123.491.538	0	109.596.041.873	1,21	867,48
JUMLAH		41.765.033	100	65.933.323.139	100	12.686.029.773	100	11.819.172.068	0	9.036.355.626.286	100	712,31

## Lampiran 4

Tabel : Rata-rata Upah/Gaji/Pendapatan Buruh/Karyawan/Pegawai Sebulan  
Menurut Provinsi (rupiah), 2009-2010

Provinsi/Province	Feb/Feb 2009	Agt/Aug 2009	Feb/Feb 2010
Aceh	1 420 396	1 425 874	1 456 780
Sumatera Utara	1 301 672	1 309 950	1 344 045
Sumatera Barat	1 430 876	1 486 012	1 488 135
Riau	1 359 534	1 409 259	1 422 766
Kep. Riau	1 860 186	1 894 354	1 897 900
Jambi	1 244 025	1 265 498	1 300 541
Sumatera Selatan	1 195 084	1 199 841	1 222 406
Kep. Bangka Belitung	1 188 250	1 225 969	1 247 103
Bengkulu	1 400 552	1 417 675	1 441 785
Lampung	1 056 211	1 074 386	1 077 290
DKI Jakarta	1 901 328	1 914 089	1 925 662
Jawa Barat	1 308 629	1 350 783	1 361 182
Banten	1 513 028	1 557 231	1 564 443
Jawa Tengah	940 157	964 198	981 047
DI Yogyakarta	1 148 201	1 209 054	1 216 090
Jawa Timur	1 019 220	1 034 150	1 046 363
Bali	1 422 258	1 446 512	1 460 283
Nusa Tenggara Barat	1 224 649	1 320 529	1 346 708
Nusa Tenggara Timur	1 427 204	1 454 380	1 466 074
Kalimantan Barat	1 195 529	1 218 006	1 227 337
Kalimantan Tengah	1 276 263	1 368 009	1 371 985
Kalimantan Selatan	1 280 393	1 334 028	1 348 762
Kalimantan Timur	2 118 850	2 130 317	2 155 991
Sulawesi Utara	1 300 564	1 312 412	1 328 726
Gorontalo	1 222 354	1 253 915	1 260 240
Sulawesi Tengah	1 260 252	1 281 882	1 283 699
Sulawesi Selatan	1 220 429	1 248 952	1 271 087
Sulawesi Barat	1 171 446	1 214 604	1 217 854
Sulawesi Tenggara	1 310 985	1 331 987	1 358 730
Maluku	1 519 316	1 565 528	1 575 696
Maluku Utara	1 563 035	1 577 607	1 584 550
Papua	2 124 610	2 159 590	2 164 784
Papua Barat	1 878 452	1 938 737	1 950 837
<b>Indonesia</b>	<b>1 296 136</b>	<b>1 322 380</b>	<b>1 337 753</b>

Jumlah dan Persentase Penduduk Miskin, Garis Kemiskinan, Indeks Kedalaman Kemiskinan (P1), dan Indeks Keparahan Kemiskinan (P2) Menurut Provinsi, 2010

