



TUGAS AKHIR TF 141581

**ANALISIS TEKNO-EKONOMI PEMBANGKIT
LISTRIK TENAGA SURYA (PLTS)
DI PT PERTAMINA (PERSERO) UNIT
PENGOLAHAN IV CILACAP**

**YUSUF ADI NUGROHO
NRP. 2414 105 009**

Dosen Pembimbing

- 1. Gunawan Nugroho, S.T., M.T., Ph.D**
- 2. Ir. Sarwono, M.M.**

**JURUSAN TEKNIK FISIKA
Fakultas Teknologi Industri
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2016**

Halaman ini sengaja dikosongkan



FINAL PROJECT TF 141581

***TECHNO-ECONOMIC ANALYSIS OF
SOLAR PHOTOVOLTAIC POWER PLANT AT
PT PERTAMINA (PERSERO) REFINERY UNIT
IV CILACAP***

**YUSUF ADI NUGROHO
NRP. 2414 105 009**

Supervisor

- 1. Gunawan Nugroho, S.T., M.T., Ph.D**
- 2. Ir. Sarwono, M.M.**

**DEPARTMENT OF ENGINEERING PHYSICS
Faculty of Industrial Technology
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2016**

Halaman ini sengaja dikosongkan

LEMBAR PENGESAHAN

ANALISIS TEKNO-EKONOMI PEMBANGKIT LISTRIK TENAGA SURYA (PLTS) DI PT PERTAMINA (PERSERO) UNIT PENGOLAHAN IV CILACAP

TUGAS AKHIR

Oleh :

Yusuf Adi Nugroho
NRP : 2414105009

Surabaya, 4 Agustus 2016
Mengetahui/Menyetujui,

Pembimbing 1



Gunawan Nugroho, S.T., M.T., Ph.D
NIPN. 19771127 200212 1 002

Pembimbing 2



Ir. Sarwono, M.M.
NIPN. 19580530 198303 1 002



Ketua Jurusan
Teknik Fisika FTI-ITS

Agus Muhammad Hatta, Ph.D
NIPN. 19771127 200212 1 002

Halaman ini sengaja dikosongkan

**ANALISIS TEKNO-EKONOMI PEMBANGKIT LISTRIK
TENAGA SURYA (PLTS) DI PT PERTAMINA (PERSERO)
UNIT PENGOLAHAN IV CILACAP**

TUGAS AKHIR

**Diajukan Untuk Memenuhi Salah Satu Syarat
Memperoleh Gelar Sarjana Teknik
Pada
Bidang Studi
Rekayasa Energi dan Pengkondisian Lingkungan
Program Studi S-1 Jurusan Teknik Fisika
Fakultas Teknologi Industri
Institut Teknologi Sepuluh Nopember**

**Oleh :
YUSUF ADI NUGROHO
NRP. 2414105009**

Disetujui oleh Tim Penguji Tugas Akhir :

1. Gunawan Nugroho, S.T., M.T., Ph.D.....(Pembimbing 1)
2. Ir. Sarwono, M.M.(Pembimbing 2)
3. Ir. Harsono Hadi, M.T., Ph.D.(Penguji I)
4. Nur Laila Hamidah, S.T., M.Sc(Penguji II)
5. Hendra Cordova, S.T., M.T.(Penguji III)

**SURABAYA
Agustus 2016**

Halaman ini sengaja dikosongkan

ANALISIS TEKNO-EKONOMI PEMBANGKIT LISTRIK TENAGA SURYA (PLTS) DI PT PERTAMINA (PERSERO) UNIT PENGOLAHAN IV CILACAP

Nama : Yusuf Adi Nugroho
NRP : 2414105009
Jurusan : S1 Lintas Jalur - Teknik Fisika
Dosen Pembimbing 1 : Gunawan Nugroho, S.T., M.T., Ph.D
Dosen Pembimbing 2 : Ir. Sarwono, M.M.

Abstrak

PT Pertamina (Persero) sebagai garda depan energi nusantara telah berkomitmen untuk mencari dan mengembangkan sumber energi baru dan terbarukan untuk menopang kemandirian dan kedaulatan energi nasional. Salah satu langkah nyata yang ditempuh PT Pertamina (Persero) melalui Unit Pengolahan IV Cilacap adalah membangun Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS). Hal ini dengan melihat potensi sumber energi surya yang sangat melimpah yaitu 4,8 kWh/m²/hari dengan lama penyinaran matahari 8-12 jam per hari (BPPT, 2015). PLTS yang akan dikembangkan diintegrasikan dengan sistem pembangkit yang sudah ada pada unit utilitas atau disebut sistem *grid-connected* tanpa menggunakan baterai. PLTS yang dikembangkan memiliki kapasitas 2 MW dengan produksi energi listrik pertahun 4062,17 MWh. Menggunakan modul PV 250 Wp sebanyak 8094 buah. Komponen lain yang dibutuhkan untuk mendukung produksi energi listrik yaitu 57 Inverter 30 kW. Berdasarkan analisis keekonomian diperoleh biaya energi paling murah menggunakan modul PV buatan Cina yaitu USD 0,183/kWh. Disamping itu analisis investasi pembangunan PLTS di lingkungan PT Pertamina Unit Pengolahan IV Cilacap dengan modul PV Jerman, Jepang, dan Cina dengan metode NPV, PI, IRR dan DPP menunjukkan layak untuk dilaksanakan.

Kata kunci : Pertamina, PLTS, *photovoltaic*, biaya energi, investasi

Halaman ini sengaja dikosongkan

**TECHNO-ECONOMIC ANALYSIS OF SOLAR
PHOTOVOLTAIC POWER PLANT AT PT PERTAMINA
(PERSERO) REFINERY UNIT IV CILACAP**

Name : Yusuf Adi Nugroho
Number of Registration : 2414105009
Department : Engineering Physics, FTI-ITS
Supervisor1 : Gunawan Nugroho, S.T., M.T., Ph.D
Supervisor2 : Ir. Sarwono, M.M.

Abstract

PT Pertamina (Persero) as the vanguard of Indonesian energy has been committed to finding and developing renewable energy sources to sustain the independence and sovereignty of national energy. One of the concrete steps taken by PT Pertamina (Persero) through Pertamina Refinery Unit IV Cilacap is to build Solar Photovoltaic Power Plant (PLTS). It is based on the potential of solar energy resources that are abundant ie 4.8 kWh/m²/day with solar radiation are 8-12 hours per day (BPPT, 2015). PLTS which will be developed to be integrated with existing plant systems in utility units called grid-connected system without using media storage. PLTS developed have a capacity of 2 MW with annual production of electrical energy 4062.17 MWh. Using the PV modules to 250Wp total 8094 units. Other components required to support the production of electrical energy is 63 Inverter 30 kW. Based on economic analysis obtained using the cheapest energy costs of PV modules made in China is USD 0.183/kWh. Besides, the investment analysis PLTS development at PT Pertamina Processing Unit IV Cilacap with PV modules Germany, Japan, and China with the methods of NPV, PI, IRR and DPP showed feasible.

Keyword : Pertamina, PLTS, photovoltaic, cost of energy, investment

Halaman ini sengaja dikosongkan

KATA PENGANTAR

Alhamdulillah, segala puji dan syukur penulis panjatkan kepada Allah SWT atas limpahan rahmat, hidayat, serta petunjuk-Nya sehingga penulis dapat menyelesaikan tugas akhir yang berjudul “*Analisis Tekno-Ekonomi Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) di PT Pertamina (Persero) Unit Pengolahan IV Cilacap*”. Penulis telah banyak mendapatkan bantuan dari berbagai pihak dalam menyelesaikan tugas akhir ini. Atas berbagai bantuan itu penulis menyampaikan ucapan terima kasih yang sebesar-besarnya kepada :

1. Bapak Gunawan Nugroho, S.T., M.T., Ph.D dan Bapak Ir. Sarwono, M.M. yang telah memberikan motivasi, bimbingan, dan ilmunya dalam menyelesaikan tugas akhir ini, terima kasih atas segala perhatian dan bantuannya.
2. Orang tua dan keluarga yang telah memberikan dukungan, bimbingan, serta doa yang terus mengalir, juga memberikan semangat dan motivasi kepada penulis.
3. Bapak Agus Muhammad Hatta, Ph.D selaku Ketua Jurusan Teknik Fisika ITS dan Dr. Ir. Totok Soehartanto, DEA selaku dosen wali penulis yang telah sabar memberikan petunjuk, bimbingan, serta ilmu yang sangat bermanfaat.
4. Bapak Akhmad Syaiful Hasan selaku PJS *Section Head* unit ECLC Pertamina Cilacap yang telah memberikan dukungan dalam penelitian ini.
5. Bapak dan Ibu dosen Teknik Fisika yang telah memberikan ilmu selama kuliah serta Bapak/Ibu Karyawan Teknik Fisika ITS yang sudah banyak membantu penulis selama kuliah.
6. Seluruh teman-teman Lintas Jalur Teknik Fisika tahun 2014 yang selalu memberikan motivasi kepada penulis.
7. Teman-teman seperjuangan angkatan 2011 Teknik Fisika ITS yang telah membantu menyemangati dalam mengerjakan tugas akhir ini.
8. Semua pihak yang telah mendukung dan memberikan doa yang tidak bisa penulis sebutkan satu per satu.

Penulis menyadari bahwa penulisan laporan tugas akhir ini tidaklah sempurna. Oleh karena itu, sangat diharapkan kritik dan saran yang membangun dari semua pihak sehingga mencapai sesuatu yang lebih baik lagi. Penulis juga berharap semoga laporan ini dapat menambah wawasan yang bermanfaat bagi pembaca.

Surabaya, Agustus 2016

Penulis

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	i
LEMBAR PENGESAHAN	v
ABSTRAK	ix
<i>ABSTRACT</i>	xi
KATA PENGANTAR.....	xiii
DAFTAR ISI	xv
DAFTAR GAMBAR.....	xvii
DAFTAR TABEL	xix
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Permasalahan.....	2
1.3 Batasan Masalah.....	2
1.4 Tujuan	3
1.5 Manfaat	3
BAB II TINJAUAN PUSTAKA	5
2.1 Unit Pembangkit di PT Pertamina (Persero) Unit Pengolahan IV Cilacap.....	5
2.2 Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS)	6
2.3 Potensi Energi Surya di Indonesia	6
2.4 Komponen-komponen PLTS	7
2.4.1 <i>Photovoltaic</i>	7
2.4.2 Inverter.....	12
2.4.3 Baterai.....	13
2.4.4 <i>Charge Controller</i>	14
2.5 Sistem PLTS.....	15
2.6 Kapasitas Komponen PLTS	17
2.6.1 Jumlah Panel Surya.....	17
2.6.2 Kapasitas Baterai	19
2.6.3 Kapasitas Charge Controller	20
2.7 Analisis Keekonomian	20
2.7.1 Biaya Siklus Hidup (<i>Life Cycle Cost</i>).....	20
2.7.2 Biaya Energi (<i>Cost of Energi</i>)	22

2.7.3 Analisis Kelayakan Investasi	23
BAB III METODOLOGI	27
3.1 Blok Diagram Sistem	28
3.2 Pengumpulan Data Penelitian	29
3.2.1 Data Lingkungan PT Pertamina (Persero) Unit Pengolahan IV Cilacap	29
3.2.2 Identifikasi Beban Listrik PLTS	33
3.2.3 Komponen Penyusun PLTS	34
3.3 Perancangan Sistem PLTS	35
3.4 Estimasi Energi yang Produksi PLTS	36
3.5 Perhitungan Keekonomian Perancangan PLTS	36
BAB IV ANALISIS DAN PEMBAHASAN	39
4.1 Rancangan Sistem PLTS	39
4.2 Estimasi Jumlah Energi yang Diproduksi PLTS	41
4.3 Perhitungan Keekonomian PLTS	43
4.3.1 Menghitung <i>Life Cycle Cost</i> (LCC)	43
4.3.2 Menghitung Biaya Energi	46
4.3.3 Analisis Kelayakan Investasi	48
BAB V PENUTUP	51
5.1 Kesimpulan	51
5.2 Saran	51
DAFTAR PUSTAKA	53
LAMPIRAN A DATA LISTRIK PERUMAHAN DAN RUMAH SAKIT PERTAMINA CILACAP	
LAMPIRAN B DATA IRRADIASI MATAHARI WILAYAH CILACAP	
LAMPIRAN C ESTIMASI PRODUKSI ENERGI	
LAMPIRAN D PERHITUNGAN KEEKONOMIAN	
LAMPIRAN E TARIF DASAR LISTRIK	

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1	Potensi Tenaga Surya di Indonesia (Sumber : SolarGIS).....	7
Gambar 2.2	Ilustrasi Proses Terjadinya Listrik Pada Sel <i>Photovoltaic</i> . Sumber : Badan Litbang ESDM.....	8
Gambar 2.3	Kurva Hubungan I-V pada Modul PV	9
Gambar 2.4	Hubungan Sel <i>Photovoltaic</i> , Modul <i>Photovoltaic</i> , dan <i>Array</i>	10
Gambar 2.5	Pengaruh Temperatur Terhadap Panel Surya.....	11
Gambar 2.6	Pengaruh Intensitas Radiasi terhadap Panel Surya	11
Gambar 2.7	Pemasangan Panel Surya dengan Sudut kemiringan	12
Gambar 2.8	Sistem <i>Stand-alone</i> (a) Sederhana (Tanpa Baterai) (b) Dilengkapi <i>Inverter</i> dan Baterai.....	15
Gambar 2.9	Skema Sistem <i>Grid-connected</i>	16
Gambar 2.10	Sistem <i>Hybrid</i> modul PV dan Generator Diesel ..	17
Gambar 2.11	Rangkaian Panel Surya	19
Gambar 3.1	Diagram Alir Penelitian	27
Gambar 3.2	Konfigurasi Sistem PLTS <i>Grid-Connected</i>	29
Gambar 3.3	Lokasi Pembangunan PLTS.....	29
Gambar 3.4	Pengaruh Intensitas Radiasi Matahari Terhadap Panel Surya	30
Gambar 3.5	Data Profil Beban di Perumahan dan Rumah Sakit Pertamina Cilacap tahun 2015	33
Gambar 4.1	Biaya Operasional dan Perbaikan (O&M)	45

Halaman ini sengaja dikosongkan

DAFTAR TABEL

Tabel 3.1 Data Irradiasi Matahari Wilayah Cilacap (PVGIS, 2016)	31
Tabel 3.2 Data Temperatur Lingkungan Wilayah Cilacap (BMKG, 2016)	32
Tabel 3.3 Spesifikasi Modul PV	34
Tabel 3.4 Spesifikasi Inverter 30 kW	35
Tabel 4.1 Jumlah Produksi Energi Harian PLTS	42
Tabel 4.2 Spesifikasi Sistem PLTS	43
Tabel 4.3 Harga Komponen	44
Tabel 4.4 Kelayakan Investasi	48

Halaman ini sengaja dikosongkan

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Saat ini Indonesia masih dihadapkan pada persoalan dalam mencapai target pembangunan di bidang energi. Ketergantungan terhadap sumber energi fosil dalam pemenuhan kebutuhan energi di dalam negeri masih sangat tinggi yaitu 96%, dimana 48% adalah minyak bumi, 18% gas, dan 30% batu bara (BPPT, 2015). Di sisi lain harus disadari bahwa sumber energi fosil ini bisa segera habis. Cepat atau lambat Indonesia harus meninggalkan sumber energi fosil dan beralih ke sumber energi baru untuk mencukupi permintaan energi nasional. Menanggapi hal tersebut maka pemerintah mengeluarkan kebijakan berupa Peraturan Pemerintah No 79 tahun 2014 tentang Kebijakan Energi Nasional. Dalam peraturan ini pemerintah menargetkan pada tahun 2025 sebesar 23% kebutuhan energi nasional dihasilkan oleh sumber energi baru dan terbarukan.

Menanggapi kebijakan tersebut PT Pertamina (Persero) sebagai garda depan energi nusantara berkomitmen untuk mencari dan mengembangkan sumber energi baru dan terbarukan untuk menopang kemandirian dan kedaulatan energi nasional. Salah satu langkah nyata yang ditempuh PT Pertamina (Persero) melalui Unit Pengolahan IV Cilacap adalah membangun Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS). Hal ini dengan melihat potensi sumber energi surya yang sangat melimpah yaitu 4,8 kWh/m²/hari dengan lama penyinaran matahari 8-12 jam per hari (BPPT, 2015). Sumber energi baru ini nantinya akan digunakan untuk membantu memenuhi kebutuhan energi listrik pada perumahan dan rumah sakit Pertamina Cilacap. PLTS yang dibangun akan diintegrasikan dengan jala-jala listrik yang sudah ada dari sistem pembangkit listrik tenaga uap (PLTU) di Unit Utilitas.

