ANALISIS PERBANDINGAN *COST OF ENERGY (*CoE) ANTARA SIMULASI MENGGUNAKAN PERANGKAT LUNAK HOMER DENGAN PERHITUNGAN PADA PEMBANGKIT LISTRIK TENAGA *HYBRID* DI FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI UII

SKRIPSI

untuk memenuhi salah satu persyaratan
mencapai derajat Sarjana S1

Disusun oleh:

Yunira Alifah Dzakiyah

16524087

Jurusan Teknik Elektro

Fakultas Teknologi Industri

Universitas Islam Indonesia

Yogyakarta

2020

LEMBAR PENGESAHAN

ANALISIS PERBANDINGAN *COST OF ENERGY (*CoE) ANTARA SIMULASI MENGGUNAKAN PERANGKAT LUNAK HOMER DENGAN PERHITUNGAN PADA PEMBANGKIT LISTRIK TENAGA *HYBRID* DI FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI UII

TUGAS AKHIR

Diajukan sebagai Salah Satu Syarat untuk Memperoleh
Gelar Sarjana Teknik
pada Program Studi Teknik Elektro
Fakultas Teknologi Industri
Universitas Islam Indonesia

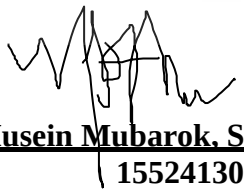
Disusun oleh:

Yunira Alifah Dzakiyah
16524087

Yogyakarta, 29 Juli 2020

Menyetujui,

Pembimbing 1



Husein Mubarok, S.T., M.Eng.
155241305

LEMBAR PENGESAHAN

SKRIPSI

ANALISIS PERBANDINGAN *COST OF ENERGY (*CoE) ANTARA SIMULASI MENGGUNAKAN PERANGKAT LUNAK HOMER DENGAN PERHITUNGAN PADA PEMBANGKIT LISTRIK TENAGA *HYBRID* DI FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI UII

Dipersiapkan dan disusun oleh:

Yunira Alifah Dzakiyah

16524087

Telah dipertahankan di depan dewan penguji

Pada tanggal: 09 Juli 2020

Susunan dewan penguji

Ketua Penguji : Husein Mubarok, S.T., M.Eng. _____

Anggota Penguji 1: Setyawan Wahyu Pratomo, S.T., M.T. _____

Anggota Penguji 2: Alvin Sahroni, S.T., M.Eng., Ph.D. _____

Skripsi ini telah diterima sebagai salah satu persyaratan untuk memperoleh gelar Sarjana

Tanggal: 30 Juli 2020

Ketua Program Studi Teknik Elektro

Yusuf Aziz Amrullah, S.T., M.Eng., Ph.D

045240101

PERNYATAAN

Dengan ini Saya menyatakan bahwa:

1. Skripsi ini tidak mengandung karya yang diajukan untuk memperoleh gelar kesarjanaan di suatu Perguruan Tinggi, dan sepanjang pengetahuan Saya juga tidak mengandung karya atau pendapat yang pernah ditulis atau diterbitkan oleh orang lain, kecuali yang secara tertulis diacu dalam naskah ini dan disebutkan dalam daftar pustaka.
2. Informasi dan materi Skripsi yang terkait hak milik, hak intelektual, dan paten merupakan milik bersama antara tiga pihak yaitu penulis, dosen pembimbing, dan Universitas Islam Indonesia. Dalam hal penggunaan informasi dan materi Skripsi terkait paten maka akan diskusikan lebih lanjut untuk mendapatkan persetujuan dari ketiga pihak tersebut diatas.

Yogyakarta, 15 April 2020

Yunira Alifah Dzakiyah

KATA PENGANTAR

Assalamu'alaykum Warahmatullaahi Wabarakaatuh,

Alhamdulillahirabbil'alamin, segala puji dan syukur kita panjatkan kepada Allah SWT. yang telah melimpahkan rahmat dan hidayah-Nya, tidak lupa sholawat serta salam kita panjatkan kepada Nabi Muhammad SAW. yang telah membimbing kita menjadi pribadi yang lebih baik. Berkat limpahan rahmat-Nya, penulis dapat menyelesaikan laporan tugas akhir yang berjudul "Analisis Perbandingan *Cost Of Energy (*CoE) Antara Simulasi Menggunakan Perangkat Lunak Homer dengan Perhitungan pada Pembangkit Listrik Tenaga *Hybrid* di Fakultas Teknologi Industri UII" sebagai salah satu persyaratan untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik Elektro Universitas Islam Indonesia. Penulis juga menyadari bahwa selama proses penelitian hingga laporan tugas akhir ini mendapat banyak dukungan dan bantuan dari berbagai pihak. Oleh karena itu doa dan ucapan terimakasih penulis sampaikan kepada:

1. Bapak Yusuf Aziz Amrullah S.T., M.Eng., Ph.D., selaku Ketua Jurusan Teknik Elektro, Universitas Islam Indonesia.
2. Bapak Husein Mubarok, S.T, M.Eng. selaku dosen pembimbing I yang telah memberikan ilmu, arahan, serta masukan dalam membimbing penulis melakukan penelitian dan penulisan laporan tugas akhir.
3. Seluruh dosen serta karyawan Jurusan Teknik Elektro UII atas segala ilmu yang diajarkan kepada penulis sehingga penulis dapat menyelesaikan penelitian dan laporan tugas akhir.
4. Orang tua serta keluarga yang telah memberi semangat, doa, nasihat, dan dukungan moril maupun materil selama proses penelitian dan laporan tugas akhir.
5. Teman-teman mahasiswa Jurusan Teknik Elektro, Universitas Islam Indonesia Angkatan 2016.
6. Seluruh pihak terlibat yang telah memberikan masukan dan semangat dalam menyelesaikan Laporan Skripsi ini.

Semoga skripsi ini dapat bermanfaat bagi semua orang maupun bagi penulis sendiri, *aamiin ya rabbalalamiin.*

Wassalamu'alaykum Warahmatullaahi Wabarakaatuh.