Propinsi	Jumlah Penduduk Miskin (000)			Persentase Penduduk Miskin (%)			P1 (%)			P2 (%)			Garis Kemiskinan (Rp)		
	Kota	Desa	Kota+Desa	Kota	Desa	Kota+Desa	Kota	Desa	Kota+Desa	Kota	Desa	Kota+Desa	Kota	Desa	Kota+Desa
1 Nangroe Aceh Darussalarr	173.4	688.5	861.9	14.65	23.54	20.98	2.83	4.63	4.11	0.79	1.45	1.26	308,306	266,285	278,389
2 Sumatera Utara	689	801.9	1490.9	11.34	11.29	11.31	2.01	2.07	2.04	0.54	0.59	0.57	247,547	201,810	222,898
3 Sumatera Barat	106.2	323.8	430	6.84	10.88	9.5	1.16	1.67	1.49	0.27	0.39	0.35	282,173	214,458	230,823
4 Riau	208.9	291.3	500.3	7.17	10.15	8.65	0.88	1.89	1.38	0.17	0.57	0.37	276,627	235,267	256,112
5 Jambi	110.8	130.8	241.6	11.8	6.67	8.34	1.62	0.78	1.05	0.42	0.14	0.23	282,826	193,834	216,187
6 Sumatera Selatan	471.2	654.5	1125.7	16.73	14.67	15.47	2.72	2.57	2.63	0.71	0.71	0.71	258,304	198,572	221,687
7 Bengkulu	117.2	207.7	324.9	18.75	18.05	18.3	3.16	2.53	2.75	0.93	0.56	0.69	255,762	209,616	225,857
8 Lampung	301.7	1178.2	1479.9	14.3	20.65	18.94	2.53	3.14	2.98	0.66	0.75	0.72	236,098	189,954	202,414
9 Bangka Belitung	21.9	45.9	67.8	4.39	8.45	6.51	0.54	1.28	0.93	0.11	0.33	0.23	289,644	283,302	286,334
10 Kepulauan Riau	67.1	62.6	129.7	7.87	8.24	8.05	1.25	0.83	1.05	0.33	0.15	0.25	321,668	265,258	295,095
11 DKI Jakarta	312.2	-	312.2	3.48	-	3.48	0.45	-	0.45	0.11	-	0.11	331,169	-	331,169
12 Jawa Barat	2350.5	2423.2	4773.7	9.43	13.88	11.27	1.64	2.35	1.93	0.44	0.64	0.52	212,210	185,335	201,438
13 Jawa Tengah	2258.9	3110.2	5369.2	14.33	18.66	16.56	2.09	2.86	2.49	0.5	0.69	0.6	205,606	179,982	192,435
14 DI Yogyakarta	308.4	288.9	597.3	13.98	21.95	16.83	2.27	3.89	2.85	0.56	1.02	0.73	240,282	195,406	224,258
15 Jawa Timur	1873.5	3655.8	5529.3	10.58	19.74	15.26	1.53	3.18	2.38	0.37	0.79	0.59	213,383	185,879	199,327
16 Banten	318.3	439.9	758.2	4.99	10.44	7.16	0.79	1.3	1	0.22	0.28	0.24	220,771	188,741	208,023
17 Bali	83.6	91.3	174.9	4.04	6.02	4.88	0.52	0.96	0.71	0.08	0.22	0.14	222,868	188,071	208,152