Untuk membangun suatu sistem PLTS diperlukan penelitian lebih lanjut baik mengenai aspek apa saja yang diperlukan. Pada penelitian ini diambil dua aspek yang akan dibahas sebagai fokus

utama pembahasan, yaitu aspek teknik dan aspek keekonomian. Pada aspek teknik dilakukan analisis tentang komponen apa saja yang dibutuhkan untuk membangun PLTS di PT Pertamina (Persero) Unit Pengolahan IV Cilacap disesuaikan dengan kapasitas dan kondisi lingkungan di wilayah tersebut. Kemudian pada aspek keekonomian dilakukan analisis mengenai besarnya investasi biaya yang harus dikeluarkan untuk mengembangkan sistem PLTS ini. Selain itu juga akan dibahas apakah dengan besar nilai investasi tersebut pembangunan PLTS di lingkungan PT Pertamina (Persero) Unit Pengolahan IV Cilacap layak untuk dilaksanakan.

1.2 Permasalahan

Dari latar belakang yang telah dipaparkan di atas, maka dapat diambil permasalahan untuk diangkat sebagai permasalahan pada tugas akhir ini, yaitu:

- Bagaimana rancangan PLTS yang dapat dikembangkan sebagai catu daya tambahan di perumahan dan rumah sakit Pertamina Cilacap?
- Bagaimana estimasi produksi energi listrik dari rancangan PLTS di PT Pertamina (Persero) Unit Pengolahan IV Cilacap?
- Bagaimana analisis biaya energi dan analisis kelayakan investasi pembangunan PLTS sebagai catu daya tambahan di perumahan dan rumah sakit Pertamina Cilacap dilihat dari aspek keekonomian?

1.3 Batasan Masalah

Dalam tugas akhir ini, batasan masalah yang diberikan, yaitu:

- Pembangunan PLTS direncanakan berada di lingkungan PT Pertamina (Persero) Unit Pengolahan IV Cilacap, Jawa Tengah, Indonesia.
- Kapasitas PLTS yang akan dikembangkan berdasarkan data beban listrik di perumahan dan rumah sakit Pertamina Cilacap.

- Pembahasan dari aspek teknis menjelaskan mengenai prinsip kerja secara umum PLTS yang akan dikembangkan di PT Pertamina (Persero) Unit Pengolahan IV Cilacap.
- Pembahasan dari aspek teknis meliputi jumlah komponen utama yang dibutuhkan untuk membangun PLTS yang berupa modul *Photovoltaic* (PV), inverter, baterai, dan *charge controller*.
- Pembahasan dari aspek keekonomian berupa penghitungan biaya energi dan analisis kelayakan investasi pembangunan PLTS.

1.4 Tujuan

Berdasarkan permasalahan yang telah dipaparkan, ditetapkan tujuan dari tugas akhir ini, yaitu:

- Mengetahui rancangan sistem PLTS yang dikembangkan di PT Pertamina (Persero) Unit Pengolahan IV Cilacap sebagai catu daya tambahan pada perumahan dan rumah sakit Pertamina Cilacap.
- Mengetahui estimasi produksi energi listrik oleh PLTS di PT Pertamina (Persero) Unit Pengolahan IV Cilacap.
- Mengetahui biaya energi dan kelayakan investasi pembangunan PLTS di PT Pertamina (Persero) Unit Pengolahan IV Cilacap.

1.5 Manfaat

Manfaat yang dapat diperoleh dari hasil tugas akhir ini, yaitu:

- Sebagai referensi dalam perancangan PLTS yang dapat dikembangkan di PT Pertamina (Persero) Unit Pengolahan IV Cilacap yang digunakan sebagai catu daya tambahan pada perumahan dan rumah sakit Pertamina Cilacap.
- Memberikan wawasan tentang peran dan potensi pembangunan PLTS di PT Pertamina (Persero) Unit Pengolahan IV Cilacap.

- Memberikan wawasan tentang kelayakan investasi pembangunan PLTS di PT Pertamina (Persero) Unit Pengolahan IV Cilacap.

BAB II TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Unit Pembangkit di PT Pertamina (Persero) Unit Pengolahan IV Cilacap

Unit pembangkit listrik di PT Pertamina (Persero) Unit Pengolahan IV Cilacap memiliki 8 buah turbin generator pembangkit tenaga listrik yang digerakkan oleh tenaga uap. Sistem ini beroperasi dengan *extractive condensing* turbin dengan *high pressure steam* (HP steam) yang bertekanan 60 kg/cm^2 dengan temperature 450°C . Dan menghasilkan *medium pressure steam* (MP steam) bertekanan 18 kg/cm^2 dengan temperatur 330°C serta menghasilkan pula kondensat *recovery* sebagai air penambah pada tangki *desuperheater* dan tangki BFW (*boiler feed water*). Kapasitas total turbin generator yang terpasang 112 MW, dan kapasitas terpakai saat beban puncak mencapai 67 MW. Distribusi energi listrik selain untuk menunjang operasional di kilang juga mencakup perumahan dan rumah sakit Pertamina Cilacap. (Kurniawan, 2012)

Tabel 2.1 Data Kapasitas Pembangkit (Kurniawan, 2012)

Plant	Kapasitas PerUnit
51 G 1 / 2 / 3	@ 8 MW
52 G 201	20 MW
051 G 101/102/103	@ 20 MW
510 G 301	8 MW

Uap bertekanan yang ada pada unit pembangkit dihasilkan oleh boiler. Uap bertekanan ini digunakan untuk menggerakkan unit turbin generator sebagai unit pembangkit listrik. Pada unit pembangkit memiliki sepuluh buah boiler yang memiliki tekanan 60 kg/cm^2 dan temperatur 460°C yang biasa disebut *High Pressure Steam* (HP Steam). Adapun kapasitas masing-masing adalah sebagai berikut.

Adapun tegangan listrik yang dihasilkan generator mempunyai tegangan 13.800 volt dan didistribusikan ke

substation–substation yang mempunyai step down trafo untuk menurunkan tegangan menjadi 3.450 volt yang digunakan untuk penggerak motor-motor listrik tegangan tinggi dan untuk motor-motor tegangan rendah memakai tegangan 380/400 volt.

Sistim pengaman pada jaringan distribusi listrik dinamakan *load shedding system*. Load shedding system berfungsi untuk memutus beban ke konsumen apabila beban listrik yang dihasilkan oleh generator yang beroperasi lebih kecil dari beban yang dibutuhkan. Sistim ini bekerja berdasarkan frekwensi generator.

2.2 Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS)

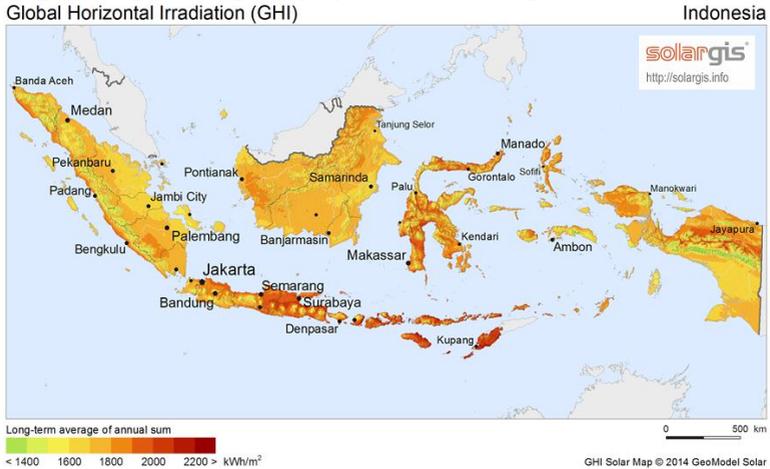
Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) adalah suatu teknologi pembangkit listrik yang mengubah energi foton dari cahaya matahari menjadi energi listrik. Konversi ini dilakukan pada panel surya yang terdiri dari sel-sel *Photovoltaic*.

PLTS memanfaatkan cahaya matahari untuk menghasilkan listrik DC (*direct current*), yang dapat diubah menjadi listrik AC (*alternating current*) apabila diperlukan. Oleh karena itu meskipun cuaca mendung, selama masih terdapat cahaya maka PLTS tetap dapat menghasilkan listrik. PLTS pada dasarnya adalah pencatu daya (alat yang menyediakan daya), dan dapat dirancang untuk mencatu kebutuhan listrik yang kecil sampai dengan yang besar, baik secara mandiri, maupun secara hibrida, baik dengan metoda desentralisasi satu rumah satu pembangkit maupun dengan metode sentralisasi secara terpusat.

2.3 Potensi Energi Surya di Indonesia

Indonesia memiliki potensi besar di sektor pembangkit listrik tenaga surya. Dengan wilayah yang luas dan intensitas cahaya matahari yang tinggi, pasokan listrik dari tenaga surya bisa menjadi andalan. Sesuai data Outlook Energi Indonesia, BPPT, tahun 2015 menyebutkan bahwa potensi energi surya di Indonesia sangat besar yakni sekitar 4,8 KWh/m² atau setara 112.000 GWp. Sedangkan yang telah dimanfaatkan baru sekitar 10 MWp. Untuk meningkatkan percepatan pengembangan energi

surya ini maka pemerintah telah mengeluarkan *roadmap* yang menargetkan kapasitas PLTS terpasang hingga tahun 2025 mencapai 0,87 GW atau sekitar 50 MWp per tahun. Jumlah ini merupakan gambaran potensi pasar yang cukup besar dalam pengembangan energi surya pada masa datang.



Gambar 2.1 Potensi Tenaga Surya di Indonesia (Sumber : SolarGIS)

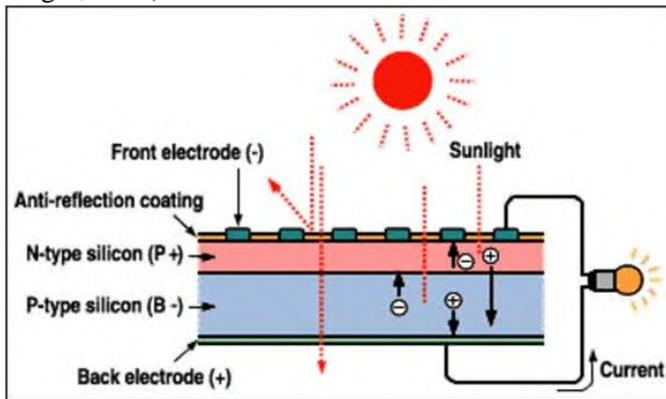
Gambar 2.1 di atas menunjukkan potensi tenaga surya di Indonesia. Potensi tenaga surya Indonesia secara umum berada pada tingkat *satisfy* (cukup) yang dapat dijadikan sebagai salah satu patokan untuk menyusun perencanaan pembangunan sumber energi PLTS pada masa depan.

2.4 Komponen-komponen PLTS

2.4.1 *Photovoltaic*

Photovoltaic adalah piranti semikonduktor yang dapat merubah cahaya secara langsung menjadi arus listrik searah (DC) dengan menggunakan kristal silikon (Si) yang tipis. Pada dasarnya sel surya *photovoltaic* merupakan suatu dioda semikonduktor yang bekerja dalam proses tak seimbang dan berdasarkan efek *photovoltaic*. Sel surya *photovoltaic* terdiri dari sambungan bahan semikonduktor bertipe *p* dan *n* (*p-n junction*

semiconductor) yang jika terkena sinar matahari maka akan terjadi aliran elektron. Aliran elektron inilah yang disebut sebagai aliran arus listrik. Semikonduktor tipe *n* merupakan semikonduktor yang memiliki kelebihan elektron sehingga kelebihan muatan negatif. Sedangkan semikonduktor tipe *p* memiliki kelebihan hole sehingga kelebihan muatan positif. Dalam proses tersebut sel surya menghasilkan tegangan 0,5 – 1 volt tergantung intensitas cahaya dan jenis zat semikonduktor yang dipakai. Sementara itu intensitas energi yang terkandung dalam sinar matahari yang sampai ke permukaan bumi besarnya sekitar 1.000 watt. Namun dikarenakan daya konversi energi radiasi menjadi energi listrik baru mencapai 25% maka produksi listrik maksimal yang dihasilkan sel surya baru mencapai 250 Watt/m². (Roger A. Messenger, 2010)

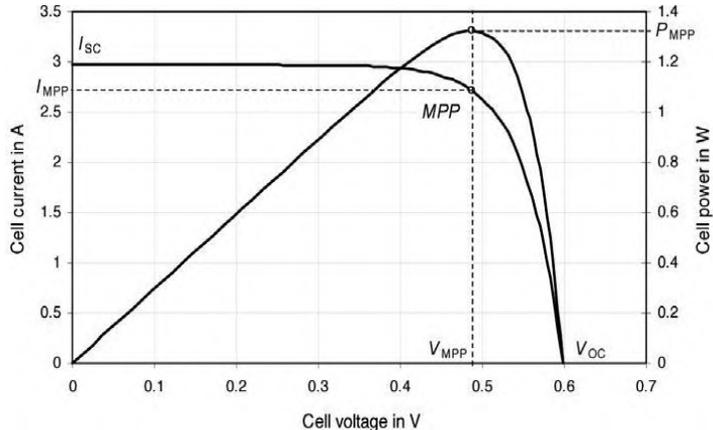


Gambar 2.2 Ilustrasi Proses Terjadinya Listrik Pada Sel *Photovoltaic*. Sumber : Badan Litbang ESDM

Total pengeluaran listrik (Watt) dari sel *photovoltaic* adalah sama dengan tegangan (V) operasi dikalikan dengan arus (I) operasi. Tegangan serta arus keluaran yang dihasilkan ketika sel surya memperoleh penyinaran merupakan karakteristik yang disajikan dalam bentuk kurva I-V pada gambar 2.2. Kurva ini menunjukkan bahwa pada saat arus dan tegangan berada pada titik kerja maksimal (*Maximum Power Point*) maka akan

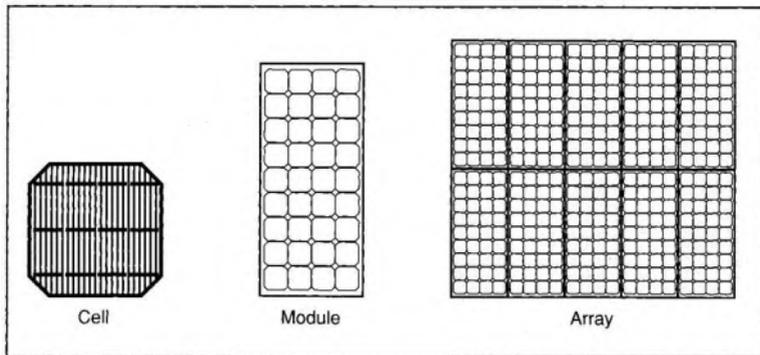
menghasilkan daya keluaran maksimum (PMPP). Tegangan di *Maximum Power Point* (MPP) V_{MPP} , lebih kecil dari tegangan rangkaian terbuka (V_{oc}) dan arus saat MPP I_{MPP} , adalah lebih rendah dari arus short circuit (I_{sc}) (Quaschnig, 2005).

- Short Circuit Current (I_{sc}) : terjadi pada suatu titik dimana tegangannya adalah nol, sehingga pada saat ini, daya keluaran adalah nol.
- Open Circuit Voltage (V_{oc}) : terjadi pada suatu titik dimana arusnya adalah nol, sehingga pada saat ini pun daya keluaran adalah nol.
- Maximum Power Point (MPP) : adalah titik daya output maksimum, yang sering dinyatakan sebagai "knee" dari kurva I-V.



Gambar 2.3 Kurva Hubungan I-V pada Modul PV

Suatu modul *photovoltaic* tersusun dari beberapa sel *photovoltaic* yang dihubungkan secara seri dan paralel membentuk baris dan kolom yang disebut dengan *array*. Sebuah modul *photovoltaic* umumnya terdiri dari 32-40 sel *photovoltaic*, tergantung pada ukuran modul (Quaschnig, 2005).