Yogyakarta, 15 April 2019

Yunira Alifah Dzakiyah

ARTI LAMBANG DAN SINGKATAN

FC	*Fuel cell*
PEMFC	*Proton Exchange Membrane Fuel Cell*
PV	*Photovoltaic*
FTI	Fakultas Teknologi Industri
UII	Universitas Islam Indonesia
kW	Kilowatt
kWh	Kilowatt hour
Wp	Watt peak
kWp	Kilowatt peak
CoE	*Cost of energy*
NPC	*Net present cost*
CRF	*Capital recovery factor*
Yr	*Year*
Hrs	*Hours*

ABSTRAK

Energi terbarukan dikenal dengan *cost of energy* (CoE) yang lebih tinggi dari energi konvensional pada umunya. CoE yang merupakan biaya produksi listrik per kWh digunakan oleh publik untuk menilai apakah sistem pembangkit tersebut menguntungkan untuk diterapkan atau justru sebaliknya. Fakultas Teknologi Industri (FTI) Universitas Islam Indonesia (UII) telah memiliki 2 buah sistem pembangkit energi terbarukan, yaitu *photovoltaic* (PV) dan *fuel cell* (FC). Berbeda dengan PV, FC belum terintegrasi dengan sistem pembangkit di FTI UII sehingga belum diketahui seberapa efektif dan ekonomis FC. Penelitian ini akan melakukan perbandingan CoE antara metode simulasi HOMER dengan perhitungan manual pada sistem *hybrid* di FTI UII. Penggunaan kedua metode tersebut guna memberikan pandangan dan justifikasi CoE dari masing-masing metode, juga memberikan informasi lebih kepada publik yang terbiasa dengan simulasi *software* ideal. Tujuan dari penelitian ini adalah untuk mengetahui seberapa efektif dan ekonomis FC, mengetahui CoE dari masing-masing metode, dan mengetahui *range* CoE berdasarkan metode yang dilakukan. Hasil penelitian menunjukkan bahwa berdasarkan kedua metode, FC kurang efektif dan ekonomis dalam sistem *hybrid* PV-FC *on-grid*. Melalui metode simulasi HOMER didapatkan CoE pada sistem *hybrid* PV *on-grid* sebesar Rp 1.906,39 /kWh dan pada sistem *hybrid* PV-FC *on-grid* sebesar Rp 539 /kWh, sehingga didapatkan rata-rata CoE sebesar Rp 1.222,69 /kWh. Adapun melalui metode perhitungan manual didapatkan CoE pada sistem *hybrid* PV *on-grid* sebesar Rp 2.315 /kWh dan pada sistem *hybrid* PV-FC *on-grid* sebesar Rp 299,53 /kWh, sehingga didapatkan rata-rata sebesar Rp 1.307,26 /kWh. Berdasarkan kedua metode tersebut maka *range* CoE berkisar antara Rp 1.222,69 /kWh hingga Rp 1.307,26 /kWh. *Range* tersebut menunjukkan bahwa terdapat faktor-faktor yang menyebabkan CoE di lapangan dapat lebihbesar dari yang diperoleh pada simulasi HOMER, sehingga CoE yang didapat tidak selalu tepat seperti yang didapat dalam simulasi, melainkan dapat dinyatakan dalam *range* nilai.

Kata Kunci: *Cost of Energy* (CoE), HOMER, Perhitungan, Sistem *Hybrid*

DAFTAR ISI

LEMBAR PENGESAHAN i
LEMBAR PENGESAHAN ii
PERNYATAAN ii
KATA PENGANTAR iv
ARTI LAMBANG DAN SINGKATAN v
ABSTRAK vi
DAFTAR ISI vii
DAFTAR GAMBAR ix
DAFTAR TABEL x
BAB 1 PENDAHULUAN 1
1.1 Latar Belakang Masalah 1
1.2 Rumusan Masalah 2
1.3 Batasan Masalah 2
1.4 Tujuan Penelitian 2
1.5 Manfaat Penelitian 3
BAB 2 TINJAUAN PUSTAKA 4
2.1 Studi Literatur 4
2.2 Tinjauan Teori 5
2.2.1 *Fuel Cell* (FC) 5
2.2.2 *Photovoltaic* (PV) 6
2.2.3 HOMER (*Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources*) 6
BAB 3 METODOLOGI 11
3.1 Alur Penelitian 11
3.1.1 Pengumpulan Data 12

3.1.2 Pemodelan dan Simulasi Sistem Pembangkit *Hybrid On-Grid* PV-*Fuel Cell* dan Sistem *Hybrid* PV *On-Grid* FTI UII 14
3.1.3 Perhitungan CoE dengan Data Aktual 14
3.1.4 Perbandingan Hasil dan Analisis 14
3.2 Perancangan Simulasi Sistem Pembangkit Hybrid FTI UII dengan HOMER 14
3.2.1 Pemodelan dan Simulasi Sistem Pembangkit 14
3.2.2 Data Beban 15
3.2.3 Rating Komponen 16
BAB 4 HASIL DAN PEMBAHASAN 22
4.1 Analisis Kelistrikan dan Ekonomis Berdasarkan Optimisasi HOMER 22
4.1.1 Sektor Inverter I: Sistem *Hybrid* PV-*Fuel Cell On-Grid* 22
4.1.2 Sektor Inverter II: Sistem *Hybrid* PV *On-Grid* 25
4.2 Analisis Kelistrikan dan Ekonomis Berdasarkan Perhitungan 26
4.2.1 Sektor Inverter I: Sistem *Hybrid* PV-*Fuel Cell On-Grid* 26
4.2.2 Sektor Inverter II: Sistem *Hybrid* PV *On-Grid* 28
4.3 Perbandingan Rata-rata CoE antara Metode Perhitungan dan Simulasi HOMER 30
BAB 5 KESIMPULAN DAN SARAN 32
5.1 Kesimpulan 32
5.2 Saran 32
DAFTAR PUSTAKA 33
LAMPIRAN 34