18 Nusa Tenggara Barat	552.6	456.7	1009.4	28.16	16.78	21.55	5.65	2.41	3.77	1.63	0.56	1.01	223,784	176,283	196,185
19 Nusa Tenggara Timur	107.4	906.7	1014.1	13.57	25.1	23.03	3.12	5.09	4.74	1	1.53	1.43	241,807	160,743	175,308
20 Kalimantan Barat	83.4	345.3	428.8	6.31	10.06	9.02	0.82	1.31	1.18	0.18	0.27	0.24	207,884	182,293	189,407
21 Kalimantan Tengah	33.2	131	164.2	4.03	8.19	6.77	0.86	1.1	1.02	0.24	0.24	0.24	220,659	212,790	215,466
22 Kalimantan selatan	65.8	116.2	182	4.54	5.69	5.21	0.57	0.77	0.69	0.12	0.22	0.18	230,712	196,753	210,850
23 Kalimantan Timur	79.2	163.8	243	4.02	13.66	7.86	0.57	2.44	1.27	0.12	0.34	0.34	307,479	248,563	285,218
24 Sulawesi Utara	76.4	130.3	206.7	7.75	10.14	9.1	1.12	1.16	1.14	0.3	0.19	0.24	202,469	188,096	194,334
25 Sulawesi Tengah	54.2	420.8	475	9.82	20.26	18.07	1.81	3.43	3.09	0.45	0.89	0.8	231,225	195,795	203,237
26 Sulawesi Selatan	119.2	794.2	913.4	4.7	14.88	11.6	0.55	2.55	1.91	0.1	0.68	0.49	186,693	151,879	163,089
27 Sulawesi Tenggara	22.2	378.5	400.7	4.1	20.92	17.05	1.1	3.8	3.18	0.38	1.04	0.89	177,870	161,451	165,208
28 Gorontalo	17.8	192	209.9	6.29	30.89	23.19	0.88	5.63	4.14	0.17	1.37	1	180,606	167,162	171,371
29 Sulawesi Barat	33.7	107.6	141.3	9.7	15.52	13.59	0.84	1.9	1.55	0.12	0.46	0.35	182,206	165,914	171,356
30 Maluku	36.3	342.3	378.6	10.2	33.94	27.74	1.36	6.59	5.23	0.27	1.9	1.47	248,895	217,599	226,030
31 Maluku Utara	7.6	83.4	91.1	2.66	12.28	9.42	0.06	2.07	1.47	0	0.46	0.33	238,533	202,185	212,982
32 Papua Barat	9.6	246.7	256.3	5.73	43.48	34.88	1.14	13.22	10.47	0.36	5.47	4.3	319,170	287,512	294,727
33 Papua	26.2	735.4	761.6	5.55	46.02	36.8	0.78	11.89	9.36	0.17	4.32	3.37	298,285	247,563	259,128
<b>Indonesia</b>	<b>11097.8</b>	<b>19925.6</b>	<b>31023.4</b>	<b>9.87</b>	<b>16.56</b>	<b>13.33</b>	<b>1.57</b>	<b>2.8</b>	<b>2.21</b>	<b>0.4</b>	<b>0.75</b>	<b>0.58</b>	<b>232,988</b>	<b>192,364</b>	<b>211,726</b>