Gambar 2.4 Hubungan Sel *Photovoltaic*, Modul *Photovoltaic*, dan *Array*

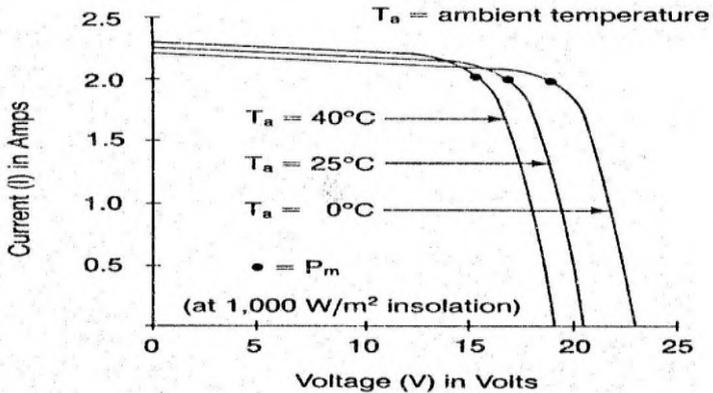
Jenis modul *photovoltaic* yang beredar di pasaran saat ini antara lain adalah :

1. Monokristal Silikon (*Mono-crystalline Silicon*)
Monokristal merupakan panel (modul) yang paling efisien, yaitu mencapai angka sebesar 16-25% (Narayana, 2010).
2. Polikristal Silikon (*Poly-crystalline Silicon*)
Polikristal merupakan panel surya yang memiliki susunan kristal acak. Tipe ini memiliki efisiensi sebesar 14-16% (Narayana, 2010).
3. *Amorphous Silicon*
Amorphous adalah tipe panel dengan harga yang paling murah akan tetapi efisiensinya paling rendah, yaitu antara 9-10,4% (Narayana, 2010).

Pengoperasian maksimum panel surya sangat tergantung pada hal-hal sebagai berikut :

1. Temperatur
Sebuah panel surya dapat beroperasi secara maksimum jika temperatur yang diterimanya tetap normal pada temperatur 25°C. Kenaikan temperatur lebih tinggi dari temperatur normal pada panel surya akan melemahkan tegangan (Voc) yang dihasilkan. Setiap kenaikan temperatur panel surya 1oC (dari 25°C) akan mengakibatkan berkurang sekitar

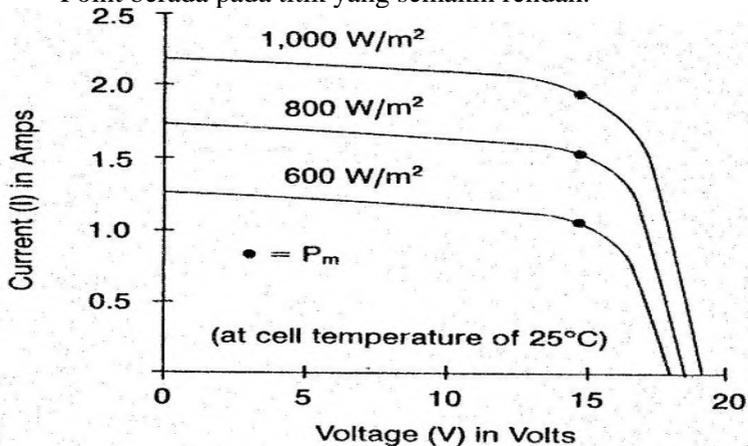
0,5% pada total tenaga (daya) yang dihasilkan (Foster dkk., 2010).



Gambar 2.5 Pengaruh Temperatur Terhadap Panel Surya

2. Intensitas Cahaya Matahari

Intensitas cahaya matahari akan berpengaruh pada daya keluaran panel surya. Semakin rendah intensitas cahaya yang diterima oleh panel surya maka arus (I_{sc}) akan semakin rendah. Hal ini membuat titik Maximum Power Point berada pada titik yang semakin rendah.



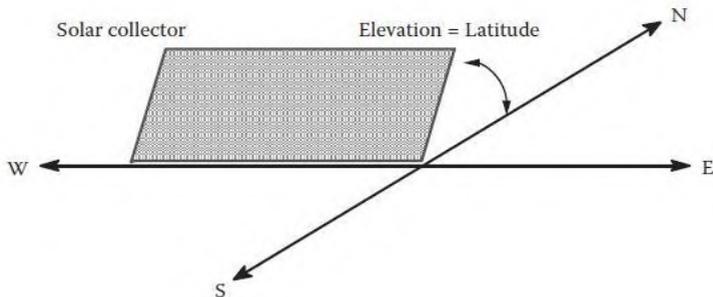
Gambar 2.6 Pengaruh Intensitas Radiasi terhadap Panel Surya

3. Orientasi Panel Surya (*Array*)

Orientasi dari rangkaian panel surya (*array*) ke arah matahari adalah penting, agar panel surya (*array*) dapat menghasilkan energi maksimum. Misalnya, untuk lokasi yang terletak di belahan bumi Utara maka panel surya (*array*) sebaiknya diorientasikan ke Selatan. Begitu pula untuk lokasi yang terletak di belahan bumi Selatan maka panel surya (*array*) diorientasikan ke Utara (Foster dkk., 2010).

4. Sudut Kemiringan Panel Surya (*Array*)

Sudut kemiringan memiliki dampak yang besar terhadap radiasi matahari di permukaan panel surya. Untuk sudut kemiringan tetap, daya maksimum selama satu tahun akan diperoleh ketika sudut kemiringan panel surya sama dengan lintang lokasi (Foster dkk., 2010). Misalnya panel surya yang terpasang di khatulistiwa (lintang = 0°) yang diletakkan mendatar (*tilt angle* = 0°), akan menghasilkan energi maksimum.



Gambar 2.7 Pemasangan Panel Surya dengan Sudut kemiringan

2.4.2 Inverter

Inverter adalah peralatan elektronik yang berfungsi mengubah energi DC menjadi energi AC. Energi yang dihasilkan panel surya adalah arus DC, oleh karena itu pada sistem PLTS dibutuhkan *inverter* untuk mengubah energi dari panel surya dan baterai tersebut agar dapat menyuplai kebutuhan energi AC.

Pemilihan inverter yang tepat untuk aplikasi PLTS didasarkan pada kebutuhan beban dan juga apakah *inverter* akan menjadi bagian dari sistem yang menuju jaringan listrik atau yang berdiri sendiri. (Zamroni, 2012)

Pada pemilihan *inverter*, diupayakan kapasitas kerjanya mendekati kapasitas daya yang dilayani. Hal ini agar efisiensi kerja *inverter* menjadi maksimal. (Robert Foster, 2010)

2.4.3 Baterai

Baterai adalah komponen PLTS yang berfungsi menyimpan energi listrik yang dihasilkan oleh panel surya pada siang hari, untuk kemudian dipergunakan pada malam hari dan pada saat cuaca mendung. Baterai yang dipergunakan pada PLTS mengalami proses siklus mengisi (*charging*) dan mengosongkan (*discharging*), tergantung pada ada atau tidaknya sinar matahari. Selama ada sinar matahari, panel surya akan menghasilkan energi listrik. Apabila energi listrik yang dihasilkan tersebut akan segera dipergunakan untuk mengisi baterai. Sebaliknya selama matahari tidak ada, permintaan energi listrik akan disuplai oleh baterai. Proses pengisian dan pengosongan ini disebut satu siklus baterai.

Ada dua jenis baterai isi ulang yang dapat dipergunakan untuk sistem PLTS, yaitu baterai Asam Timbal (*Lead Acid*) dan baterai *Nickel-Cadmium*. Namun karena memiliki efisiensi yang rendah dan biaya yang lebih tinggi baterai *Nickel-Cadmium* relative lebih sedikit dipergunakan dalam sistem PLTS. Sebaliknya baterai Asam Timbal adalah baterai dengan efisiensi tinggi dengan biaya yang lebih ekonomis. Hal inilah membuat baterai Asam Timbal menjadi perangkat penyimpanan yang penting untuk beberapa tahun ke depan, terutama untuk sistem PLTS ukuran menengah dan besar (Messenger dan Ventre, 2005).

Suatu ketentuan yang membatasi tingkat kedalaman pengosongan maksimum, diberlakukan pada baterai. Tingkat kedalaman (*Depth of Discharge*) baterai biasanya dinyatakan dalam persentase. Misalnya, suatu baterai memiliki DOD 80%, ini berarti bahwa hanya 80% dari energi yang tersedia dapat dipergunakan dan 20% tetap berada dalam cadangan. Pengaturan

DOD berperan dalam menjaga usia pakai (*life time*) dari baterai tersebut. Semakin dalam DOD yang diberlakukan pada suatu baterai maka semakin pendek pula siklus hidup dari baterai tersebut.

Terdapat beberapa fungsi baterai dalam suatu sistem PLTS. Salah satunya yaitu untuk media penyimpanan energi. Listrik yang dihasilkan oleh panel surya pada siang hari disimpan pada baterai untuk kemudian digunakan pada saat malam hari atau pada cuaca mendung. Disamping itu adanya baterai juga digunakan untuk sistem stabilisasi tegangan. Seperti sumber energi terbarukan yang lainnya. Energi listrik yang dihasilkan PLTS juga sangat bergantung pada kondisi cuaca. Akibatnya tegangan yang dihasilkan juga tidak selalu stabil. Penggunaan baterai dapat digunakan untuk menekan fluktuasi tegangan pada sistem PLTS dan untuk mencegah kerusakan beban peralatan listrik. Fungsi lain dari baterai yaitu untuk memenuhi kebutuhan arus listrik secara tiba-tiba. Kondisi ini biasanya dibutuhkan oleh peralatan listrik yang membutuhkan arus awal yang tinggi seperti motor atau peralatan induksi yang lain. Kinerja suatu PLTS dengan menggunakan baterai bergantung pada desain baterai dan parameter operasi sistem. Jika baterai tidak didesain untuk kondisi operasi PLTS maka akan sistem akan gagal. (Manimekalai, 2013)

2.4.4 *Charge Controller*

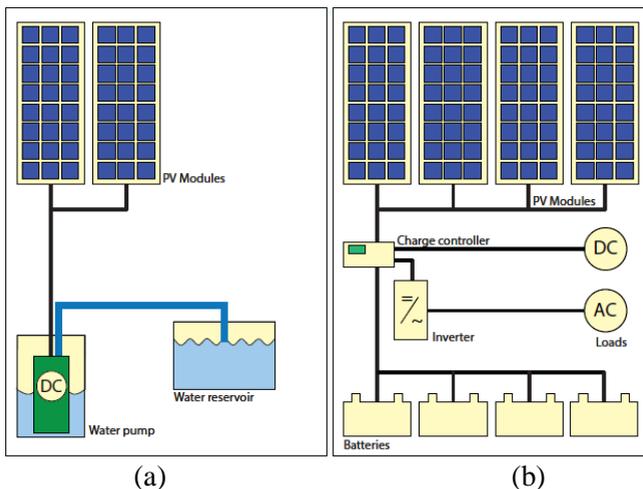
Charge controller adalah peralatan elektronik yang digunakan untuk mengatur arus searah yang diisi ke baterai dan diambil dari baterai ke beban. *Charge controller* mempunyai kemampuan untuk mendeteksi kapasitas baterai. Bila baterai sudah terisi penuh maka secara otomatis pengisian arus dari panel surya berhenti. Cara deteksi adalah melalui monitor level tegangan baterai, kelebihan pengisian baterai akan mengurangi umur baterai. Masukan dan keluaran *charge controller* disesuaikan dengan arus keluaran array dan tegangan baterai. (Roger A. Messenger, 2010)

2.5 Sistem PLTS

Pada prinsipnya ada tiga klasifikasi sistem PLTS, yaitu PLTS yang berdiri sendiri (*stand-alone*), PLTS yang terhubung dengan jaringan listrik (*grid-connected*), dan sistem *hybrid*. (Roger A. Messenger, 2010)

a. Sistem *Stand-alone*

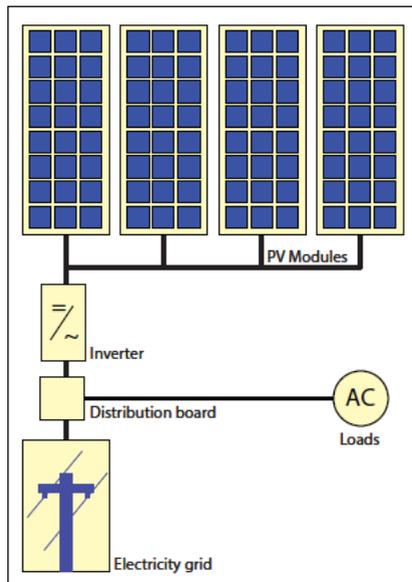
Sistem *stand-alone* mengandalkan tenaga surya sebagai satu-satunya sumber energi utama. Sistem ini terdiri dari modul PV dan beban atau disertai dengan baterai sebagai penyimpanan energi. Dapat digunakan pula baterai regulator yang berfungsi untuk mematikan modul PV ketika baterai digunakan, dan mematikan beban ketika baterai telah mencapai batas bawahnya. Suatu baterai harus mempunyai kapasitas yang cukup untuk menyimpan energi yang dihasilkan pada siang hari untuk digunakan di malam hari. Skematik sistem *stand-alone* dapat dilihat pada Gambar 2.8. Sistem *stand-alone* ini biasanya digunakan pada daerah-daerah yang tidak terjangkau oleh jaringan listrik PLN.



Gambar 2.8 Sistem *Stand-alone* (a) Sederhana (Tanpa Baterai)
 (b) Dilengkapi *Inverter* dan Baterai

b. Sistem *Grid-connected*

Sesuai namanya, maka sistem ini tetap terhubung dengan jaringan PLN untuk mengoptimalkan pemanfaatan energi PV untuk menghasilkan energi listrik semaksimal mungkin. Sistem ini menjadi sistem yang banyak diaplikasikan. Untuk mengubah listrik DC menjadi listrik AC digunakan inverter. Dalam sistem kecil pada suatu rumah inverter akan terhubung pada suatu kontrol (*distribution board*). Listrik AC yang dihasilkan kemudian dapat digunakan untuk mengaktifkan peralatan rumah tangga. Pada sistem ini tidak memerlukan baterai dikarenakan tetap terhubung ke jaringan PLN yang bertindak sebagai penyangga pasokan listrik yang dihasilkan modul PV.

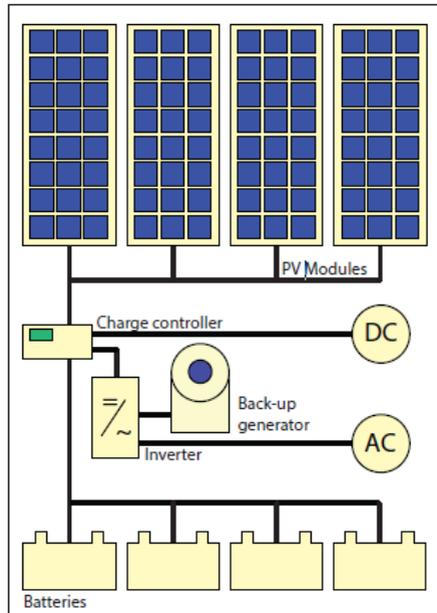


Gambar 2.9 Skema Sistem *Grid-connected*

c. Sistem *Hybrid*

Sistem *hybrid* ini mengombinasikan modul PV dengan pembangkit listrik lainnya seperti tenaga diesel, tenaga gas, atau tenaga angin. Metode ini bertujuan untuk

mengoptimalkan energi listrik yang dihasilkan. Sistem *hybrid* biasanya membutuhkan kontrol yang lebih canggih dari pada sistem lainnya. Sistem *hybrid* ini dapat digunakan untuk daerah-daerah yang tidak terjangkau PLN ataupun pembangkit tenaga diesel yaitu dengan memanfaatkan energi terbarukan yang ada.



Gambar 2.10 Sistem *Hybrid* modul PV dan Generator Diesel

2.6 Kapasitas Komponen PLTS

2.6.1 Jumlah Panel Surya

Daya (W_{peak}) yang dibangkitkan PLTS untuk memenuhi kebutuhan energi, diperhitungkan dengan persamaan-persamaan sebagai berikut.

a. Menghitung Area Array

Dalam pembangunan PLTS dibutuhkan area yang digunakan untuk menyusun modul *photovoltaic* menjadi suatu *array* tertentu. Adapun untuk menghitung area *array* yang dibutuhkan dapat menggunakan rumus berikut :

$$PV \text{ Area} = \frac{E_L}{G_{av} \times \eta_{pv} \times PR} \quad (2.1)$$

Dimana :

- E_L = Pemakaian energi (kWh/hari).
 G_{av} = Insolasi harian matahari rata-rata (kWh/m²/hari).
 η_{pv} = Efisiensi panel surya.
 PR = *Performance Ratio*.

$$PR = \eta_{inv} \times \eta_{pv_inv} \times \eta_{inv_load} \times f_{man} \times f_{dirt} \times f_{temp} \quad (2.3)$$

Dimana :

- η_{inv} = Efisiensi *inverter*.
 η_{pv_inv} = Efisiensi pengkabelan antara PV dan inverter
 η_{Inv_load} = Efisiensi pengkabelan antara inverter dan beban
 f_{man} = Faktor koreksi disebabkan proses manufaktur
 f_{dirt} = Faktor koreksi disebabkan pengotor
 f_{temp} = Faktor koreksi disebabkan temperatur lingkungan

b. Menghitung Daya yang Dibangkitkan PLTS (*Watt peak*)

Dari perhitungan area *array* maka besar daya yang dibangkitkan PLTS (*Watt peak*) dapat diperhitungkan sebagai berikut :

$$P \text{ watt peak} = PV \text{ area} \times PSI \times \eta_{pv} \quad (2.4)$$

Dimana :

- PSI = Peak Solar Insolation, yaitu 1000 W/m².
 η_{pv} = Efisiensi panel surya.