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 Laman utama HOMER 7
Gambar 3.1 Diagram alir penelitian 11
Gambar 3.2 Sektor inverter I 15
Gambar 3.3 Sektor inverter II 15
Gambar 3.4 Tampilan pengaturan *grid* 16
Gambar 3.5 Tampilan desain modul surya 16
Gambar 3.6 Tampilan desain *fuel cell* 17
Gambar 3.7 Tampilan desain *hydrogen tank* 18
Gambar 3.8 Tampilan desain *electrolyzer* 18
Gambar 3.9 Tampilan desain baterai sektor inverter I 19
Gambar 3.10 Tampilan desain baterai sektor inverter II 20
Gambar 3.11 Tampilan desain inverter pada sektor inverter I 20
Gambar 3.12 Tampilan desain inverter pada sektor inverter II 21
Gambar 4.1 Grafik rata-rata produksi listrik per bulan sektor inverter I 23
Gambar 4.2 Spektrum keluaran *fuel cell* (kW) 23

DAFTAR TABEL

Tabel 3.1 Data potensi radiasi FTI UII dalam setahun 12
Tabel 4.1 Produksi dan konsumsi daya sektor I menggunakan HOMER 22
Tabel 4.2 *Electrical summary* ElectraGenTM H2-I 24
Tabel 4.3 Hasil optimisasi HOMER: *net present cost* sektor inverter I 24
Tabel 4.4 Produksi dan konsumsi daya sektor II menggunakan HOMER 25
Tabel 4.5 Hasil optimisasi HOMER: *net present cost* sektor inverter II 26
Tabel 4.6 Produksi energi sektor inverter I 27
Tabel 4.7 Hasil perhitungan: *net present cost* sektor inverter I 27
Tabel 4.8 Produksi daya sektor inverter II 29
Tabel 4.9 Hasil perhitungan: *net present cost* sektor inverter II 29
Tabel 4.10 Rata-rata CoE berdasarkan simulasi HOMER 30
Tabel 4.11 Rata-rata CoE berdasarkan perhitungan 30

BAB 1
PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang Masalah

Memasuki abad yang baru, pertumbuhan di bidang ekonomi semakin meningkat yang juga diiringi dengan meningkatnya konsumsi listrik. Lebih dari 88% listrik yang dibangkitkan oleh Indonesia berasal dari energi fosil, dimana sekitar 60% berasal dari batu bara, 22% dari gas alam, dan 6% berasal dari minyak bumi. Namun, ketergantungan yang amat besar pada batu bara dan energi fosil lainnya pada masa kini memberikan sejumlah konsekuensi yang harus dihadapi di masa depan [1]. Hal tersebut memicu terjadinya transisi pada sektor energi dari sistem berbasis fosil tinggi karbon menjadi sistem energi terbarukan rendah karbon.

Diantara sistem energi terbarukan rendah karbon adalah *photovoltaic* (PV) dan *fuel cell* (FC). Fakultas Teknologi Industri (FTI), Universitas Islam Indonesia (UII) telah menggunakan kedua sistem ini, dimana sistem PV *on-grid* telah digunakan sejak tahun 2017 untuk menyuplai sejumlah proyektor dan terdiri atas 2 buah inverter. Sedangkan *fuel cell* merupakan *project* dari program studi Teknik Elektro sejak tahun 2019 dan belum terintegrasi dengan sistem kelistrikan digedung FTI UII. Sehingga, belum diketahui bagaimana karakteristik *fuel cell* sebagai sistem pembangkit, dan bagaimana pengaruh *fuel cell* terhadap parameter *cost of energy* (CoE). Terlebih *fuel cell* menggunakan bahan bakar berbayar berupa gas hidrogen, berbeda dengan PV yang menggunakan sumber energi tak berbayar.

Dikarenakan belum terintegrasinya *fuel cell* dalam sistem kelistrikan di FTI UII, maka dibutuhkan studi kelayakan jika ingin diintegrasikan dengan sistem yang sudah ada. PV, *fuelcell*, dan *grid* dapat bekerja sama sebagai *hybrid power system*, yaitu sistem dengan dua atau lebih pembangkit yang bekerja dengan memanfaatkan kelebihan maupun kekurangan masing-masing sistem, guna terciptanya sistem yang handal. Sehingga pada penelitian ini ingin diketahui bagaimana *cost of energy* pada sistem *hybrid* tersebut dengan penambahan komponen pembangkit pada salah satu sistem berupa *fuel cell* yang bahan bakarnya berbayar.

Cost of energy (CoE) pada masing-masing sistem diperoleh melalui 2 buah metode, yaitu metode simulasi dengan perangkat lunak HOMER dan perhitungan manual. Penggunaan kedua buah metode tersebut guna memberikan pandangan dan justifikasi terhadap hasil optimasi HOMER dengan hasil perhitungan manual, karena terdapat perbedaan referensi data yang digunakan pada masing-masing metode. Dimana pada perhitungan manual terdapat data yang

diperoleh dari aktivitas pada tahun 2019, sedangkan data pada simulasi diperoleh dari algoritma HOMER itu sendiri. Sehingga hal ini memberikan pengaruh terhadap tinggi rendahnya CoE yang didapatkan. Penggunaan 2 buah metode ini juga dibutuhkan untuk memuaskan pertanyaan yang pada umumnya timbul di benak pengguna yang terbiasa dengan pemodelan *software* yang ideal, serta memberikan informasi terkait *range* rata-rata CoE dari *hybrid renewable energy system* (HRES) yang digunakan di FTI UII.

1.2 Rumusan Masalah

Bagaimana rata-rata *cost of energy* (CoE) antara simulasi perangkat lunak HOMER dan perhitungan pada sistem *hybrid* PV-*fuel cell on-grid* dan sistem *hybrid* PV *on-grid* di FTI UII?

1.3 Batasan Masalah

1. Data beban merupakan data sekunder yang diperoleh dari *Solax Portal* dengan mengacu pada penelitian sebelumnya [2] untuk bulan Januari-Maret 2019, dan penambahan pada bulan April-Desember 2019.
2. Data konsumsi hidrogen pada *fuel cell* merupakan data sekunder yang diperoleh melalui *datasheet* ElectraGen H2-I.
3. Jenis *fuel cell* yang digunakan adalah *Proton Exchange Membrane Fuel Cell* (PEMFC).
4. Kapasitas *hydrogen tank* disesuaikan dengan akumulasi tabung sejumlah 6 tabung berkapasitas masing-masing 6 m^3 dan pengisian sekali dalam setahun.