Data Realisasi Rata-rata Pemakaian kWh Setiap Pelanggan Listrik PT. PLN (Persero) Tahun 2009

Pelanggan	Jan	Feb	Mar	Apr	Mei	Juni	Juli	Agt	Sept	Okt	Nov	Des	Rata2
S-1/TR	105	103	104	103	100	103	106	103	103	103	105	100	103
S-2=450/TR	67	64	61	74	56	66	68	66	69	73	67	67	66
S-2=900/TR	102	99	95	102	103	103	102	104	108	110	105	107	103
S-2=1300/TR	174	166	163	168	173	173	171	168	178	178	175	176	171
S-2=2200	300	287	285	298	302	302	297	289	304	291	301	308	295
S-2 sisanya/TR	1,724	1,661	1,688	1,825	1,850	1,865	1,754	1,693	1,784	1,638	1,930	1,948	1,748
S-3/TM	116,659	114,168	110,617	125,558	129,448	131,995	125,532	121,521	124,220	113,497	137,395	134,828	121,335
R-1=450/TR	78	76	72	76	78	79	79	79	80	82	80	79	78
R-1=900/TR	120	115	111	116	121	122	123	122	123	125	124	124	120
R-1=1300/TR	203	192	187	196	208	211	213	210	211	211	216	215	204
R-1=2200	355	336	324	349	372	381	368	378	377	374	387	387	363
R-2/TR	656	622	582	629	672	685	666	683	677	666	695	700	657
R-3/TR	1,687	1,604	1,521	1,625	1,730	1,755	1,772	1,750	1,758	1,686	1,836	1,770	1,689
B-1=450/TR	71	68	65	69	70	71	71	72	73	72	71	72	70
B-1=900/TR	136	133	128	134	139	141	141	140	142	139	142	143	137
B-1=1300/TR	198	193	190	196	205	206	206	204	206	201	203	209	201
B-1=2200/TR	305	300	290	305	318	327	328	320	319	312	322	330	312
B-2/TR	1,895	1,825	1,767	1,890	1,944	1,944	1,960	1,929	1,945	1,823	1,927	1,915	1,889
B-3/TM	212,761	210,977	195,501	216,254	220,827	227,349	221,146	222,100	222,862	210,561	227,902	217,684	216,034
M/TR, TM, TT	3,761	3,112	3,108	3,379	2,940	2,988	2,422	1,548	1,263	1,206	1,139	1,209	2,573
I-1=450/TR	95	93	72	87	77	96	99	106	102	93	78	116	92
I-1=900/TR	139	133	134	134	130	131	128	131	133	130	144	128	132
I-1=1300/TR	177	163	162	187	174	185	174	173	179	189	174	174	178
I-1=2200/TR	391	259	242	271	274	277	279	279	278	284	405	402	281
I-1 sisanya/TR	872	829	765	846	845	869	1,211	894	911	823	834	849	888
I-2/TR	11,139	11,045	10,580	11,358	11,595	12,059	12,153	12,118	12,000	9,667	12,170	11,318	11,370
I-3/TM	282,822	299,550	291,308	315,873	312,847	336,244	335,627	341,586	342,198	288,618	349,762	330,217	312,667
I-4/TT	13,309,409	14,440,732	13,532,097	15,104,813	14,127,144	17,378,697	14,844,597	17,507,503	18,602,986	16,699,938	18,097,205	18,470,028	16,554,792
P-1=450/TR	90	93	121	88	96	92	93	91	93	90	91	91	95
P-1=900/TR	120	119	118	118	127	122	122	120	121	118	119	119	121
P-1=1300/TR	187	185	179	186	199	198	192	193	196	185	189	191	190
P-1=2200/TR	310	302	307	307	327	420	325	326	327	318	327	330	326
P-1 sisanya/TR	2,322	2,147	2,124	2,464	2,396	2,432	2,457	2,347	2,365	2,199	2,446	2,560	2,324
P-2/TM	91,275	90,892	83,515	93,126	100,498	103,670	100,137	83,442	100,391	89,029	107,480	103,592	93,586
P-3/TR	2,118	2,124	2,166	1,939	2,064	2,039	2,023	2,032	2,012	2,000	1,967	1,996	2,052
T/TM	267,692	216,705	207,916	231,136	230,152	240,221	233,016	233,871	238,180	217,853	228,214	215,811	231,874
C/TM	1,476,334	1,311,013	1,144,260	1,219,661	1,245,542	1,219,332	89,133	1,359,253	1,271,198	1,277,843	863,647	794,121	1,161,377
Rata-rata/plg	268	268	257	275	284	292	292	292	295	273	299	293	280