Selanjutnya berdasarkan besar daya yang akan dibangkitkan, maka jumlah panel surya yang diperlukan dapat diperoleh sebagai berikut ;

$$\text{Jumlah panel surya} = \frac{P_{\text{watt peak}}}{P_{\text{MPP}}} \quad (2.5)$$

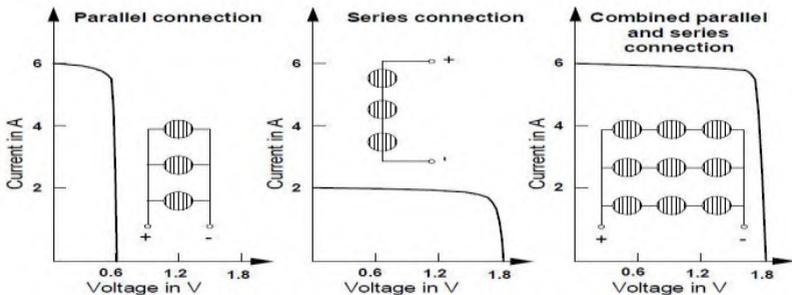
Dimana :

$P_{\text{watt peak}}$ = Daya yang dibangkitkan (Wp).

P_{MPP} = Daya maksimum keluaran panel surya (W).

Untuk memperoleh besar tegangan, arus dan daya yang sesuai dengan kebutuhan, maka panel-panel surya tersebut harus dikombinasikan secara seri dan paralel dengan aturan sebagai berikut :

1. Untuk memperoleh tegangan keluaran yang lebih besar dari tegangan keluaran panel surya, maka dua buah (lebih) panel surya harus dihubungkan secara seri.
2. Untuk memperoleh arus keluaran yang lebih besar dari arus keluaran panel surya, maka dua buah (lebih) panel surya harus dihubungkan secara paralel.
3. Untuk memperoleh daya keluaran yang lebih besar dari daya keluaran panel surya dengan tegangan yang konstan maka panel-panel surya harus dihubungkan secara seri dan paralel.



Gambar 2.11 Rangkaian Panel Surya

2.6.2 Kapasitas Baterai

Besar kapasitas baterai yang dibutuhkan untuk memnuhi konsumsi energi harian menurut Lynn (2010), dapat dihitung dengan rumus sebagai berikut :

$$C = \frac{N \times E_d}{V_s \times DOD \times \eta} \quad (2.6)$$

Dimana :

- C = Kapasitas baterai (Ah)
 N = Hari tanpa matahari (hari)
 Ed = Konsumsi energi harian (kWh)
 Vs = Tegangan baterai (Volt)
 DOD = Kedalaman maksimum pengosongan baterai
 η = Efisiensi baterai

2.6.3 Kapasitas Charge Controller

Charge controller diperlukan untuk melindungi baterai dari pengosongan dan pengisian berlebih. Masukan atau keluaran untuk *Charge controller* disesuaikan dengan arus keluaran *array* dan tegangan baterai (Messenger, 2005)

2.7 Analisis Keekonomian

2.7.1 Biaya Siklus Hidup (*Life Cycle Cost*)

Biaya siklus hidup suatu sistem adalah semua biaya yang dikeluarkan oleh suatu sistem, selama kehidupannya. Pada sistem PLTS, biaya siklus hidup (LCC) ditentukan oleh nilai sekarang dari biaya total sistem PLTS yang terdiri dari biaya investasi awal, biaya jangka panjang untuk pemeliharaan dan operasional serta biaya penggantian baterai. (Santiari, 2011) Biaya siklus hidup (LCC) diperhitungkan dengan rumus sebagai berikut :

$$LCC = C + O\&M \quad (2.7)$$

Dimana :

- LCC = Biaya siklus hidup (*Life Cycle Cost*).
 II = Biaya investasi awal adalah biaya awal yang dikeluarkan untuk pembelian komponen-komponen PLTS, biaya instalasi, dan biaya lainnya misalnya biaya rak penyangga.
 O&M = Biaya nilai sekarang untuk total biaya pemeliharaan dan operasional selama n tahun atau selama umur proyek.

R = Biaya nilai sekarang untuk biaya penggantian yang harus dikeluarkan selama umur proyek.

Nilai sekarang biaya tahunan yang akan dikeluarkan beberapa waktu mendatang (selama umur proyek) dengan jumlah pengeluaran yang tetap, dihitung dengan rumus sebagai berikut :

$$P = A \left[\frac{(1 + i)^n - 1}{i(1 + i)^n} \right] \quad (2.8)$$

Dimana :

P = Nilai sekarang biaya tahunan selama umur proyek
 A = Biaya tahunan
 i = Tingkat diskonto
 n = Umur proyek

Perbandingan yang valid antara penerimaan-penerimaan di masa mendatang dengan pengeluaran dana sekarang adalah hal yang sulit dilakukan karena ada perbedaan nilai waktu uang. Masalah ini dapat diatasi dengan menggunakan konsep nilai waktu uang (*Time Value of Money*). Berdasarkan konsep tersebut maka penerimaan-penerimaan di masa mendatang didiskontokan ke nilai sekarang sehingga dapat dibandingkan dengan pengeluaran pada saat ini.

Faktor diskonto (*Discount factor*) adalah faktor yang digunakan untuk menerjemahkan penerimaan-penerimaan di masa mendatang sehingga dapat dibandingkan dengan pengeluaran pada masa sekarang (Santiari, 2011). Sedangkan tingkat diskonto yang digunakan untuk menilaisekarangkan penerimaan-penerimaan tersebut dapat berupa tingkat suku bunga pasar (tingkat suku bunga bank). Adapun rumus faktor diskonto adalah sebagai berikut :

$$DF = \frac{1}{(1 + i)^n} \quad (2.9)$$

Dimana :

DF = Faktor diskonto

i = Tingkat diskonto

n = Periode dalam tahun (umur investasi)

2.7.2 Biaya Energi (*Cost of Energi*)

Biaya energi merupakan perbandingan antara biaya total per tahun dari sistem dengan energi yang dihasilkannya selama periode yang sama (Santiari, 2011). Dilihat dari sisi ekonomi, biaya energi PLTS berbeda dari biaya energi untuk pembangkit konvensional. Hal ini karena biaya energi PLTS, dipengaruhi oleh biaya-biaya seperti :

- a. Biaya awal (biaya modal) yang tinggi.
- b. Tidak ada biaya untuk bahan bakar.
- c. Biaya pemeliharaan dan operasional rendah.
- d. Biaya penggantian rendah (terutama hanya untuk baterai).

Perhitungan biaya energi suatu PLTS ditentukan oleh biaya siklus hidup (LCC), faktor pemulihan modal (CRF) dan kWh produksi tahunan PLTS.

Faktor pemulihan modal adalah faktor yang digunakan untuk mengkonversikan semua arus kas biaya siklus hidup (LCC) menjadi serangkaian pembayaran atau biaya tahunan dengan jumlah yang sama (Santiari, 2011). Faktor pemulihan modal diperhitungkan dengan rumus sebagai berikut :

$$CRF = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (2.10)$$

Dimana :

CRF = Faktor pemulihan modal.

i = Tingkat diskonto.

n = Periode dalam tahun (umur investasi).

Biaya energi (*Cost Of Energi*) PLTS diperhitungkan dengan rumus sebagai berikut :

$$\text{COE} = \frac{\text{LCC} \times \text{CRF}}{\text{A kWh}} \quad (2.11)$$

Dimana :

COE = Cost of Energi atau Biaya Energi (Rp/kWh).

CRF = Faktor pemulihan modal.

A kWh = Energi yang dibangkitkan tahunan (kWh/tahun).

2.7.3 Analisis Kelayakan Investasi

a. *Net Present Value (NPV)*

Net Present Value (NPV) menyatakan bahwa seluruh aliran kas bersih dinilaiselenggarakan atas dasar faktor diskonto (*discount factor*). Teknik ini menghitung selisih antara seluruh kas bersih nilai sekarang dengan investasi awal yang ditanamkan (Santiari, 2011). Untuk menghitung *Net Present Value (NPV)* dipergunakan rumus sebagai berikut :

$$\text{NPV} = \sum_{t=1}^n \frac{\text{NFC}_t}{(1+i)^t} - \text{II} \quad (2.12)$$

Dimana :

NFC_t = Net Cash Flow periode tahun ke-1 sampai ke-n.

II = Investasi awal (Initial Investment)

i = Tingkat diskonto.

n = Periode dalam tahun (umur investasi).

Kriteria pengambilan keputusan apakah usulan investasi layak diterima atau layak ditolak adalah sebagai berikut :

- a. Investasi dinilai layak, apabila *Net Present Value (NPV)* bernilai positif (> 0).
- b. Investasi dinilai tidak layak, apabila *Net Present Value (NPV)* bernilai negatif (< 0).

b. *Profitability Index (PI)*

Profitability Index merupakan perbandingan antara seluruh kas bersih nilai sekarang dengan investasi awal. Teknik ini juga

sering disebut dengan model rasio manfaat biaya (*benefit cost ratio*). Teknik *Profitability Index* dihitung dengan rumus sebagai berikut :

$$PI = \frac{\sum_{t=1}^n NFC_t(1+i)^{-t}}{II} \quad (2.13)$$

Dimana :

NFC_t = Net Cash Flow periode tahun ke-1 sampai ke-n.

II = Investasi awal (*Initial Investment*)

i = Tingkat diskonto.

n = Periode dalam tahun (umur investasi).

Kriteria pengambilan keputusan apakah usulan investasi layak diterima atau layak ditolak adalah sebagai berikut :

- a. Investasi dinilai layak, apabila *Profitability Index* (PI) bernilai lebih besar dari satu (>1).
- b. Investasi dinilai tidak layak, apabila *Profitability Index* (PI) bernilai lebih kecil dari satu (<1).

c. *Discounted Payback Period* (DPP)

Payback Period adalah periode lamanya waktu yang dibutuhkan untuk mengembalikan nilai investasi melalui penerimaan-penerimaan yang dihasilkan oleh proyek (investasi). Sedangkan *Discounted Payback Period* adalah periode pengembalian yang didiskontokan. *Discounted Payback Period* (DPP) dapat dicari dengan menghitung berapa tahun kas bersih nilai sekarang (PVNCF) kumulatif yang ditaksir akan sama dengan investasi awal.

Kriteria pengambilan keputusan apakah usulan investasi layak diterima atau layak ditolak adalah:

- a. Investasi dinilai layak, apabila DPP memiliki periode waktu lebih pendek dari umur proyek (periode *cut off*).
- b. Investasi dinilai tidak layak, apabila DPP memiliki periode waktu lebih panjang dari umur proyek (periode *cut off*).

d. Internal Rate of Return (IRR)

IRR adalah tingkat suku bunga yang menghasilkan nilai NPV sama dengan nol (karena nilai sekarang dari arus kas masuk sama dengan investasi awal).

$$0 = \sum_{t=0}^T \frac{X_t}{(1 + IRR)^t} \quad (2.14)$$

Dimana :

X_t = *Cashflow* di tahun ke-t

IRR = *Rate of Return*

Apabila IRR digunakan untuk membuat keputusan diterima-ditolah, kriteria keputusan adalah sebagai berikut:

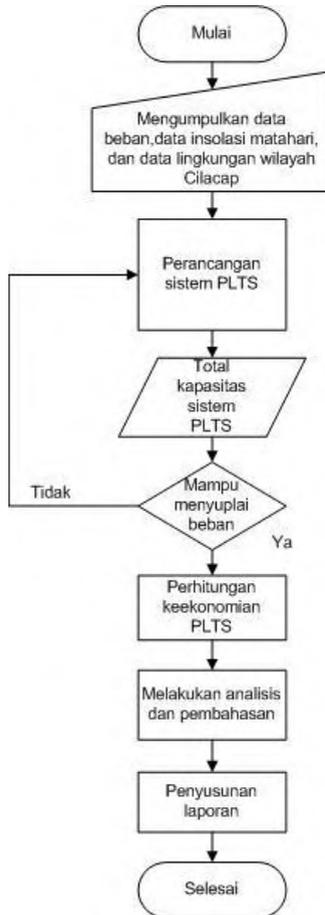
- Jika IRR lebih besar dari biaya modal, proyek diterima
- Jika IRR lebih kecil dari biaya modal, proyek ditolak

Suatu Proyek investasi dianggap layak apabila nilai IRR investasi tersebut lebih dari pada nilai MARR (*minimum acceptable rate of return*). Nilai MARR ditentukan berdasarkan tingkat bunga bank atau tingkat bunga bank ditambah risk premium yang mencerminkan tingkat resiko dari proyek tersebut serta ditambah tingkat keuntungan yang diharapkan investor. Dalam proyek teknik, biasanya nilai MARR berkisar antara 10%-13%. Sebaliknya, nilai IRR yang berada dibawah nilai MARR menunjukkan bahwa investasi tidak layak (tidak menguntungkan). Adapun nilai IRR = nilai MARR menunjukkan bahwa pengembalian investasi berada pada titik minimum kelayakan atau titik impas (*break-even point*).

Halaman ini sengaja dikosongkan

BAB III METODOLOGI

Pada bab ini dijabarkan metode yang digunakan untuk menyelesaikan permasalahan yang telah dijabarkan pada BAB I. Diagram alir yang digunakan pada penelitian ini dapat dilihat pada Gambar 3.1.

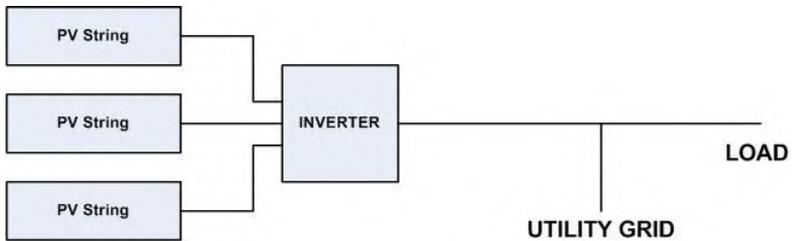


Gambar 3.1 Diagram Alir Penelitian

3.1 Blok Diagram Sistem

PLTS yang akan dikembangkan di PT Pertamina Unit Pengolahan IV Cilacap diharapkan dapat membantu suplai energi listrik yang sudah ada di Pertamina Cilacap. Hingga saat ini kebutuhan energi listrik di Pertamina Cilacap dicukupi oleh unit PLTU dengan kapasitas 112 MW dengan menggunakan bahan bakar fosil. Pembangunan PLTS merupakan salah satu upaya untuk melakukan penghematan konsumsi sumber energi fosil. Namun terdapat beberapa kendala yang muncul dalam pembangunan PLTS di Indonesia, salah satunya adalah kendala biaya. Secara umum biaya pembangkitan PLTS lebih mahal dibandingkan dengan biaya pembangkitan pembangkit listrik tenaga fosil. Hal ini salah satunya karena piranti utama untuk mengkonversi energi matahari menjadi energi listrik masih merupakan piranti yang didatangkan dari luar negeri.

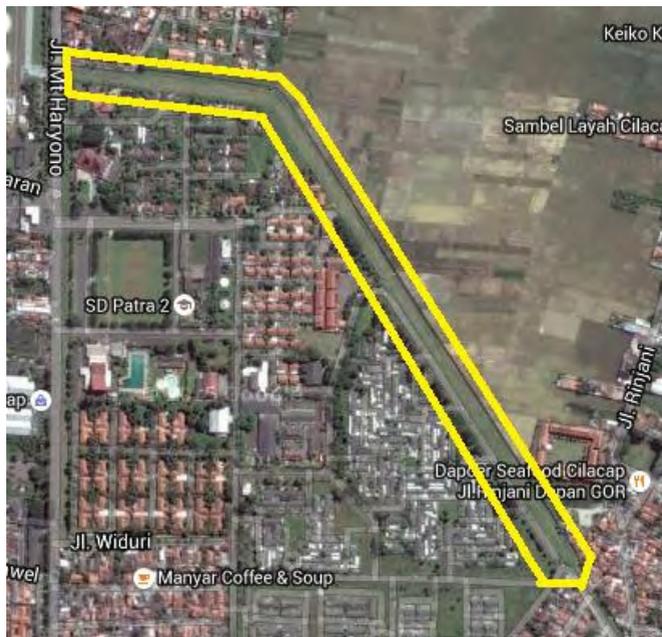
Solusi untuk menekan pengeluaran biaya investasi pada pembangunan PLTS yaitu dengan sistem *grid-connected*. Seperti yang telah disebutkan pada BAB II sistem *grid-connected* memiliki karakteristik tidak membutuhkan baterai sebagai media penyimpanan energi dikarenakan selalu terhubung dengan jaringan listrik. Dengan demikian maka biaya investasi dapat ditekan mengingat biaya baterai sampai saat ini masih sangat mahal. Selain itu dengan sistem yang selalu terhubung dengan jaringan listrik maka pemanfaatan energi PV untuk menghasilkan energi listrik dapat secara optimal. Pada siang hari, PV yang terpasang akan mengkonversi sinar matahari menjadi energi listrik, sehingga kebutuhan listrik berbagai peralatan pada siang hari dapat dipenuhi melalui sistem PLTS. Selanjutnya pada malam hari atau pada kondisi cuaca mendung maka peralatan akan didukung oleh jaringan listrik konvensional. Kondisi tersebut mampu memberikan supply energi listrik secara maksimal dan sangat memungkinkan apabila menggunakan sistem *grid-connected*. Pada penelitian ini sistem PLTS yang akan dikembangkan di PT Pertamina (Persero) Unit Pengolahan IV Cilacap tampak seperti pada Gambar 3.2.