1.4 Tujuan Penelitian

Tujuan dilakukannya penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Mengetahui seberapa ekonomis pengaplikasian *fuel cell* di FTI UII.
2. Mengetahui nilai *cost of energy* (CoE) pada sistem *hybrid* PV-*fuel cell on-grid* dan sistem *hybrid* PV *on-grid* di FTI UII melalui perhitungan berdasarkan data aktual.
3. Mengetahui nilai *cost of energy* (CoE) pada sistem *hybrid* PV-*fuel cell on-grid* dan sistem *hybrid* PV *on-grid* di FTI UII melalui simulasi perangkat lunak HOMER.
4. Mengetahui *range* CoE pada sistem *hybrid* di FTI UII berdasar pada perbandingan rata-rata *cost of energy* (CoE) yang diperoleh melalui perhitungan data aktual dan simulasi perangkat lunak HOMER.

1.5 Manfaat Penelitian

Manfaat dilakukannya penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Dapat menjadi dasar terutama bagi FTI UII apabila akan mengembangkan sistem *hybrid* PV-*fuel cell on-grid*.
2. Dapat membantu dalam menambah menambah referensi baru di dunia pendidikan terkait penerapan sistem *hybrid* PV-*fuel cell on-grid* di gedung akademik yang memiliki beban lebih berat dari beban residensial ataupun perkantoran, karena terdiri atas banyak ruangan serta beberapa jenis beban khusus (motor induksi, kompresor, dll) yang berfungsi untuk menunjang praktikum mahasiswa.

BAB 2
TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Studi Literatur

Penelitian terkait sistem *hybrid* PV-*fuel cell* telah banyak dilakukan oleh para peneliti sebelumnya, seperti yang dilakukan oleh Chaouki Ghenai dkk pada tahun 2018. Mereka melakukan pemodelan, simulasi, dan optimasi pada sistem *off-grid* hibrid PV-*fuel cell* menggunakan perangkat lunak HOMER dan *Simulink* untuk memenuhi kebutuhan beban residensial di padang pasir. Hasil penelitian menunjukkan bahwa sistem *hybrid* PV-*fuel cell off-grid* mampu memenuhi kebutuhan energi sebesar 4.500 kWh/hari pada beban residensial dengan nilai *levelized cost of energy* sebesar US$ 145/MW [3].

Anand Singh dkk pada tahun 2017 juga melakukan penelitian pada sistem *hybrid* PV-*fuel cell* untuk memenuhi kebutuhan beban di gedung riset akademik Bhopal, India. Penelitian menggunakan program logika fuzzy untuk mengetahui nilai optimal dari modal dan biaya penggantian peralatan pada sistem, lalu nilai tersebut digunakan sebagai masukan dalam perangkat lunak HOMER. Hasil penelitian Anand Singh dkk menunjukkan bahwa sistem hybrid PV-*fuel cell* dengan kapasitas PV sebesar 5 kW dan *fuel cell* sebesar 3 kW menghasilkan nilai ekonomis terendah dengan NPC sebesar US$ 47437.57 dan CoE US$ 0,2033415 /kWh [4].

Penggunaan metode simulasi dengan perangkat lunak HOMER dan perhitungan manual sebelumnya juga pernah dilakukan, salah satunya oleh Andi Setiawan dalam penelitiannya yang berjudul "Studi Aplikasi Sistem Energi Surya Fotovoltaik Hibrid Tanpa Sinkronisasi di Ponpes Mahfilud Duror". Ia mengungkapkan bahwa dilakukannya kedua metode tersebut memberikan perbandingan dan verifikasi antara hasil perhitungan HOMER dengan hasil perhitungan manual. Hal ini dibutuhkan guna memuaskan pertanyaan-pertanyaan yang timbul di benak pengguna, karena telah terbiasa menggunakan perhitungan rumus-rumus praktis [5].

Aris Budiman dkk dalam penelitannya yang merancang *solar home system* (SHS) pun menggunakan metode simulasi dengan perangkat lunak HOMER dan perhitungan manual. Hasilnya didapati bahwa konfigurasi sistem pada masing-masing metode memiliki kekurangan dan kelebihan. Dimana hasil rancangan manual lebih ekonomis namun rentan mengalami *outage*, dan hasil optimisasi HOMER *memiliki* konfigurasi yang lebih handal namun memberikan konsekuensi biaya proyek yang lebih mahal [6].

Parameter yang digunakan adalah *Cost of energy* (CoE), yaitu biaya produksi energi per kWh yang telah menjadi fokus utama bagi publik dan utilitas, khususnya terkait dengan energi terbarukan seperti angin, hidrogen dan cahaya matahari. Energi terbarukan telah dikenal dengan biayanya yang lebih mahal dibanding energi fosil, sehingga CoE suatu sistem energi terbarukan menjadi salah satu parameter penting bagi publik dan utilitas dalam mempertimbangkan suatu sistem yang bersumber dari energi terbarukan [6].

Atas dasar penelitian-penelitian tersebut, maka pada penelitian ini akan dilakukan analisis perbandingan CoE antara simulasi dengan perangkat lunak HOMER dan perhitungan manual pada sistem *hybrid* di FTI UII yang terdiri atas 2 sektor inverter. Yaitu, sektor inverter I dengan sistem *hybrid* PV-*fuel cell on-grid* dan sektor inverter II dengan sistem *hybrid* PV *on-grid*. Hal ini guna mengetahui CoE dari masing-masing metode sebagai referensi bagi publik dari sisi simulasi *software* ideal dan perhitungan praktis.