(Sumber : Diijen Ketenagalistrikan)

Data Realisasi Pelanggan Listrik PT. PLN (Persero) Tahun 2009

Pelanggan	Jan	Feb	Mar	Apr	Mei	Juni	Juli	Agt	Sept	Okt	Nov	Des	Rata2
S-1/TR	1.253	1.224	1.132	1.075	1.035	1.024	1.015	1.009	1.005	1.003	991	984	1.063
S-2=450/TR	388,151	388,147	388,202	388,469	388,997	388,546	388,560	388,443	388,115	388,129	387,911	387,724	388,116
S-2=900/TR	255,941	257,315	258,941	258,797	262,386	262,489	263,851	264,893	266,469	267,443	269,705	272,113	263,361
S-2=1300/TR	84,497	85,082	85,577	85,737	86,869	86,981	87,253	87,584	87,984	87,819	88,616	89,250	86,908
S-2=2200	42,273	42,556	42,804	42,909	43,331	43,386	43,551	43,756	44,089	44,181	44,619	44,943	43,533
S-2 sisanya/TR	58,795	59,277	59,577	60,120	60,652	60,975	61,327	61,729	62,226	62,600	63,216	63,981	61,221
S-3/TM	685	687	691	695	697	700	704	707	710	710	715	717	702
R-1=450/TR	19,223,085	19,223,906	19,228,469	19,357,225	19,110,873	19,245,208	19,247,175	19,259,259	19,246,180	19,247,097	19,251,246	19,255,905	19,242,139
R-1=900/TR	11,637,260	11,688,727	11,937,615	11,958,350	12,044,965	12,073,535	12,111,843	12,137,323	12,209,628	12,254,148	12,332,284	12,410,935	12,099,718
R-1=1300/TR	3,213,777	3,235,424	3,255,971	3,270,190	3,286,977	3,311,789	3,329,380	3,346,400	3,366,520	3,374,346	3,400,749	3,422,844	3,318,688
R-1=2200	1,141,808	1,147,897	1,153,828	1,157,847	1,167,683	1,173,268	1,179,570	1,186,611	1,194,546	1,199,807	1,209,496	1,219,316	1,177,631
R-2/TR	444,773	447,688	450,681	453,074	457,059	460,465	463,616	467,089	470,710	473,409	477,748	482,576	462,411
R-3/TR	89,792	90,191	90,528	90,949	91,275	91,704	92,160	92,699	93,228	93,600	94,191	94,677	92,074
B-1=450/TR	346,566	346,268	346,191	346,662	344,625	344,997	344,814	344,245	343,514	343,001	342,414	341,942	344,603
B-1=900/TR	325,630	326,352	327,443	328,550	328,576	330,219	330,771	331,323	331,734	332,039	333,688	335,113	330,120
B-1=1300/TR	300,985	302,089	302,820	302,313	303,889	307,242	305,478	305,298	307,313	307,503	309,682	310,353	305,514
B-1=2200/TR	280,569	281,836	283,102	281,070	287,154	286,079	286,385	289,039	291,238	290,084	292,015	293,765	286,863
B-2/TR	418,493	421,566	424,373	430,126	434,109	433,848	441,602	443,372	446,570	449,697	451,846	455,650	437,604
B-3/TM	3,834	3,852	3,861	3,869	3,882	3,918	3,911	3,934	3,952	3,963	3,967	4,005	3,913
M/TR, T/M, TT	26,291	31,657	28,955	33,939	37,834	41,944	53,017	72,819	78,921	86,780	98,560	107,367	58,179
I-1=450/TR	172	170	170	187	151	167	166	170	171	170	170	164	169
I-1=900/TR	436	438	439	478	405	456	458	453	452	455	454	456	448
I-1=1300/TR	591	591	591	639	514	576	575	579	577	581	580	580	581
I-1=2200/TR	1,152	969	975	1,035	937	973	972	979	975	973	1,143	1,139	1,018
I-1 sisanya/TR	10,855	11,045	11,040	11,246	10,950	11,018	8,164	11,000	10,981	10,967	10,769	10,748	10,732
I-2/TR	25,864	25,832	25,900	25,838	25,738	25,944	25,865	26,014	26,046	26,103	26,154	26,171	25,964
I-3/TM	6,162	6,223	6,181	6,205	6,244	6,212	6,208	6,234	6,269	6,281	6,290	6,309	6,235
I-4/TT	56	56	56	56	63	54	63	54	54	54	54	54	56
P-1=450/TR	16,266	16,196	16,137	16,289	15,871	16,115	16,092	16,071	16,093	16,113	16,045	15,960	16,106
P-1=900/TR	21,536	21,647	21,770	21,943	21,866	22,008	22,043	22,107	22,228	22,250	22,418	22,565	22,033
P-1=1300/TR	16,804	16,890	16,945	16,984	17,028	17,085	17,115	17,140	17,218	17,212	17,341	17,459	17,102
P-1=2200/TR	12,095	12,161	12,212	12,233	12,286	12,286	12,298	12,343	12,389	12,316	12,425	12,497	12,295
P-1 sisanya/TR	36,212	36,513	36,758	36,927	37,309	37,357	37,536	37,664	37,821	37,782	38,077	38,306	37,357
P-2/TM	917	929	1,006	975	938	943	945	1,126	957	957	967	968	969
P-3/TR	114,227	115,133	115,719	117,548	115,420	117,265	117,521	117,725	118,262	118,840	119,556	120,350	117,305
T/TM	29	29	30	30	30	30	30	30	30	31	31	31	30
C/TM	6	7	8	8	8	8	6	7	8	11	12	12	8
Jumlah	38,749,477	38,848,550	38,938,868	39,122,445	39,018,496	39,219,081	39,304,150	39,400,312	39,507,187	39,580,465	39,728,445	39,879,749	39,168,903