Gambar 3.2 Konfigurasi Sistem PLTS *Grid-Connected*

3.2 Pengumpulan Data Penelitian

3.2.1 Data Lingkungan PT Pertamina (Persero) Unit Pengolahan IV Cilacap



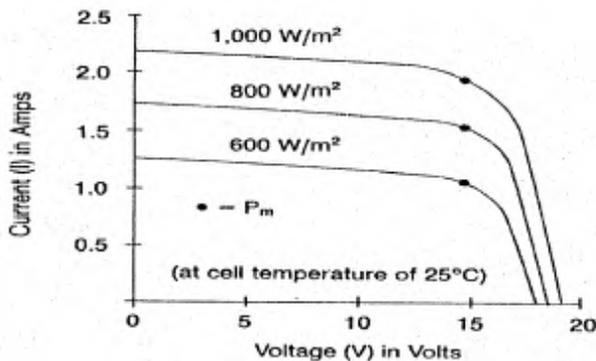
Gambar 3.3 Lokasi Pembangunan PLTS

PT Pertamina Unit Pengolahan IV Cilacap terletak di pesisir pantai selatan Jawa Tengah pada koordinat -7.7233759 , 109.0200196 , 3173 . Total lahan yang dipersiapkan oleh

Pertamina memiliki luas total 2 hektar. Sistem kelistrikan di PT Pertamina Unit Pengolahan IV Cilacap disuplai oleh delapan generator yang menghasilkan 112 MW. Kapasitas tersebut digunakan untuk memenuhi kebutuhan energi listrik di lingkungan PT Pertamina Cilacap. Perancangan PLTS ini digunakan untuk membantu suplai energi listrik area tersebut.

a. Data Irradiasi Matahari Wilayah Cilacap

Dalam suatu sistem PLTS intensitas cahaya matahari merupakan suatu hal yang sangat penting. Semakin rendah intensitas cahaya matahari yang diterima oleh panel surya maka arus (I_{sc}) akan semakin rendah. Hal ini membuat titik *Maximum Power Point* (MPP) berada pada titik yang semakin rendah.



Gambar 3.4 Pengaruh Intensitas Radiasi Matahari Terhadap Panel Surya

Radiasi matahari rata-rata yang terintegrasi terhadap waktu disebut sebagai irradiasi matahari. Sehingga dapat dinyatakan bahwa irradiasi matahari adalah jumlah energi matahari yang diterima oleh suatu lokasi tertentu, yang biasanya dinyatakan dalam satuan *kilowatt hours* per meter persegi (kWh/m^2). Adapun data irradiasi matahari di wilayah Cilacap, Jawa Tengah adalah seperti pada Tabel 3.1.

Tabel 3.1 Data Irradiasi Matahari Wilayah Cilacap (PVGIS, 2016)

Informasi Umum			
Latitude		: -7°42'3"	
Longitude		: 109°1'30"	
Sudut kemiringan optimal		: 12°	
Penurunan irradiasi karena bayangan		: 0,10%	
Bulan	Irradiasi Matahari (Wh/m²/hari)		
	Hh	Hopt	H(90)
Januari	5390	5020	1080
Februari	5250	5030	1040
Maret	5550	5510	1800
April	5550	5760	2970
Mei	5060	5480	3680
Juni	5080	5600	4220
Juli	5320	5820	4190
Agustus	6000	6360	3670
September	6250	6320	2420
Oktober	5690	5520	1010
Nopember	5040	4750	1080
Desember	5120	4750	1090
Rata-rata	5440	5500	2360

Keterangan :

Hh = Irradiasi pada permukaan datar

Hopt = Irradiasi pada sudut kemiringan permukaan optimal

H(90) = Irradiasi pada sudut kemiringan permukaan 90°

b. Data Temperatur Lingkungan Wilayah Cilacap

Selain intensitas radiasi matahari faktor temperatur juga dapat mempengaruhi pengoperasian maksimum panel surya. Setiap kenaikan temperatur 1°C (dari 25°C) mengakibatkan total daya yang dihasilkan berkurang 0,5%. Hal tersebut adalah salah satu faktor yang harus diperhatikan dalam menghitung kapasitas daya (Wp) PLTS yang akan dibangkitkan.

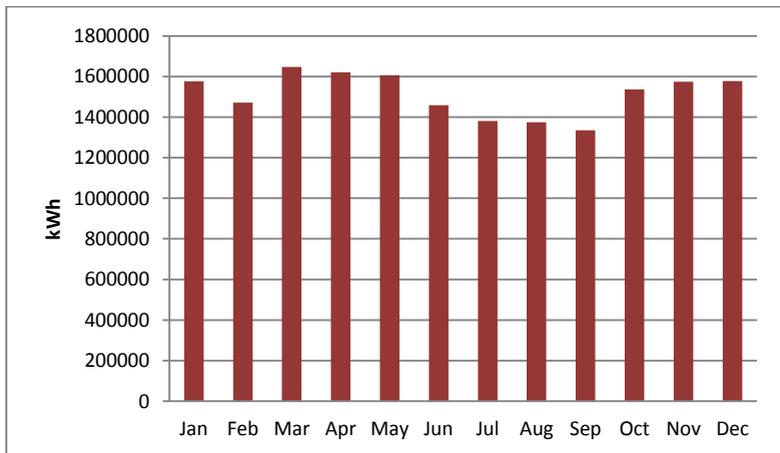
Data temperatur lingkungan untuk wilayah Cilacap pada bulan Januari 2016 bersumber pada data BMKG Cilacap adalah seperti pada Tabel 3.2.

Tabel 3.2 Data Temperatur Lingkungan Wilayah Cilacap (BMKG, 2016)

Tanggal	Suhu Minimum (°C)	Suhu Maksimum (°C)
08/01/2016	27,0	26,4
11/01/2016	26,8	27,3
12/01/2016	26,1	28,9
13/01/2016	26,1	29,1
14/01/2016	26,6	30,4
15/01/2016	26,2	29,8
16/01/2016	27,2	30,6
17/01/2016	25,6	30,4
18/01/2016	27,2	27,5
19/01/2016	26,1	30,9
20/01/2016	26,0	25,9
21/01/2016	25,4	27,6
22/01/2016	26,4	28,2
23/01/2016	26,3	30,6
24/01/2016	27,1	24,2
25/01/2016	25,5	30,1
26/01/2016	26,0	30,3
27/01/2016	25,8	30,0
28/01/2016	26,3	-
29/01/2016	26,2	30,4
30/01/2016	27,0	25,4
31/01/2016	26,9	-

3.2.2 Identifikasi Beban Listrik PLTS

PLTS yang akan dikembangkan di PT Pertamina (Persero) Unit Pengolahan IV Cilacap diharapkan seminimal mungkin tidak menimbulkan permasalahan *power quality* pada jaringan listrik yang sudah ada. Pada penelitian ini kapasitas PLTS yang akan dikembangkan ditentukan yaitu sebesar 2 MW. Kapasitas tersebut didasarkan pada data beban penggunaan energi listrik di perumahan dan rumah sakit Pertamina Cilacap pada tahun 2015 seperti tampak pada Gambar 3.5. Dari grafik tersebut konsumsi terbesar terjadi pada bulan Maret yaitu 1.647.632 kWh atau 54.921 kWh per hari. Dengan demikian beban listrik dapat diperoleh 2.288 kWh. Berdasarkan Peraturan Menteri ESDM No. 3 tahun 2007 disebutkan bahwa semakin besar beban pembangkit yang tersambung langsung ke jaringan memiliki potensi menimbulkan permasalahan *power quality* semakin besar. Maka dari itu dengan pertimbangan tersebut maka kapasitas PLTS ditentukan sebesar 2 MW.



Gambar 3.5 Data Profil Beban di Perumahan dan Rumah Sakit Pertamina Cilacap tahun 2015

3.2.3 Komponen Penyusun PLTS

a) Modul PV

Pada penelitian ini digunakan modul PV dengan kapasitas 250 Wp dengan spesifikasi seperti pada Tabel 3.3.

Tabel 3.3 Spesifikasi Modul PV

Electric properties		
Nominal power	250,00 Wp	
Performance tolerance	-0,00/+5,00 W	
MPP voltage	30,50 V	
MPP current	8,27 A	
Open-circuit voltage	37,60 V	
Short-circuit current	8,81 A	
Permissible system voltage	1000,00 V	
PV module efficiency (STC)	14,91%	
Grounding recommendation	No grounding	
Mechanical properties		
Number of cells in the PV module	60	
Width	1001 mm	
Length	1675 mm	
Weight	21,20 kg	
Cell technology	poly	
Certification	EU	
Temperature coefficients		
MPP voltage	---	---
Open-circuit voltage	-0,3100 %/°C	-116,6 mV/°C
Short-circuit current	0,0510 %/°C	4,49 mA/°C

b) Inverter

Pada penelitian ini digunakan inverter yang mampu bekerja pada sistem *grid-connected* dengan kapasitas 30 kW. Adapun spesifikasi inverter dapat dilihat pada Tabel 3.4.

Tabel 3.4 Spesifikasi Inverter 30 kW

Input data	
Max. DC power	30,80 kW
Max. input voltage	1000 V
Rated input voltage	720 V
Min. input voltage	150 V
Start voltage	188 V
Max. MPP voltage	800 V
Max. input current	33 A / 33 A
Strings per MPP input	3 / 3
Output data	
Max. AC apparent power	30 kVA
Rated power	30 kW
Min. displacement power factor (value)	0
Nominal AC voltage range	244 - 305 V
AC power frequency	60 Hz
Feed-in phases	3
Efficiency	
Max. efficiency	98,60%

- c) **Baterai**
Dikarenakan sistem yang dikembangkan dalam sistem *grid-connected* maka tidak dibutuhkan adanya baterai.
- d) *Charge Controller*
Dikarenakan tidak menggunakan baterai sehingga tidak dibutuhkan *charge controller*.

3.3 Perancangan Sistem PLTS

Perancangan sistem PLTS dapat dilakukan dengan melakukan perhitungan jumlah komponen modul PV dan inverter yang

digunakan untuk memproduksi energi listrik. Adapun variabel yang digunakan sebagai masukan adalah sebagai berikut:

- a. Data lingkungan di wilayah Cilacap berupa data irradiasi dan data temperature lingkungan.
- b. Profil beban atau kapasitas PLTS yang akan dibangun.
- c. Jenis modul PV.
- d. Jenis inverter yang digunakan.

3.4 Estimasi Energi yang Produksi PLTS

Estimasi jumlah energi yang diproduksi oleh PLTS yang dibangun dapat diketahui dengan mempertimbangkan data irradiasi matahari di wilayah Cilacap. Data irradiasi yang digunakan sebagai dasar perhitungan seperti pada Tabel 3.1.

3.5 Perhitungan Keekonomian Perancangan PLTS

Perhitungan secara ekonomi dilakukan untuk mengetahui biaya energi PLTS berdasarkan ketentuan harga pada saat ini. Selanjutnya dilakukan analisis kelayakan investasi PLTS dengan menggunakan metode NPV, PI, dan *Discounted Payback Period* (DPP).

Biaya energi PLTS ditentukan oleh biaya siklus hidup, factor pemulihan modal, dan energi listrik produksi tahunan.

- a) Biaya siklus hidup (LCC) dihitung dengan persamaan 2.7 sebagai berikut :

$$LCC = II + O\&M$$

- b) Faktor pemulihan modal dihitung dengan persamaan 2.10 sebagai berikut :

$$CRF = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$$

- c) Biaya energi PLTS dihitung dengan persamaan 2.11 sebagai berikut :

$$COE = \frac{LCC \times CRF}{A \text{ kWh}}$$

- d) Metode *Net Present Value* (NPV) dihitung dengan persamaan 2.12 sebagai berikut :

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{NFC_t}{(1+i)^t} - II$$

- e) Metode *Profitability Index* (PI) dihitung dengan persamaan 2.13 sebagai berikut :

$$PI = \frac{\sum_{t=1}^n NFC_t (1+i)^{-t}}{II}$$

- f) Metode *Internal Rate of Return* (IRR) dihitung dengan persamaan 2.14 sebagai berikut :

$$0 = \sum_{t=0}^T \frac{X_t}{(1+IRR)^t}$$

Halaman ini sengaja dikosongkan

BAB IV

ANALISIS DAN PEMBAHASAN

4.1 Rancangan Sistem PLTS

Dalam melakukan desain sistem PLTS di PT Pertamina (Persero) Unit Pengolahan IV Cilacap dilakukan perhitungan untuk mengetahui jumlah komponen yang digunakan. Adapun perhitungan yang dilakukan adalah menghitung jumlah modul PV dan jumlah inverter yang disesuaikan dengan kapasitas PLTS yang diinginkan. Disamping itu spesifikasi dari komponen yang digunakan juga diperhatikan untuk memperoleh nilai performansi yang paling optimal. Pada penelitian ini digunakan modul PV 250 Wp dan inverter kapasitas 30 kW.

Kapasitas PLTS

2 MWp

Modul PV

Daya maksimum : 250 Wp

Tegangan desain modul PV : 14 V

Inverter

Kapasitas Daya : 30000 W

Tegangan input maksimum : 1000 V

Dalam sebuah inverter terdapat rangkaian modul PV yang tersusun secara seri dan paralel yang disesuaikan dengan kapasitas inverter tersebut. Berdasarkan kapasitas input tegangan inverter yaitu 1000 V sehingga dapat ditentukan jumlah rangkaian seri modul PV sebagai berikut.

$$\text{Rangkaian seri} = \frac{1000 \text{ V}}{14 \text{ V}} = 71,42 \text{ buah} \approx 71 \text{ buah}$$

Berdasarkan perhitungan di atas diperoleh bahwa dalam sebuah rangkaian seri terdiri 71 buah modul PV. Dalam perhitungan tersebut dilakukan pembulatan kebawah dengan tujuan agar nilai total tegangan tidak melebihi kapasitas tegangan input maksimum inverter. Setelah diketahui jumlah rangkaian modul PV secara seri maka dapat dihitung kapasitas daya dalam satu rangkaian seri tersebut.

$$\begin{aligned} \text{Daya rangkaian seri} &= 71 \times 250 \text{ Wp} \\ &= 17750 \text{ Wp} \end{aligned}$$

Kapasitas daya inverter 30000 W maka dapat diketahui jumlah rangkaian paralel yang mampu dilayani oleh inverter tersebut dengan mempertimbangkan nilai *safety factor*. Nilai *safety factor* yaitu 1,2.

$$\text{Rangkaian paralel} = \frac{30000 \times 1,2}{17750} = 2,02 \text{ buah} \approx 2 \text{ buah}$$

Perhitungan di atas menunjukkan jumlah rangkaian paralel modul PV dengan menggunakan kapasitas inverter 30000 W dan *safety factor* 1,2 yaitu 2 buah rangkaian paralel. Selanjutnya sesuai kapasitas total PLTS yang diinginkan yaitu 2 MWp, maka perlu diketahui jumlah inverter yang digunakan. Adapun jumlah inverter yang digunakan untuk melayani jumlah kapasitas tersebut adalah sebagai berikut.

$$\text{Jumlah inverter} = \frac{2000000 \text{ Wp}}{71 \times 2 \times 250 \text{ Wp}} = 56,3 \text{ buah} \approx 57 \text{ buah}$$

Jumlah inverter kapasitas 30000 W yang dibutuhkan untuk melayani kapasitas PLTS 2 MWp yaitu 57 buah. Langkah selanjutnya yaitu melakukan perhitungan jumlah modul PV yang digunakan secara keseluruhan. Total jumlah modul PV yang digunakan dapat dihitung sebagai berikut.

$$\text{Jumlah modul PV} = 71 \times 4 \times 57 = 8094 \text{ buah}$$

Dengan demikian dapat diketahui kapasitas total daya maksimum yang dihasilkan dengan 8094 modul PV dilayani oleh 57 buah inverter 30000 W.

$$\begin{aligned} \text{Kapasitas total} &= 8094 \times 250 \text{ Wp} = 2023500 \text{ Wp} \\ &= 2,023 \text{ Mwp} \end{aligned}$$

4.2 Estimasi Jumlah Energi yang Diproduksi PLTS

Estimasi jumlah energi yang diproduksi oleh PLTS yang dibangun dapat diketahui dengan mempertimbangkan data irradiasi matahari di wilayah Cilacap. Perhitungan jumlah energi harian yang diproduksi dihitung dengan menggunakan rumus sebagai berikut.

$$\text{Estimasi Energi} = \frac{\text{Kapasitas total}}{\text{Radiasi maksimum}} \times \text{Irradiasi}$$

Kapasitas total merupakan nilai kapasitas keseluruhan daya maksimum yang mampu dihasilkan oleh PLTS, pada penelitian ini yaitu 232500 Wp. Radiasi maksimum adalah nilai yang menunjukkan banyaknya energi radiasi matahari yang sampai di bumi dalam satu satuan luas. Nilai maksimum radiasi matahari yang diterima bumi yaitu 1000 W/m^2 . Irradiasi merupakan jumlah energi radiasi matahari yang diterima bumi dalam satu satuan luas pada waktu tertentu. Pada penelitian ini data irradiasi matahari yang digunakan adalah data irradiasi matahari untuk wilayah Cilacap yang dihimpun oleh PVGIS. Parameter-parameter tersebut dapat digunakan untuk perhitungan estimasi energi yang dapat diproduksi oleh PLTS. Adapun hasil perhitungannya seperti pada Tabel 4.1.