2.2 Tinjauan Teori

2.2.1 *Fuel Cell* (FC)

Fuel cell merupakan alat yang bekerja dengan prinsip konversi energi elektrokimia yang mengubah bahan bakar hidrogen dan oxigen menjadi air, kemudian menghasilkan panas dan listrik**.** Hidrogen tersebut dapat diproduksi dari sumber energi fosil maupun terbarukan, tentunya terdapat perbedaan terkait polusi, teknik, serta kebutuhan energi [7]. *Fuel cell* dipastikan memiliki keunggulan dibanding pembangkit listrik jenis lainnya, hal ini dikarenakan oleh bahan bakarnya yang lebih variatif (energi fosil: gas metan, etanol, dan lain-lain serta energi terbarukan: angin, surya, dan lain-lain), ramah lingkungan (emisi rendah, tidak berisik, hasil buangan hanya berupa air), dapat ditempatkan dimana saja sesuai kebutuhan, memiliki ukuran yang fleksibel, dan dapat digunakan untuk beragam aplikasi (peralatan elektronika, kendaraan, antariksa, dan lain-lain). Adapun kekurangan yang dimiliki *fuel cell* adalah belum adanya harga standar dipasaran, serta belum banyak industri yang menggunakannya dan infrastruktur yang belum maksimal untuk mendukung *fuel cell* [8].

FTI UII menggunakan *fuel cell* dari IdaTech dengan tipe ElectraGen™ H2-I berkapasitas 2,5 kW. *Fuel cell* ini berjenis PEMFC atau *Proton Exchange Membrane Fuel Cell* (PEMFC). PEMFC menggunakan proton sebagai konduktor yang melewati membran dari bahan polimer yang berfungsi sebagai elektrolit dari anoda ke katoda. Sehingga, PEMFC juga biasa disebut *polimer electrolit fuel cell* (PEFC) [9]. Katalisator yang digunakan oleh PEMFC dalam melapisi

kedua elektroda adalah platina. *Fuel cell* jenis ini bekerja pada suhu yang tergolong rendah, yaitu 60^{o}C-80^{o}C dengan bahan bakar berupa gas hidrogen murni yang dialirkan ke anoda dengan tekanan konstan. Dibantu dengan katalisator yang terbuat dari bahan platina, hydrogen nantinya akan menyebar di anoda untuk melepaskan electron menuju sirkuit eksternal dan proton akan dialirkan menuju katoda. Proton (H^{+}) tersebut dialirkan melalui membrane penghantar protondan hanya proton lah yang dapat lewat, hal ini bertujuan untuk menyaring electron yang dapat menyebabkan terjadinya kerusakan berupa *short circuit* [10].

2.2.2 *Photovoltaic* (PV)

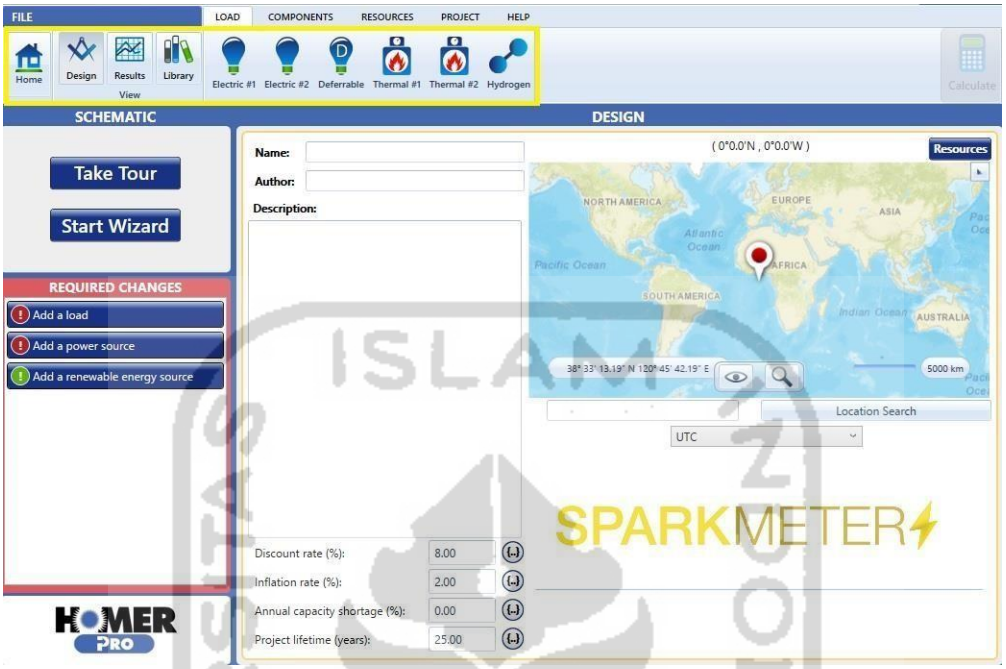
Photovoltaic (PV) atau sel surya merupakan alat yang mengonversi energi cahaya menjadi energi lsitrik dengan memanfaatkan efek fotoelektrik. Struktur PV tersusun atas gabungan antara lapisan semikonduktor jenis p dan n yang disebut *pn-junction*. Ketika foton dengan tingkat energi tertentu mengenai silikon, maka electron akan terlepas dari ikatannya dan membentuk *hole.* Elektron yang bermuatan negatif kemudian ditarik ke sisi n, dan *hole* yang bermuatan positif ditarik ke sisi p. Kumpulan electron kemudian mengalir melalui metal pada rangkaian eksternal. Proses perpindahan elektron ini lah yang menghasilkan arus listrik [11].

Jenis modul surya yang digunakan oleh FTI UII adalah *polycrystalline silicone* atau yang juga biasa disebut sebagai "multi-kristal". Disebut demikian karena jenis PV ini memiliki banyak kristal silicon di setiap selnya, hal ini berakibat pada kurang bebasnya electron dalam bergerak sehingga jenis PV ini memiliki efisiensi yang sedikit lebih rendah dibanding *monocrystalline.* Kinerja dari PV berjenis *polycrystalline silicone* ini juga kurang baik dalam suhu tinggi. PV yang kini digunakan oleh FTI UII merupakan produksi dari Canadian Solar dengan nomor katalog CS6P-260P. PV berkapasitas 260 W ini memiliki efisiensi yang cukup baik yaitu hingga 16,16% dan memiliki *range* temperatur operasi yaitu -40^{0}C hingga 85^{0}C. Artinya, apabila PV beroperasi pada temperature >85^{0}C akan terjadi penurunan performa/deteriorasi pada kinerja PV. CS6P-260P ini juga tetap dapat bekerja dengan baik pada iradiasi rendah >96,5%.