(Sumber : Ditjen Ketenagalistrikan)

Data Realisasi Harga Jual Listrik PT. PLN (Persero) Tahun 2009

Pelanggan	Jan	Feb	Mar	Apr	Mei	Juni	Juli	Agt	Sept	Okt	Nov	Des	Rata2
S-1/TR	142.13	134.68	134.69	134.70	138.68	134.71	131.28	134.93	134.93	135.96	140.82	127.01	135.52
S-2=450/TR	317.38	319.64	319.78	325.37	313.58	319.98	321.02	320.85	320.96	320.83	322.85	320.23	320.34
S-2=800/TR	446.38	449.42	454.07	444.41	447.58	447.87	449.45	448.02	443.82	444.42	444.34	445.27	444.15
S-2=1300/TR	562.06	569.67	572.67	568.17	564.24	565.14	567.55	570.59	562.79	565.99	565.87	563.17	566.41
S-2=2200	601.63	608.20	609.32	602.70	602.15	602.90	605.84	602.70	604.41	615.14	610.33	604.95	606.67
S-2 sisanya/TR	681.92	689.24	685.20	666.69	682.08	661.39	677.49	686.86	673.46	695.49	659.34	655.61	673.73
S-3/TT	602.70	597.19	605.05	581.76	577.00	570.42	584.99	591.04	585.86	606.75	568.31	569.29	585.71
R-1=450/TR	411.99	410.32	409.19	411.15	413.11	415.60	412.52	413.51	415.17	418.99	416.27	414.55	413.63
R-1=900/TR	600.43	607.41	611.48	605.69	602.90	605.12	598.36	602.50	601.47	602.67	602.13	601.61	603.37
R-1=1300/TR	667.97	678.99	684.14	676.42	665.89	665.77	660.85	664.12	662.47	665.68	660.22	659.68	667.25
R-1=2200	671.93	683.55	689.15	678.23	665.93	664.67	659.68	663.67	666.47	668.41	662.21	662.34	668.93
R-2/TR	772.57	781.69	797.82	780.10	769.61	771.97	763.65	769.93	771.78	777.49	768.22	760.10	773.17
R-3/TR	1,164.98	1,159.94	1,186.27	1,168.12	1,172.24	1,158.11	1,169.70	1,171.78	1,169.81	1,180.28	1,146.79	1,152.84	1,164.87
B-1=450/TR	514.31	520.96	526.27	520.00	518.71	517.11	518.06	518.84	516.99	521.82	521.23	522.40	519.67
B-1=900/TR	625.65	629.77	643.23	635.19	628.76	623.26	628.18	630.52	621.52	628.78	613.43	621.39	627.08
B-1=1300/TR	676.72	683.48	686.69	681.38	675.47	681.49	679.23	675.23	678.66	681.88	677.18	673.63	679.16
B-1=2200/TR	731.17	734.62	743.91	734.39	728.28	726.67	725.28	727.70	730.44	738.41	728.60	724.96	730.98
B-2/TR	1,022.13	1,030.06	1,025.35	1,033.11	1,020.46	1,034.88	1,040.18	1,042.52	1,034.80	1,042.29	1,037.01	1,030.48	1,032.94
B-3/TT	785.38	785.95	795.36	782.92	789.57	785.51	791.55	796.60	798.40	812.79	798.23	800.24	793.59
M/TR, TM, TT	1,102.16	1,084.29	1,161.52	1,035.23	1,056.62	1,045.48	1,029.18	1,022.03	1,043.39	1,050.69	965.76	1,000.75	1,046.07
I-1=450/TR	459.75	458.58	481.89	485.24	464.08	455.88	451.80	448.49	451.00	458.98	487.91	470.14	461.89
I-1=900/TR	584.30	591.35	588.04	592.52	597.29	593.24	595.16	591.27	594.39	601.48	594.72	598.65	594.72
I-1=1300/TR	701.63	693.15	723.95	701.59	697.68	672.90	705.23	704.18	698.54	661.90	711.74	708.67	697.98
I-1=2200/TR	765.71	758.54	755.68	734.79	727.23	738.69	724.00	734.93	730.62	749.30	753.61	753.18	745.71
I-1 sisanya/TR	885.24	886.50	864.69	825.86	821.85	816.26	811.47	818.27	792.69	847.07	824.99	817.26	834.39
I-2/TR	799.96	806.26	805.46	791.40	787.85	790.78	779.85	785.75	788.10	846.27	790.12	801.31	795.89
I-3/TT	664.38	641.74	646.39	635.53	636.20	628.88	631.43	630.70	631.01	674.94	631.87	642.66	640.32
I-4/TT	557.50	542.89	548.84	540.37	526.74	517.06	545.45	519.94	516.13	527.09	522.73	528.58	531.56
P-1=450/TR	676.15	672.81	713.83	680.53	666.41	676.99	680.03	674.60	675.26	682.03	678.65	676.54	680.50
P-1=900/TR	784.13	783.77	786.85	786.86	773.06	777.73	779.72	786.85	776.44	786.19	782.62	781.05	782.10
P-1=1300/TR	770.85	772.20	778.50	771.46	759.18	762.38	766.82	762.95	753.76	772.49	767.99	765.34	766.79
P-1=2200/TR	774.38	777.53	778.14	774.94	764.91	731.88	770.23	774.96	774.96	733.93	773.69	770.50	765.69
P-1 sisanya/TR	1,048.53	1,062.41	1,056.61	979.81	1,073.55	1,074.54	1,087.61	1,077.87	1,063.22	1,064.12	1,066.82	1,020.64	1,055.95
P-2/TT	728.02	714.11	716.39	701.80	694.67	683.48	684.53	701.25	693.85	718.64	681.20	684.75	700.97
P-3/TR	647.79	672.26	632.50	619.91	655.24	652.39	657.92	656.98	657.11	661.55	657.38	654.13	652.17
T/TT	599.48	600.88	626.81	598.09	608.61	605.83	608.46	633.07	602.28	633.08	627.47	630.45	614.19
C/TT	526.30	524.29	527.80	520.97	521.05	522.74	583.07	523.23	522.02	658.75	521.81	310.35	522.43
<b>Rata-rata/pelg</b>	<b>668.67</b>	<b>664.73</b>	<b>668.17</b>	<b>660.88</b>	<b>660.61</b>	<b>666.27</b>	<b>661.34</b>	<b>660.14</b>	<b>668.22</b>	<b>671.75</b>	<b>668.96</b>	<b>661.37</b>	<b>662.59</b>