Tabel 4.1 Jumlah Produksi Energi Harian PLTS

Bulan	Irradiasi (Wh/m²/hari)	Energi (Wh)
Januari	5020	10157970
Februari	5030	10178205
Maret	5510	11149485
April	5760	11655360
Mei	5480	11088780
Juni	5600	11331600
Juli	5820	11776770
Agustus	6360	12869460
September	6320	12788520
Oktober	5520	11169720
Nopember	4750	9611625
Desember	4750	9611625

Rata-rata irradiasi matahari untuk wilayah Cilacap adalah 5500 Wh/m²/hari. Dari nilai tersebut dapat digunakan sebagai dasar perhitungan estimasi produksi energi dalam satu tahun.

$$\begin{aligned}
 \text{Estimasi Energi} &= \frac{2023500 \text{ Wp}}{1000 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}} \times 5500 \frac{\text{Wh}}{\text{m}^2} \times 365 \text{ hari} \\
 &= 4062,17 \text{ MWh/tahun}
 \end{aligned}$$

Berdasarkan hasil perhitungan di atas maka diperoleh spesifikasi rancangan PLTS di PT Pertamina (Persero) Unit Pengolahan IV Cilacap seperti tampak pada Tabel 4.2.

Tabel 4.2 Spesifikasi Sistem PLTS

Informasi Umum	
Lokasi	Cilacap, Indonesia
Umur Proyek	20 tahun
Irradiasi rata-rata	5500 Wh/m ² /hari
Suhu lingkungan maksimum	31° C
Suhu lingkungan minimum	23° C
Sudut Azimut	180°
Sudut Kemiringan Panel Surya	12°
Data Rancangan Sistem	
Jumlah modul PV	8094 buah @ 250 Wp
Total Kapasitas Daya	2,023 MWp
Jumlah inverter	57 buah @ 30 kW
Estimasi Energi Tahunan	4062,17 MWh
Energi Spesifik	2007,9 kWh/kWp
@ Inverter 30 kW	
Jumlah rangkaian seri	71
Jumlah rangkaian paralel	2
Tegangan Array PV	994 V
Arus Array PV	16.54 A

4.3 Perhitungan Keekonomian PLTS

4.3.1 Menghitung *Life Cycle Cost* (LCC)

Life Cycle Cost terdiri dari biaya investasi awal ditambah dengan biaya operasional dan maintenance (O&M) yang dipengaruhi tingkat diskon selama proyek berlangsung. Biaya investasi PLTS yang akan dikembangkan di PT Pertamina (Persero) Unit Pengolahan IV Cilacap mencakup biaya-biaya seperti biaya untuk komponen PLTS, biaya rak penyangga modul PV serta biaya instalasi PLTS. Biaya untuk komponen PLTS ini terdiri dari biaya untuk pembelian panel surya dan inverter. Tabel 4.3 Menunjukkan besarnya biaya investasi awal untuk PLTS yang

akan dikembangkan di PT Pertamina (Persero) Unit Pengolahan IV Cilacap. Pada perancangan PLTS ini akan dibandingkan biaya investasi awal dengan variasi harga modul PV dari berbagai produsen. Pada penelitian ini digunakan modul PV dari Jerman, modul PV dari Cina, dan modul PV dari Jepang.

Tabel 4.3 Harga Komponen

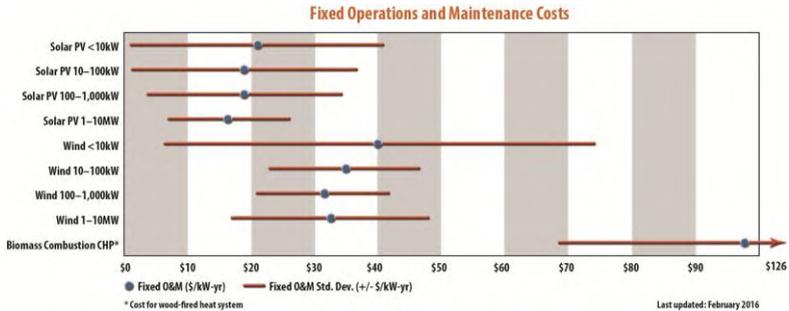
No	Item	Jumlah	Harga Satuan (USD)	Total (USD)
1	Modul PV Jerman	8094 buah	250,00	2,023,500.00
2	Modul PV Jepang	8094 buah	258,15	2,089,466.10
3	Modul PV Cina	8094 buah	215,00	1,740,210.00
4	Lahan	20000 m ²	152,00	3.040.000,00
5	Rak Penyangga	2,02 MWp	306.000,00	618,120.00
6	Inverter 30 kW	57 buah	5.468,00	311,676.00
7	Operasi Awal	2,02 MWp	11.000,00	22,220.00
8	Tenaga Kerja	2,02 MWp	120.000,00	242,400.00
9	Upah <i>Developer</i>	2,02 MWp	100.000,00	202,000.00

Sumber : *International Finance Corporation 2015, CivicSolar, Solar Shop-Europe*

Perbandingan biaya investasi awal :

- Menggunakan Modul PV Jerman : USD 6,459,916.00
- Menggunakan Modul PV Jepang : USD 6,525,882.10
- Menggunakan Modul PV Cina : USD 6,176,626.00

Selanjutnya biaya operasional dan perbaikan (O&M) rata-rata untuk PLTS kapasitas 1-10 MW yaitu USD 16/kW-tahun. Hal ini didasarkan pada data yang dihimpun oleh National Renewable Energi Laboratory (NREL) pada Februari 2016.



Gambar 4.1 Biaya Operasional dan Perbaikan (O&M)

Untuk di Indonesia dikarenakan kondisi geografisnya berada pada wilayah dengan dua musim per tahun maka biaya O&M lebih rendah yaitu ditentukan USD 10/kW-tahun. Dengan demikian maka dapat ditentukan untuk kapasitas 2 MW biaya O&M yang perlu dikeluarkan yaitu USD 20.000,00/tahun. *Present value* O&M dapat dihitung sebagai berikut :

$$O\&M_p = O\&M \left[\frac{(1+i)^n}{i(1+i)^n} \right]$$

$$O\&M_p = USD\ 20.000,00 \left[\frac{(1+10\%)^{20}}{10\%(1+10\%)^{20}} \right]$$

$$O\&M_p = USD\ 170.271,27$$

Setelah diketahui biaya investasi dan biaya operasional dan perbaikan maka dapat dihitung nilai LCC untuk masing-masing penggunaan modul PV.

$$LCC = II + O\&M_p$$

- Modul PV Jerman
 $LCC = 6,459,916.00 + 170.271,27$
 $LCC = USD\ 6,630,187.27$
- Modul PV Jepang
 $LCC = 6,525,882.10 + 170,271.27$

$$LCC = \text{USD } 6,696,153.37$$

- Modul PV Cina

$$LCC = 6,176,626.00 + 170,271.27$$

$$LCC = \text{USD } 6,346,897.27$$

4.3.2 Menghitung Biaya Energi

Perhitungan biaya energi (*cost of energy*) suatu PLTS ditentukan oleh biaya *Life Cycle Cost* (LCC), faktor pemulihan modal (CRF), dan jumlah energi yang diproduksi dalam satu tahun.

Biaya energi (*cost of energy*) PLTS diperhitungkan dengan rumus sebagai berikut :

$$COE = \frac{LCC \times CRF}{A \text{ kWh}}$$

Faktor pemulihan modal untuk melakukan konversi arus kas *Life Cycle Cost* menjadi serangkaian biaya tahunan, diperhitungkan dengan rumus sebagai berikut :

$$CRF = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$$

$$CRF = \frac{10\%(1+10\%)^{20}}{(1+10\%)^{20} - 1}$$

$$CRF = 0.12$$

Berdasarkan hasil perhitungan LCC, CRF, dan estimasi energi dalam satu tahun maka besar biaya energi (*cost of energy*) untuk PLTS yang akan dikembangkan di PT Pertamina (Persero) Unit Pengolahan IV Cilacap untuk masing-masing penggunaan modul PV adalah sebagai berikut.

- Modul PV Jerman

$$COE = \frac{6,630,187.27 \times 0.12}{4.062.170}$$

$$COE = \text{USD } 0,191/\text{kWh}$$

- Modul PV Jepang

$$\text{COE} = \frac{6,696,153.37 \times 0.12}{4.062.170}$$

$$\text{COE} = \text{USD } 0.193/\text{kWh}$$
- Modul PV Cina

$$\text{COE} = \frac{6,346,897.27 \times 0.12}{4.062.170}$$

$$\text{COE} = \text{USD } 0.183/\text{kWh}$$

Berdasarkan hasil perhitungan biaya energi di atas maka dapat dibandingkan dengan biaya listrik konvensional yang diberlakukan oleh PLN. Berdasarkan ketetapan yang dikeluarkan PLN pada bulan Juli 2016 tarif listrik ditentukan Rp 1.412,66/kWh. Jika nilai tukar dollar terhadap rupiah adalah 1 USD = Rp 13.157,00 (29 Juli 2016) maka biaya energi PLTS dapat diketahui sebagai berikut.

- Modul PV Jerman, USD 0,191/kWh = Rp 2.512,98/kWh
- Modul PV Jepang, USD 0,193/kWh = Rp 2.539,30/kWh
- Modul PV Cina, USD 0,183/kWh = Rp 2.407,73/kWh

Hasil perhitungan di atas tampak bahwa biaya energi PLTS masih jauh lebih besar, bahkan hampir dua kali lipat dibandingkan tarif energi yang diberlakukan oleh PLN sebagai perusahaan listrik nasional. Biaya energi PLTS paling murah menggunakan modul PV dari Cina yaitu USD 0,183/kWh atau Rp 2.407,73/kWh. Perbedaan harga tersebut dipengaruhi oleh biaya pengadaan komponen pembangunan PLTS yang masih cukup mahal. Disamping itu juga komponen yang harus didatangkan dari luar negeri mengakibatkan biaya yang semakin besar. Meskipun demikian dengan semakin banyaknya penggunaan PLTS di berbagai negara dari tahun ke tahun bukan tidak mungkin biaya energinya akan semakin murah, bahkan bisa lebih murah dari biaya energi yang bersumber dari pembangkit konvensional.

4.3.3 Analisis Kelayakan Investasi

Analisis kelayakan investasi dilakukan untuk menghitung apakah suatu proyek layak dilakukan dilihat dari beberapa parameter. Pada penelitian ini digunakan 4 metode kelayakan investasi yaitu *Net Present Value* (NPV), *Profitability Index* (PI), *Internal Rate of Return* (IRR), dan *Discounted Payback Period* (DPP). Digunakan pula variasi produsen modul PV dari tiga negara yang berbeda yaitu Jerman, Jepang, dan Cina. Rincian analisis kelayakan investasi dalam pembangunan PLTS di Pertamina Cilacap adalah sebagai berikut.

Investasi Awal

- Modul PV Jerman USD 6,459,916.00
- Modul PV Jepang USD 6,525,882.10
- Modul PV Cina USD 6,176,626.00

Tingkat Diskon (Bank Indonesia, 2016)	10%
Lama Proyek	20 tahun
<i>Capital Recovery Factor</i>	0,12
Listrik yang dihasilkan	4062,17 MWh/tahun

Biaya Pemasukan

Harga listrik (Permen ESDM No 17 tahun 2013)	USD 0,25/kWh
Jumlah kas masuk/tahun	USD 1,015,542.50

Biaya Pengeluaran

O&M (per tahun)	USD 20.000,00
-----------------	---------------

Tabel 4.4 Kelayakan Investasi

Produsen	Metode	Nilai	Keterangan
Modul PV Jerman	NPV	USD 1.845.427,24	Layak
	PI	1,31	Layak
	IRR	17,1%	Layak
	DPP	12 tahun	Layak

Modul PV Jepang	NPV	USD 1.779.461,14	Layak
	PI	1.26	Layak
	IRR	16,9%	Layak
	DPP	12 tahun	Layak
Modul PV Cina	NPV	USD 2.128.717,24	Layak
	PI	1,33	Layak
	IRR	18,2%	Layak
	DPP	11 tahun	Layak

Dalam melakukan perancangan PLTS ini dilakukan analisis kelayakan investasi dengan membandingkan 3 jenis modul PV kapasitas 250 Wp dari produsen yang berbeda, yaitu dari Jerman, Jepang, dan Cina. Dari perbandingan nilai investasi awal diperoleh bahwa dengan menggunakan modul PV buatan Cina memiliki nilai investasi yang paling rendah yaitu USD 6.176.626,00 dan yang paling mahal yaitu dengan menggunakan modul PV buatan Jepang yaitu USD 6.525.882,10. Perbedaan jumlah investasi tersebut disebabkan oleh harga PV buatan memiliki harga yang lebih murah dengan asumsi produksi energi sama. Selanjutnya dilakukan analisis kelayakan investasi.

Sebelum melakukan analisis kelayakan investasi terlebih dahulu ditentukan arus kas masuk dan arus kas keluar. Arus kas masuk diperoleh dari penjualan energi listrik kepada PLN sebagai produsen utama listrik di Indonesia. Menurut Peraturan Menteri ESDM No. 17 Tahun 2013 PLN membeli energi listrik yang dihasilkan dari Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) dengan harga USD 0,25/kWh. Dengan demikian dengan estimasi produksi tahunan PLTS 4062,17 MWh per tahun sehingga arus kas masuk yang diperoleh sebesar USD 1.015.542,50. Adapun untuk arus kas keluar yaitu penggunaan biaya untuk kebutuhan *Operational and Maintenance* (O&M) yaitu sebesar USD 20.000,00 per tahun.

Digunakan 4 metode untuk menentukan apakah investasi yang dilakukan layak atau tidak, yaitu NPV, PI, IRR, dan DPP. Pada proses penghitungan digunakan nilai tingkat diskon sebesar 10% di dasarkan pada Bank Indonesia pada tahun 2016. Tabel 4.4

menunjukkan hasil perhitungan NPV, PI, IRR, dan DPP untuk modul PV buatan Jerman, Jepang, dan Cina. Secara keseluruhan dari 4 metode yang digunakan menunjukkan bahwa proyek pembangunan PLTS layak untuk dilaksanakan. $NPV > 0$ artinya selama proyek berlangsung mengalami keuntungan. Keuntungan terbesar diperoleh dengan menggunakan modul PV buatan Cina yaitu sebesar USD 2.128.717,24. Nilai tersebut merupakan nilai keuntungan yang akan diperoleh setelah proyek ini selesai. Dari nilai PI menunjukkan nilai $PI > 1$ artinya bahwa investasi untuk mengembangkan PLTS di Pertamina Cilacap layak untuk dilaksanakan meskipun nilai PI yang dihasilkan tidak terlalu signifikan namun sudah menunjukkan bahwa peroyek ini memberikan keuntungan secara ekonomi. Nilai PI terbesar yaitu dengan menggunakan modul PV buatan Cina yaitu $PI = 1,33$. Selanjutnya dilihat dari nilai IRR juga menunjukkan bahwa $IRR > MARR$. Kondisi tersebut menunjukkan bahwa proyek ini layak untuk dijalankan. Nilai MARR merupakan nilai tingkat diskon yang disepakati saat ini, pada penelitian ini yaitu 10%. Nilai IRR terbesar yaitu pada modul PV buatan Cina yaitu 18,2%. Perhitungan DPP menunjukkan lamanya proyek akan balik modal yang dipengaruhi oleh faktor diskonto. Pada modul PV buatan Jerman memiliki DPP selama 12 tahun, modul PV Jepang 12 tahun, dan modul PV Cina 11 tahun. Penggunaan modul PV buatan Cina akan memberikan keuntungan pada proses pengembalian modal awal 1 tahun lebih cepat dibandingkan dengan menggunakan modul PV lainnya.