2.2.3 HOMER (*Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources*)

HOMER (*Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources*) merupakan perangkat lunak yang yang dikembangkan oleh *The National Renewable Energy Laboratory (*NREL). HOMER digunakan untuk perancangan atau analisis suatu sistem pembangkit listrik, khususnya yang menggunakan energi terbarukan. Perangkat lunak ini mampu melakukan perhitungan dan analisis secara otomatis terkait keadaan sumber energi terbarukan suatu daerah berdasar pada lokasi yang

telah ditentukan.. Selain itu, HOMER juga dapat melakukan konfigurasi keseimbangan energi setiap waktu untuk memilih konfigurasi sistem yang layak. HOMER memiliki beberapa fitur yang dapat ditemukan pada halaman utamanya, seperti yang dapat dilihat pada Gambar 2.1 di bawah ini:



Gambar 2.1 Laman utama HOMER

Gambar 2.1 di atas menunjukkan laman utama pada perangkat lunak HOMER. Dari sisi kiri adalah *home*, *design*, *result*, dan *library*. Selain itu terdapat juga fitur yang lainnya yang membantu proses simulasi yang dijalankan di perangkat lunak HOMER seperti *load*, *resources*, *components*, *project*, dan *help*. Kelima fitur tersebut memiliki fungsi yang berbeda-beda, yaitu:

a. *Load* adalah fitur yang digunakan dalam memilih serta menentukan besarnya beban. *Load* terbagi menjadi beberapa jenis yaitu *electrical load*, *thermal load*, *hydrogen load*, dan *deferrable load.*
b. *Components* adalah fitur yang digunakan dalam memilih komponen-komponen dalam suatu sistem pembangkit listrik. Contoh: jenis pembangkit (diantaranya generator, *photovoltaic, wind turbin*), konverter, baterai dan lain-lain.
c. *Resources* adalah fitur yang berisi berupa sumber energi terbarukan seperti sinar matahari, kecepatan angin, suhu udara, biomassa dan lain-lain.
d. *Project* adalah fitur yang digunakan dalam mengatur proyek yang sedang dikerjakan seperti mengatur emisi udara, kebutuhan ekonomi proyek, *constraints*, dan lain-lain.

e. *Help* adalah fitur yang digunakan sebagai problem solved. *Help* dapat digunakan saat pengguna HOMER mengalami kesulitan dalam mengerjakan *project.*

2.2.2.1 Sektor Ekonomi

a. *Total Annualized Cost* (TAC)

Total annualized cost (TAC) atau total biaya tahunan adalah jumlah dari biaya yang dikeluarkan untuk sistem pembangkit selama satu tahun. Total biaya ini dinyatakan dalam persamaan sebagai berikut:

$$\text{TAC} = \text{CRF}(i,Rproj) \cdot C_{NPC,tot} \quad (2.1)$$

Keterangan:

CRF = *Capital recovery factor*.

i = *Real Discount rate* (%).

R_{proj} = *Project lifetime* (tahun).

$C_{NPC,tot}$ = *Total net present cost* (Rp).

b. *Capital Recovery Factor* (CRF)

Capital recovery factor atau yang juga biasa dikenal sebagai faktor pemulihan modal merupakan faktor bilangan yang digunakan untuk menghitung sejumlah uang yang dibayar dalam jumlah yang tetap pada setiap periode. *Capital recovery factor* dapat dihitung menggunakan persamaan sebagai berikut:

$$\text{CRF}(i,N) = \frac{i(1+i)^N}{(1+i)^N-1} \quad (2.2)$$

Keterangan:

CRF = *Capital recovery factor*.

N = Tahun ke-N/periode ke-N.

Adapun *real discount rate* (*i)* dapat dihitung menggunakan rumus:

$$i = \frac{(i' - f)}{(1+f)} \quad (2.3)$$

Keterangan:

i' = *Nominal discount rate* (%).

f = *Expected inflation rate* (%).

c. *Net Present Cost* (NPC)

Net present cost (NPC) merupakan biaya bersih yang digunakan pada komponen, baik dalam pemasangan maupun pengoperasiannya dalam suatu proyek. *Net present cost* diperoleh dari total biaya modal, penggantian, operasi & pemeliharaan, dan bahan bakar dikurangi dengan biaya sisa komponen di akhir masa proyek. *Net present cost* dinyatakan dalam persamaan sebagai berikut:

$$NNN = CCCCCC\,CCC + CCCCCCCCCC\,CCC + N\&N\,CCC + CCCC\,CCC + \quad (2.4)$$
$$Emission\ Penalties + Grid\ Power\ Cost - SNNNNN\ Value - Grid\ Sales$$

Keterangan:

Capital Cost	= Biaya pembelian komponen (Rp).
Replacement Cost	= Biaya penggantian komponen (Rp).
O&M *Cost*	= Biaya operasional dan pemeliharaan komponen (Rp).
Fuel Cost	= Biaya bahan bakar (Rp).
Emission Penalties	= Pajak emisi (Rp).
Grid Power Cost	= Biaya impor listrik dari Grid (Rp).
Salvage Value	= Biaya yang tersisa dari komponen di akhir masa proyek (Rp).
Grid Sales	= Total pendapatan ekspor listrik ke Grid (Rp).

d. Salvage Value

Salvage value merupakan nilai sisa pada komponen di akhir masa proyek. *Salvage value* dihitung dengan menggunakan persamaan sebagai berikut:

$$S = C_{rep} \cdot \frac{N_{NNN}}{N_{NNNN}} \quad (2.5)$$

R_{rem} atau $R_{remaining}$ merupakan sisa umur komponen di masa akhir proyek yang dihitung dengan formula berikut ini:

$$R_{rem} = R_{comp} - (R_{proj} - R_{rep}) \quad (2.6)$$

Adapun R_{rep} atau $R_{replacement}$ merupakan durasi biaya penggantian komponen yang dihitung dengan formula di bawah ini:

$$R_{rep} = R_{comp} \cdot \mathrm{INT}\left(\frac{N_{NNNN}}{N_{NNNN}}\right) \quad (2.7)$$

Keterangan:

C_{rep}	= Biaya penggantian komponen (Rp).
R_{comp}	= *Lifetime* component (*year*).
R_{proj}	= *Lifetime* proyek (*year*).