LAMPIRAN A
DATA LISTRIK PERUMAHAN DAN RUMAH SAKIT PERTAMINA CILACAP

KONSUMSI LISTRIK (KWH)	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
HEAD OFFICE	189,006	169,880	187,082	177,694	168,286	157,068	142,324	147,100	149,532	164,976	167,112	166,323
G. SIMPING CAMP	606,379	565,481	632,771	624,381	617,095	564,297	537,957	527,304	508,307	576,285	609,738	604,284
LOMANIS CAMP	387,430	360,060	401,670	397,390	390,260	353,090	322,540	329,190	318,571	388,099	394,080	393,400
APT CAMP	82,980	78,320	89,400	86,100	88,970	75,360	72,060	63,680	61,626	79,414	81,100	82,580
GRIYA PATRA	8,284	15,424	22,266	23,912	21,448	14,064	12,052	13,128	12,705	16,842	15,004	15,338
RSPCS	302,021	281,575	314,443	310,567	320,327	294,279	293,771	293,968	284,723	310,499	307,918	315,398
Total	1,576,100	1,470,740	1,647,632	1,620,044	1,606,386	1,458,158	1,380,704	1,374,370	1,335,464	1,536,115	1,574,952	1,577,323

LAMPIRAN B

DATA IRRADIASI MATAHARI WILAYAH CILACAP



Photovoltaic Geographical Information System

European Commission
Joint Research Centre
Ispra, Italy

Incident global irradiation for the chosen location

Location: 7°42'3" South, 109°1'30" East, Elevation: 10 m a.s.l.,

Optimal inclination angle is: 12 degrees

Annual irradiation deficit due to shadowing (horizontal): 0.1 %

Month	Hh	Hopt	H(90)	lopt
Jan	5390	5020	1080	-22
Feb	5250	5030	1040	-10
Mar	5550	5510	1800	6
Apr	5550	5760	2970	22
May	5060	5480	3680	34
Jun	5080	5600	4220	39
Jul	5320	5820	4190	37
Aug	6000	6360	3670	28
Sep	6250	6320	2420	13
Oct	5690	5520	1010	-5
Nov	5040	4750	1080	-18
Dec	5120	4750	1090	-25
Year	5440	5500	2360	12

Hh: Irradiation on horizontal plane (Wh/m²/day)

Hopt: Irradiation on optimally inclined plane (Wh/m²/day)

H(90): Irradiation on plane at angle: 90deg. (Wh/m²/day)

lopt: Optimal inclination (deg.)

PVGIS (c) European Communities, 2001-2012

Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged.

<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>

Disclaimer:

The European Commission maintains this website to enhance public access to information about its initiatives and European Union policies in general. However the Commission accepts no responsibility or liability whatsoever with regard to the information on this site.

This information is:

- of a general nature only and is not intended to address the specific circumstances of any particular individual or entity;
- not necessarily comprehensive, complete, accurate or up to date;
- not professional or legal advice (if you need specific advice, you should always consult a suitably qualified professional).

Some data or information on this site may have been created or structured in files or formats that are not error-free and we cannot guarantee that our service will not be interrupted or otherwise affected by such problems. The Commission accepts no responsibility with regard to such problems incurred as a result of using this site or any linked external sites.

LAMPIRAN C
ESTIMASI PRODUKSI ENERGI

Bulan	Irradiasi (W/m²)	Energi
Januari	5020	$\text{Energi} = \frac{2023500 \text{ Wp} \times 5020 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}}{1000 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}}$ $= 10157970 \text{ Wh}$
Februari	5030	$\text{Energi} = \frac{2023500 \text{ Wp} \times 5030 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}}{1000 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}}$ $= 10178205 \text{ Wh}$
Maret	5510	$\text{Energi} = \frac{2023500 \text{ Wp} \times 5510 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}}{1000 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}}$ $= 11149485 \text{ Wh}$
April	5760	$\text{Energi} = \frac{2023500 \text{ Wp} \times 5760 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}}{1000 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}}$ $= 11655360 \text{ Wh}$
Mei	5480	$\text{Energi} = \frac{2023500 \text{ Wp} \times 5480 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}}{1000 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}}$ $= 11088780 \text{ Wh}$
Juni	5600	$\text{Energi} = \frac{2023500 \text{ Wp} \times 5600 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}}{1000 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}}$ $= 11331600 \text{ Wh}$

Juli	5820	$\text{Energi} = \frac{2023500 \text{ Wp} \times 5820 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}}{1000 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}}$ $= 11776770 \text{ Wh}$
Agustus	6360	$\text{Energi} = \frac{2023500 \text{ Wp} \times 6360 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}}{1000 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}}$ $= 12869460 \text{ Wh}$
September	6320	$\text{Energi} = \frac{2023500 \text{ Wp} \times 6320 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}}{1000 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}}$ $= 12788520 \text{ Wh}$
Oktober	5520	$\text{Energi} = \frac{2023500 \text{ Wp} \times 5520 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}}{1000 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}}$ $= 11169720 \text{ Wh}$
Nopember	4750	$\text{Energi} = \frac{2023500 \text{ Wp} \times 4750 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}}{1000 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}}$ $= 9611625 \text{ Wh}$
Desember	4750	$\text{Energi} = \frac{2023500 \text{ Wp} \times 4750 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}}{1000 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}}$ $= 9611625 \text{ Wh}$

LAMPIRAN D PERHITUNGAN KEEKONOMIAN

Modul PV Jerman

No	Item	Harga Satuan (USD)	Jumlah	Satuan	Total (USD)
1	PV Module	250,00	8.094	buah	2,023,500.00
2	Lahan	152,00	20.000	m ²	3,040,000.00
3	Mounting	306.000,00	2,02	MWp	618,120.00
4	Inverter	5.468,00	57	buah	311,676.00
5	Preliminary Operation	11.000,00	2,02	MWp	22,220.00
6	Civil General work	120.000,00	2,02	MWp	242,400.00
7	Developer Fee	100.000,00	2,02	MWp	202,000.00
Total Investasi Awal					6,459,916.00

Investasi Awal (II) : USD 6,459,916.00
 Lama Proyek (n) : 20 tahun
 Tingkat Diskon (i) : 10 %
(Bank Indonesia, Juni 2016)
 Jumlah Energi/tahun : 4062,17 MWh = 4.062,170 kWh

Pemasukan

Harga jual listrik : USD 0,25 /kWh
(Permen ESDM no 17 tahun 2013)
 Total pemasukan : USD 1.015.542,50

Pengeluaran

O&M : USD 20.000,00 /tahun
(NREL, Februari 2016)
 Present Value O&M :

$$O\&M_p = O\&M \left[\frac{(1+i)^n}{i(1+i)^n} \right]$$

$$O\&M_p = \text{USD } 20.000,00 \left[\frac{(1+10\%)^{20}}{10\%(1+10\%)^{20}} \right]$$

$$O\&M_p = \text{USD } 170.271,27$$

Life Cycle Cost (LCC)

$$\text{LCC} = \text{II} + O\&M_p$$

$$\text{LCC} = 6,459,916.00 + 170.271,27$$

$$\text{LCC} = \text{USD } 6,630,187.27$$

Cost of Energy (COE)

$$\text{COE} = \frac{\text{LCC} \times \text{CRF}}{\text{A kWh}}$$

$$\text{COE} = \frac{6,630,187.27 \times \text{CRF}}{4.062,170}$$

$$\text{CRF} = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$$

$$\text{CRF} = \frac{10\%(1+10\%)^{20}}{(1+10\%)^{20} - 1}$$

$$\text{CRF} = 0.12$$

$$\text{COE} = \frac{6,630,187.27 \times 0.12}{4.062,170}$$

$$\text{COE} = \text{USD } 0,191/\text{kWh}$$

Kelayakan Investasi

Tahun	Cash In	Cash Out	NCF	DF	PVNCF	Kumulatif PVNCF
1	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.909	905,038.64	905,038.64
2	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.826	822,762.40	1,727,801.03
3	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.751	747,965.82	2,475,766.85
4	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.683	679,968.92	3,155,735.77
5	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.621	618,153.57	3,773,889.34
6	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.564	561,957.79	4,335,847.12
7	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.513	510,870.72	4,846,717.84
8	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.467	464,427.92	5,311,145.76
9	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.424	422,207.20	5,733,352.97
10	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.386	383,824.73	6,117,177.70
11	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.350	348,931.57	6,466,109.27
12	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.319	317,210.52	6,783,319.79
13	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.290	288,373.20	7,071,692.99
14	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.263	262,157.46	7,333,850.45
15	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.239	238,324.96	7,572,175.41
16	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.218	216,659.05	7,788,834.46
17	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.198	196,962.78	7,985,797.24
18	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.180	179,057.07	8,164,854.31
19	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.164	162,779.15	8,327,633.46
20	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.149	147,981.05	8,475,614.51

Net present Value (NPV)

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{NFC_t}{(1+i)^t} - II$$

$$NPV = 8,475,614.51 - 6,630,187.27$$

$$NPV = \text{USD } 1,845,427.24$$

Profitability Index (PI)

$$PI = \frac{\sum_{t=1}^n NFC_t(1+i)^{-t}}{II}$$

$$PI = \frac{8,475,614.51}{6,630,187.27}$$

$$PI = 1.31$$

Discounted Payback Period (DPP)

Nilai DPP diperoleh pada saat nilai kumulatif PVNCF > LCC yaitu terjadi pada tahun ke-12

Internal Rate of Return (IRR)

$$0 = \sum_{t=0}^T \frac{X_t}{(1+IRR)^t}$$

Untuk mencari IRR pada saat NPV = 0 digunakan metode interpolasi diantara tingkat diskon yang menghasilkan NPV positif dan tingkat diskon yang menghasilkan NPV negatif.

$$IRR = i_1 + \left(\frac{NPV_1}{NPV_1 - NPV_2} \right) \times (i_2 - i_1)$$

Tahun	Cash In	Cash Out	NCF	i = 10%		i = 30%	
				DF	PVNCF	DF	PVNCF
1	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.909	905,038.64	1.053	765,801.92
2	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.826	822,762.40	1.108	589,078.40
3	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.751	747,965.82	1.166	453,137.23
4	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.683	679,968.92	1.228	348,567.10
5	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.621	618,153.57	1.292	268,128.54
6	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.564	561,957.79	1.360	206,252.72
7	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.513	510,870.72	1.432	158,655.94
8	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.467	464,427.92	1.507	122,043.03
9	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.424	422,207.20	1.587	93,879.25
10	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.386	383,824.73	1.670	72,214.81
11	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.350	348,931.57	1.758	55,549.85
12	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.319	317,210.52	1.851	42,730.66
13	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.290	288,373.20	1.948	32,869.74
14	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.263	262,157.46	2.051	25,284.41
15	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.239	238,324.96	2.158	19,449.55
16	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.218	216,659.05	2.272	14,961.19
17	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.198	196,962.78	2.392	11,508.61
18	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.180	179,057.07	2.518	8,852.78
19	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.164	162,779.15	2.650	6,809.83
20	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.149	147,981.05	2.790	5,238.33
				Total	8,475,614.51	Total	3,301,013.90

NPV₁ = USD 1,845,427.24

NPV₂ = USD -3,329,173.37

$$\text{IRR} = 10\% + \left(\frac{1,845,427.24}{1,845,427.24 - (-3,329,173.37)} \right) \times (10\% - 30\%)$$

IRR = 17,1 %

Modul PV Jepang

No	Item	Harga Satuan (USD)	Jumlah	Satuan	Total (USD)
1	PV Module	258,15	8.094	buah	2,089,466.00
2	Lahan	152,00	20.000	m ²	3,040,000.00
3	Mounting	306.000,00	2,02	MWp	618,120.00
4	Inverter	5.468,00	57	buah	311,676.00
5	Preliminary Operation	11.000,00	2,02	MWp	22,220.00
6	Civil General work	120.000,00	2,02	MWp	242,400.00
7	Developer Fee	100.000,00	2,02	MWp	202,000.00
Total Investasi Awal					6,525,882.10

Investasi Awal (II) : USD 6,525,882.10

Lama Proyek : 20 tahun

Tingkat Diskon : 10 %

(Bank Indonesia, Juni 2016)

Jumlah Energi/tahun : 4062,17 MWh = 4.062.170 kWh

Pemasukan

Harga jual listrik : USD 0.25 /kWh

(Permen ESDM no 17 tahun 2013)

Total pemasukan : USD 1.015.542,50

Pengeluaran

O&M : USD 20,000.00 /tahun

(NREL, Februari 2016)

Present Value O&M :

$$O\&M_p = O\&M \left[\frac{(1+i)^n}{i(1+i)^n} \right]$$

$$O\&M_p = USD\ 20.000,00 \left[\frac{(1 + 10\%)^{20}}{10\%(1 + 10\%)^{20}} \right]$$

$$O\&M_p = USD\ 170.271,27$$

Life Cycle Cost (LCC)

$$LCC = II + O\&M_p$$

$$LCC = 6,525,882.10 + 170,271.27$$

$$LCC = USD\ 6,696,153.37$$

Cost of Energy (COE)

$$COE = \frac{LCC \times CRF}{A\ kWh}$$

$$COE = \frac{6,696,153.37 \times CRF}{4.062.170}$$

$$CRF = \frac{i(1 + i)^n}{(1 + i)^n - 1}$$

$$CRF = \frac{10\%(1 + 10\%)^{20}}{(1 + 10\%)^{20} - 1}$$

$$CRF = 0.12$$

$$COE = \frac{6,715,846.87 \times 0.12}{4.062.170}$$

$$COE = USD\ 0.193/kWh$$

Kelayakan Investasi

Tahun	Cash In	Cash Out	NCF	DF	PVNCF	Kumulatif PVNCF
1	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.909	905,038.64	905,038.64
2	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.826	822,762.40	1,727,801.03
3	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.751	747,965.82	2,475,766.85
4	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.683	679,968.92	3,155,735.77
5	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.621	618,153.57	3,773,889.34
6	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.564	561,957.79	4,335,847.12
7	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.513	510,870.72	4,846,717.84
8	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.467	464,427.92	5,311,145.76
9	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.424	422,207.20	5,733,352.97
10	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.386	383,824.73	6,117,177.70
11	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.350	348,931.57	6,466,109.27
12	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.319	317,210.52	6,783,319.79
13	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.290	288,373.20	7,071,692.99
14	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.263	262,157.46	7,333,850.45
15	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.239	238,324.96	7,572,175.41
16	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.218	216,659.05	7,788,834.46
17	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.198	196,962.78	7,985,797.24
18	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.180	179,057.07	8,164,854.31
19	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.164	162,779.15	8,327,633.46
20	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.149	147,981.05	8,475,614.51

Net present Value (NPV)

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{NFC_t}{(1+i)^t} - II$$

$$NPV = 8,475,614.51 - 6,696,153.37$$

$$NPV = \text{USD } 1,779,461.14$$

Profitability Index (PI)

$$PI = \frac{\sum_{t=1}^n \text{NFC}_t (1+i)^{-t}}{II}$$

$$PI = \frac{8,475,614.51}{6,696,153.37}$$

$$PI = 1.26$$

Discounted Payback Period (DPP)

Nilai DPP diperoleh pada saat nilai komulatif PVNCF > LCC yaitu terjadi pada tahun ke-12

Internal Rate of Return (IRR)

$$0 = \sum_{t=0}^T \frac{X_t}{(1+IRR)^t}$$

Untuk mencari IRR pada saat NPV = 0 digunakan metode interpolasi diantara tingkat diskon yang menghasilkan NPV positif dan tingkat diskon yang menghasilkan NPV negatif.

$$IRR = i_1 + \left(\frac{NPV_1}{NPV_1 - NPV_2} \right) \times (i_2 - i_1)$$

Tahun	Cash In	Cash Out	NCF	i = 10%		i = 30%	
				DF	PVNCF	DF	PVNCF
1	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.909	905,038.64	1.053	765,801.92
2	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.826	822,762.40	1.108	589,078.40
3	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.751	747,965.82	1.166	453,137.23
4	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.683	679,968.92	1.228	348,567.10
5	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.621	618,153.57	1.292	268,128.54
6	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.564	561,957.79	1.360	206,252.72
7	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.513	510,870.72	1.432	158,655.94
8	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.467	464,427.92	1.507	122,043.03
9	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.424	422,207.20	1.587	93,879.25
10	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.386	383,824.73	1.670	72,214.81
11	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.350	348,931.57	1.758	55,549.85
12	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.319	317,210.52	1.851	42,730.66
13	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.290	288,373.20	1.948	32,869.74
14	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.263	262,157.46	2.051	25,284.41
15	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.239	238,324.96	2.158	19,449.55
16	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.218	216,659.05	2.272	14,961.19
17	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.198	196,962.78	2.392	11,508.61
18	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.180	179,057.07	2.518	8,852.78
19	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.164	162,779.15	2.650	6,809.83
20	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.149	147,981.05	2.790	5,238.33
				Total	8,475,614.51	Total	3,301,013.90

$$\text{NPV}_1 = \text{USD } 1,779,461.14$$

$$\text{NPV}_2 = \text{USD } -3,395,139.47$$

$$\text{IRR} = 10\% + \left(\frac{1,779,461.14}{1,779,461.14 - (-3,395,139.47)} \right) \times (10\% - 30\%)$$

$$\text{IRR} = 16,9\%$$

Modul PV Cina

No	Item	Harga Satuan (USD)	Jumlah	Satuan	Total (USD)
1	PV Module	258,15	8.094	buah	1,740,210.00
2	Lahan	152,00	20.000	m ²	3,040,000.00
3	Mounting	306.000,00	2,02	MWp	618,120.00
4	Inverter	5.468,00	57	buah	311,676.00
5	Preliminary Operation	11.000,00	2,02	MWp	22,220.00
6	Civil General work	120.000,00	2,02	MWp	242,400.00
7	Developer Fee	100.000,00	2,02	MWp	202,000.00
Total Investasi Awal					6,176,626.00

Investasi Awal (II) : USD 6,176,626.00

Lama Proyek : 20 tahun

Tingkat Diskon : 10 %

(Bank Indonesia, Juni 2016)

Jumlah Energi/tahun : 4062,17 MWh = 4.062.170 kWh

Pemasukan

Harga jual listrik : USD 0.25 /kWh

(Permen ESDM no 17 tahun 2013)

Total pemasukan : USD 1,015,542.50

Pengeluaran

O&M : USD 20,000.00 /tahun

(NREL, Februari 2016)

Present Value O&M :

$$O\&M_p = O\&M \left[\frac{(1+i)^n}{i(1+i)^n} \right]$$

$$O\&M_p = USD\ 20.000,00 \left[\frac{(1 + 10\%)^{20}}{10\%(1 + 10\%)^{20}} \right]$$

$$O\&M_p = USD\ 170.271,27$$

Life Cycle Cost (LCC)

$$LCC = II + O\&M_p$$

$$LCC = 6,176,626.00 + 170,271.27$$

$$LCC = USD\ 6,346,897.27$$

Cost of Energy (COE)

$$COE = \frac{LCC \times CRF}{A\ kWh}$$

$$COE = \frac{6,346,897.27 \times CRF}{4.062.170}$$

$$CRF = \frac{i(1 + i)^n}{(1 + i)^n - 1}$$

$$CRF = \frac{10\%(1 + 10\%)^{20}}{(1 + 10\%)^{20} - 1}$$

$$CRF = 0.12$$

$$COE = \frac{6,346,897.27 \times 0.12}{4.062.170}$$

$$COE = USD\ 0.183/kWh$$

Kelayakan Investasi

Tahun	Cash In	Cash Out	NCF	DF	PVNCF	Kumulatif PVNCF
1	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.909	905,038.64	905,038.64
2	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.826	822,762.40	1,727,801.03
3	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.751	747,965.82	2,475,766.85
4	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.683	679,968.92	3,155,735.77
5	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.621	618,153.57	3,773,889.34
6	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.564	561,957.79	4,335,847.12
7	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.513	510,870.72	4,846,717.84
8	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.467	464,427.92	5,311,145.76
9	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.424	422,207.20	5,733,352.97
10	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.386	383,824.73	6,117,177.70
11	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.350	348,931.57	6,466,109.27
12	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.319	317,210.52	6,783,319.79
13	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.290	288,373.20	7,071,692.99
14	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.263	262,157.46	7,333,850.45
15	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.239	238,324.96	7,572,175.41
16	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.218	216,659.05	7,788,834.46
17	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.198	196,962.78	7,985,797.24
18	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.180	179,057.07	8,164,854.31
19	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.164	162,779.15	8,327,633.46
20	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.149	147,981.05	8,475,614.51

Net present Value (NPV)

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{NFC_t}{(1+i)^t} - II$$

$$NPV = 8,475,614.51 - 6,346,897.27$$

$$NPV = \text{USD } 2,128,717.24$$

Profitability Index (PI)

$$PI = \frac{\sum_{t=1}^n \text{NFC}_t (1+i)^{-t}}{II}$$

$$PI = \frac{8,475,614.51}{6,346,897.27}$$

$$PI = 1.32$$

Discounted Payback Period (DPP)

Nilai DPP diperoleh pada saat nilai komulatif PVNCF > LCC yaitu terjadi pada tahun ke-11

Internal Rate of Return (IRR)

$$0 = \sum_{t=0}^T \frac{X_t}{(1+IRR)^t}$$

Untuk mencari IRR pada saat NPV = 0 digunakan metode interpolasi diantara tingkat diskon yang menghasilkan NPV positif dan tingkat diskon yang menghasilkan NPV negatif.

$$IRR = i_1 + \left(\frac{NPV_1}{NPV_1 - NPV_2} \right) \times (i_2 - i_1)$$

Tahun	Cash In	Cash Out	NCF	i = 10%		i = 30%	
				DF	PVNCF	DF	PVNCF
1	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.909	905,038.64	1.053	765,801.92
2	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.826	822,762.40	1.108	589,078.40
3	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.751	747,965.82	1.166	453,137.23
4	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.683	679,968.92	1.228	348,567.10
5	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.621	618,153.57	1.292	268,128.54
6	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.564	561,957.79	1.360	206,252.72
7	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.513	510,870.72	1.432	158,655.94
8	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.467	464,427.92	1.507	122,043.03
9	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.424	422,207.20	1.587	93,879.25
10	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.386	383,824.73	1.670	72,214.81
11	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.350	348,931.57	1.758	55,549.85
12	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.319	317,210.52	1.851	42,730.66
13	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.290	288,373.20	1.948	32,869.74
14	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.263	262,157.46	2.051	25,284.41
15	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.239	238,324.96	2.158	19,449.55
16	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.218	216,659.05	2.272	14,961.19
17	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.198	196,962.78	2.392	11,508.61
18	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.180	179,057.07	2.518	8,852.78
19	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.164	162,779.15	2.650	6,809.83
20	1,015,542.50	20,000.00	995,542.50	0.149	147,981.05	2.790	5,238.33
				Total	8,475,614.51	Total	3,301,013.90

$$\text{NPV}_1 = \text{USD } 2,128,717.24$$

$$\text{NPV}_2 = \text{USD } -3,045,883.37$$

$$\text{IRR} = 10\% + \left(\frac{2,128,717.24}{2,128,717.24 - (-3,045,883.37)} \right) \times (10\% - 30\%)$$

$$\text{IRR} = 18,2 \%$$

LAMPIRAN E TARIF DASAR LISTRIK

Tarif Dasar Listrik Juli 2016



PT PLN (PERSERO)

Jalan Trunojoyo Blok M 1/135 Kebayoran Baru - Jakarta 12160

Telp. : (021) 7261875, 7261122, 7262234

(021) 7251234, 7250550

Kotak Pos : 4322/KBB

Faxmile : (021) 7221330

Alamat Kawat : PLNPS

PENETAPAN PENYESUAIAN TARIF TENAGA LISTRIK (TARIFF ADJUSTMENT)

BULAN JULI 2016

NO.	GOL. TARIF	BATAS DAYA	REGULER		PRA BAYAR (Rp/kWh)
			BIAYA BEBAN (Rp/kVA/bulan)	BIAYA PEMAKAIAN (Rp/kWh) DAN BIAYA kVAh (Rp/kVAh)	
1.	R-1/TR	1.300 VA	*	1.412,66	1.412,66
2.	R-1/TR	2.200 VA	*	1.412,66	1.412,66
3.	R-2/TR	3.500 VA s.d. 5.500 VA	*	1.412,66	1.412,66
4.	R-3/TR	6.800 VA ke atas	*	1.412,66	1.412,66
5.	B-2/TR	6.800 VA s.d. 200 kVA	*	1.412,66	1.412,66
6.	B-3/TM	di atas 200 kVA	**	Blok WBP = $K \times 1.009,65$ Blok LWBP = $1.009,65$ kVAh = $1.086,62$ ****	-
7.	I-3/TM	di atas 200 kVA	**	Blok WBP = $K \times 1.009,65$ Blok LWBP = $1.009,65$ kVAh = $1.086,62$ ****	-
8.	I-4/TT	30.000 kVA ke atas	***	Blok WBP dan Blok LWBP = $972,76$ kVAh = $972,76$ ****	-
9.	P-1/TR	6.800 VA s.d. 200 kVA	*	1.412,66	1.412,66
10.	P-2/TM	di atas 200 kVA	**	Blok WBP = $K \times 1.009,65$ Blok LWBP = $1.009,65$ kVAh = $1.086,62$ ****	-
11.	P-3/TR		*	1.412,66	1.412,66
12.	L/TR, TM, TF		-	1.996,66	-

Catatan :

- * Diterapkan Rekening Minimum (RM):
RM1 = 40 (Jam Nyala) x Daya tersambung (kVA) x Biaya Pemakaian
 - ** Diterapkan Rekening Minimum (RM):
RM2 = 40 (Jam Nyala) x Daya tersambung (kVA) x Biaya Pemakaian LWBP.
Jam nyala : kWh per bulan dibagi dengan kVA tersambung.
 - *** Diterapkan Rekening Minimum (RM):
RM3 = 40 (Jam Nyala) x Daya tersambung (kVA) x Biaya Pemakaian WBP dan LWBP.
Jam nyala : kWh per bulan dibagi dengan kVA tersambung.
 - **** Biaya kelebihan pemakaian daya reaktif (kVAh) dikenakan dalam hal faktor daya rata-rata setiap bulan kurang dari 0,85 (delapan puluh lima per seratus).
- K. Faktor pertbandingan antara harga WBP dan LWBP sesuai dengan karakteristik beban sistem tenaga listrik setempat ($1,4 \leq K \leq 2$), ditetapkan oleh Direksi Perusahaan Perseroan (Persero) PT Perusahaan Listrik Negara.

WBP : Waktu Beban Puncak.
LWBP : Luar Waktu Beban Puncak.

BAB V

PENUTUP

5.1 Kesimpulan

Kesimpulan yang bisa didapatkan pada hasil dari penelitian ini adalah :

1. Rancangan sistem PLTS yang dikembangkan di PT Pertamina (Persero) Unit Pengolahan IV Cilacap sebagai catu daya tambahan pada perumahan dan rumah sakit Pertamina Cilacap kapasitas total 2,02 MWp menggunakan sistem *grid-connected* dengan didukung modul PV 250 Wp sebanyak 8094 buah dan inverter kapasitas 30 kW sebanyak 57 buah.
2. Estimasi energi yang dihasilkan oleh PLTS yaitu 4062,17 MWh per tahun.
3. Berdasarkan analisis keekonomian diperoleh biaya energi PLTS paling rendah menggunakan modul PV buatan Cina yaitu USD 0,183/kWh. Perhitungan kelayakan investasi yang dilakukan menunjukkan nilai NPV sebesar USD 2.128.717,24. Nilai PI = 1,33, nilai IRR 18,2%, dan nilai DPP 11 tahun. Kondisi-kondisi tersebut menunjukkan bahwa pembagunan PLTS di PT Pertamina Unit Pengolahan IV Cilacap layak untuk dilakukan.

5.2 Saran

Untuk mengembangkan penelitian ini maka saran yang bisa dilakukan adalah sebagai berikut :

1. Perlu dilakukan studi lebih lanjut mengenai besarnya besarnya pemakaian listrik di PT Pertamina (Persero) Unit Pengolahan IV Cilacap.
2. Desain instalasi secara teknis perlu dilakukan untuk memudahkan dalam melakukan instalasi di lapangan.
3. Perlu dilakukan studi lebih lanjut mengenai sinkronisasi antara listrik yang dihasilkan PLTS terhadap jaringan listrik unit utilitas Pertamina Cilacap.

Halaman ini sengaja dikosongkan

DAFTAR PUSTAKA

- Ariani, W. D. 2014. Analisis Kapasitas dan Biaya Pembangkitan Listrik Tenaga Surya (PLTS) Komunal Desa Kaliwungu Kabupaten Banjarnegara. *TRANSIENT*.
- Narayana, I.B.K. 2010. *Incentive Instruments for PV Development*. International Workshop On PV Feed In Tariff. Jakarta 1 Desember.
- Bidisha Roy, A. K. 2014. *Techno-Economic Feasibility Analysis of a Grid Connected Solar Photovoltaic Power System for a Residential Load*. IEEE .
- BPPT. 2015. *Outlook Energi Indonesia tahun 2015*.
- Hussein A. Kazem, T. K. 2013. *Techno-Economical Assesment of Grid Connected Photovoltaic Power Systems Productivity in Sohar, Oman*.
- Johny Custer, J. L. 2012. Analisa Pemanfaatan Energi Surya Sebagai Sumber Energi Pada Perumahan Kategori R1 900 VA di Pulau Bengkalis. *Prosiding SNIT* .
- Koutroulis, A. K. 2009. *Methodology for The Design Optimisation and The Economic Analysis of Grid-Connected Photovoltaic Systems*. IET Journal .
- Kumi, E. N. 2012. *Technical And Economic Analysis of a 1 MW Grid-Connected Solar Photovoltaic Power System At Knust-Kumasi*.
- Mintorogo, D. 2000. Strategi Aplikasi Sel Surya (*Photovoltaic Cells*) pada Perumahan dan Bangunan Komersial. Jurusan Arsitektur Fakultas Teknik Sipil Universitas Kristen Petra Surabaya .
- Robert Foster, M. G. 2010. *Solar Energi : Renewable Energi and The Environment*. Boca Raton USA: CRC Press.
- Roger A. Messenger, J. V. 2010. *Photovoltaic System Engineering 3rd Edition*. Boca Raton USA: CRC Press.
- Santiari, I. D. 2011. Studi Pemanfaatan Pembangkit Listrik Tenaga Surya Sebagai Catu Daya Tambahan pada Industri Perhotelan Di Nusa Lembongan Bali. Tesis Jurusan Teknik Elektro Univertsitas Udayana .

- Wiryadinata, R. 2012. Studi Pemanfaatan Energi Matahari di Pulau Panjang Sebagai Pembangkit Listrik Alternatif. SETRUM .
- Zamroni, M. 2012. Kajian Sistem Penyediaan Energi Listrik *Hybrid Sel PV - Diesel* di Pulau Sebira Kepulauan Seribu. Jurnal Sarjana Teknologi Bandung bidang Teknik Elektro dan Informatika Vol. 1, No 1
- IFC. (2015). *Utility-Scale Solar Photovoltaic Power Plant : A Project Developer's Guide*. Washington DC.
- Manimekalai, P. 2013 *An Overview of Batteries for Photovoltaic (PV) System*. International Journal of Computer Applications
- Sheikh, Rafiqul Islam. 2010. *Energi Storage*. Rijeka. Sciyo

BIOGRAFI



Yusuf Adi Nugroho lahir di Klaten pada 11 Oktober 1993. Penulis menjalani pendidikannya dari TK Pertiwi 1 Bawak, SDN 1 Bawak, SMPN 1 Cawas, dan SMA N 1 Klaten.

Setelah lulus SMA pada tahun 2011 penulis melanjutkan studinya ke jenjang diploma di Institut Teknologi Bandung jurusan D3 Metrologi dan Instrumentasi. Selama menempuh pendidikan D3 penulis aktif di paguyuban mahasiswa Klaten ITB, dan UKM *Amateur Radio Club* ITB. Setelah lulus D3 pada tahun 2014 penulis menempuh pendidikan lintas jalur di program studi S1 Teknik Fisika Institut Teknologi Sepuluh Nopember, Surabaya.

E-mail : yusufadn@yahoo.co.id