INT( ) = Fungsi untuk mengubah bilangan riil menjadi integer.

e. *Cost of Energy* (CoE)

Cost of energy (CoE) merupakan biaya yang dibutuhkan untuk membangkitkan atau memproduksi tiap 1 kWh energi listrik. *Cost of energy* didapat dari hasil bagi antara biaya tahunan dengan total energi yang tersuplai per tahun. *Cost of energy* (CoE) menjadi penentu suatu proyek akan dilaksanakan atau tidak, karena CoE memberikan informasi apakah proyek tersebut akan mencapai titik impas (*break-even*) atau menguntungkan apabila dilaksanakan. Jika ternyata proyek tersebut tidak menguntungkan, maka publik/perusahaan tidak melanjutkan proyek tersebut dan beralih kepada pembangkit listrik alternatif lainnya. Sehingga mempertimbangkan CoE merupakan langkah dasar yang diambil dalam menganalisis suatu proyek.

Cost of energy (CoE) juga merupakan perhitungan yang penting pada analisis keuangan dalam membandingkan berbagai sistem pembangkit seperti angin, matahari, tenaga nuklir, dan lainnya. Perbandingan tersebut dilakukan terlepas dari biaya modal yang berbeda, kapasitas pembangkit, dan risiko pada setiap proyek yang berbeda. Hal ini karena CoE mencerminkan biaya pembangkitan energi listrik. Nilai CoE pada setiap sistem dinyatakan dalam persamaan sebagai berikut:

$$\textit{Cost of Energy}\ (\text{CoE}) = \frac{NNN}{N_{NNN,NNNNNN}} \tag{2.8}$$

Keterangan:

$E_{tot,served}$ = Total energi tahunan yang tersuplai ke beban(kWh).

TAC (*Total annualized cost*) = Total biaya tahunan adalah jumlah dari biaya yang dikeluarkan untuk sistem pembangkit selama satu tahun (Rp).

Adapun $E_{tot,served}$ dapat dihitung menggunakan persamaan di bawah ini:

$$E_{tot,served} = E_{served,\ ACprim} + E_{served,\ DCprim} + E_{served,def} + E_{grid,sales} \tag{2.9}$$

Keterangan:

$E_{served,\ ACprim}$ = Beban AC utama yang terpenuhi (kWh/yr)

$E_{served,\ DCprim}$ = Beban DC utama yang terpenuhi (kWh/yr)

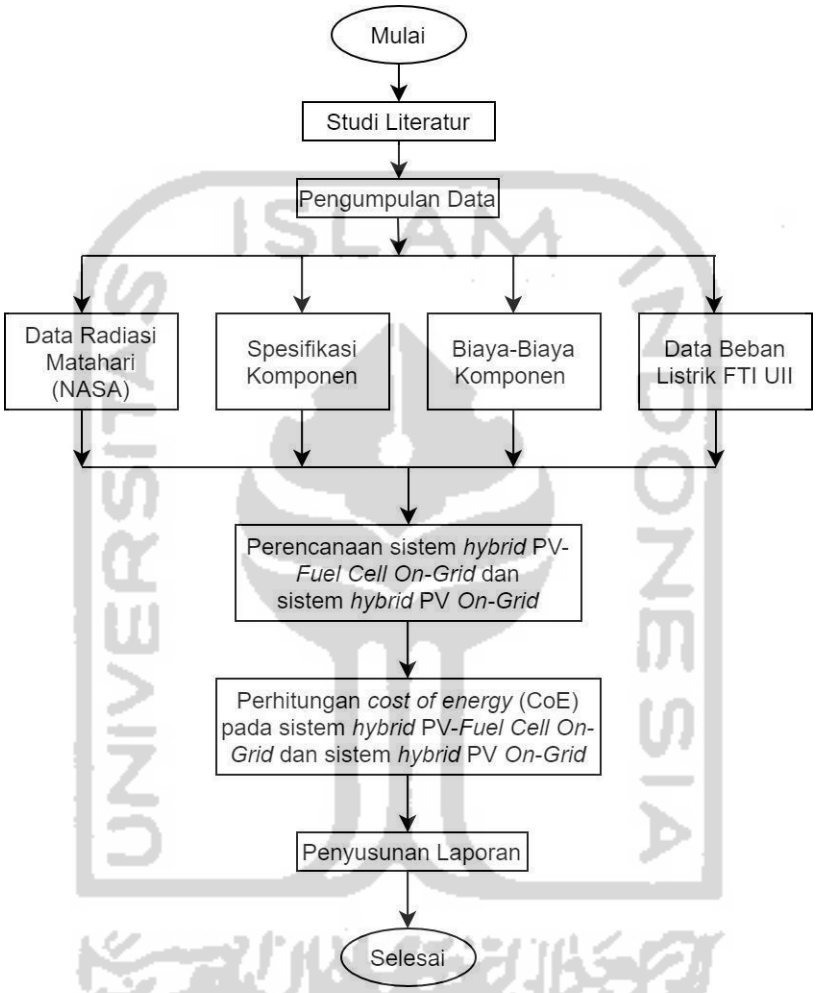
$E_{served,def}$ = Beban *deferrable* yang terpenuhi (kWh/yr)

$E_{grid,sales}$ = Energi yang terjual ke *grid* (kWh/yr)

BAB 3
METODOLOGI

3.1 Alur Penelitian

Alur penelitian diwujudkan dalam diagram alir yang dapat dilihat pada Gambar 3.1 berikut ini:



Gambar 3.1 Diagram alir penelitian

Gambar 3.1 di atas menunjukkan diagram alir dari penelitian yang dilakukan. Tahapan yang dilakukan adalah sebagai berikut:

1. Melakukan studi literatur terkait penelitian sejenis yang telah dilakukan sebelumnya.
2. Melakukan pengumpulan data, yaitu sistem PV *on-grid* saat ini, data radiasi matahari, spesifikasi komponen, harga komponen, dan data beban listrik FTI yang disuplai oleh sistem *hybrid* PV *on-grid* saat ini.

3. Dengan data spesifikasi dan parameter komponen yang telah didapatkan pada poin ke-2, maka penelitian dilanjutkan dengan melakukan pemodelan dan simulasi sistem *hybrid* di FTI UII menggunakan perangkat lunak HOMER.
4. Melakukan perhitungan *CoE* pada sistem *hybrid* menggunakan data aktual yangdiperoleh pada poin nomor 2.
5. Melakukan perbandingan dan analisis terhadap nilai CoE yang diperoleh melalui simulasi HOMER dengan yang diperoleh melalui perhitungan berdasar pada data aktual.

3.1.1 Pengumpulan Data

a. Data Radiasi Matahari

Letak geografis Indonesia yang berada dalam garis khatulistiwa memberikan keuntungan tersendiri bagi Indonesia, dimana Indonesia mendapatkan cahaya matahari dengan intensitas yang lebih besar dibanding wilayah bumi lainnya. Hal ini menunjukkan bahwa Indonesia berpotensi untuk memanfaatkan energi cahaya matahari sebagai energi alternatif dalam pembangkitan listrik, tak terkecuali wilayah FTI UII. Data radiasi matahari pada sistem simulasi yang dijalankan diperoleh dari NASA *Surface Meteorology and Solar Energy,* yaitu sebagai berikut:

Tabel 3.1 Data potensi radiasi FTI UII dalam setahun

BULAN	**RADIASI HARIAN (kWh/m^2/d)**
Januari	4,28
Februari	4,47
Maret	4,59
April	4,72
Mei	4,73
Juni	4,55
Juli	4,80
Agustus	5,25
September	5,54
Oktober	5,39
November	4,71
Desember	4,57
RATA-RATA	**4,80**

Tabel 3.1 di atas menunjukkan data rata-rata bulanan dari potensi radiasi matahari di wilayah FTI UII. Perubahan iklim dan cuaca yang terjadi di Indonesia mengakibatkan besarnya rata-rata radiasi matahari setiap bulannya kian berubah. Namun, nilai rataan dalam

setahun yang diperoleh sebesar 4,8 kWh/m^2/d pun sudah cukup tinggi dan berpotensi untuk dimanfaatkan sebagai energi alternatif dalam pembangkitan listrik, mengingat Indonesia memiliki rata-rata radiasi 4,5 hingga 4,8 kWh/m^2 /d [11].

b. Data Spesifikasi dan Parameter Komponen

Data spesifikasi dan parameter dari komponen sistem *hybrid* dibutuhkan untuk keperluan pemodelan dan simulasi dengan perangkat lunak HOMER, agar nantinya simulasi dapat dilakukan sedemikian rupa dengan kondisi aktual. Data-data tersebut diperoleh dari *datasheet* setiap komponen yang nantinya akan di*input*kan ke perangkat lunak HOMER.

c. Biaya-Biaya Komponen

Data terkait biaya-biaya komponen seperti biaya pembelian komponen, biayapenggantian komponen, hingga biaya operasional dan pemeliharaan dibutuhkan untuk keperluan simulasi sistem dan perhitungan *net present cost*. Data-data biaya tersebut diperoleh melalui data sekunder, artikel internasional atau jurnal, hingga situs jual beli komponen elektronik.

d. Data Beban

Data beban listrik yang dibutuhkan merupakan data dari beban yang saat ini diampu oleh sistem PV FTI UII, yaitu berupa proyektor di 36 ruangan dengan total beban 9360 W dan total konsumsi energi 28,98 kWh/hari. Proyektor diampu oleh 2 buah inverter yang masing-masing terbagi atas 18 proyektor. Data beban tersebut diperoleh melalui pengolahan data yang bersumber dari *Solax Portal* yang menyajikan beberapa data daya pada sistem PV secara *real-time*. Adapun data beban listrik yang disuplai diperoleh melalui pengolahan data dengan persamaan sebagai berikut:

$$\text{Beban} = \textit{Generation Power} - \textit{Exported Power} \tag{3.1}$$

Keterangan:

Generation Power = Daya pembangkitan sel surya (W).

Exported Power = Daya yang diekspor ke PLN (W).

Selain digunakan sebagai salah satu komponen untuk memperoleh nilai beban, *exported power* juga digunakan untuk mengetahui total impor daya dari PLN dan total biaya yang harus dibayar oleh sistem, serta total ekspor daya ke PLN dan total pendapatan yang didapat oleh sistem.

3.1.2 Pemodelan dan Simulasi Sistem Pembangkit *Hybrid On-Grid* PV-*Fuel Cell* dan Sistem *Hybrid* PV *On-Grid* FTI UII

Pemodelan dan simulasi dilakukan berdasar pada data beban dan komponen yang telah didapatkan sebelumnya. Sistem *hybrid* yang disimulasikan terbagi atas 2 sektor, yaitu sektor inverter I dengan sistem *hybrid* PV-*fuel cell on-grid* dan sektor inverter II dengan sistem *hybrid* PV *on-grid*.

3.1.3 Perhitungan CoE dengan Data Aktual

Perhitungan CoE pada kedua sistem *hybrid* melibatkan data aktual berupa total daya ekspor pada tahun 2019 yang diperoleh dari hasil pengolahan data *Solax Portal* menggunakan persamaan 3.1. Perhitungan ini juga melibatkan *capital cost, replacement cost, operational and maintenance cost,* dan *salvage value* dari setiap komponen sistem yang diolah menggunakan persamaan 2.1 hingga persamaan 2.9.

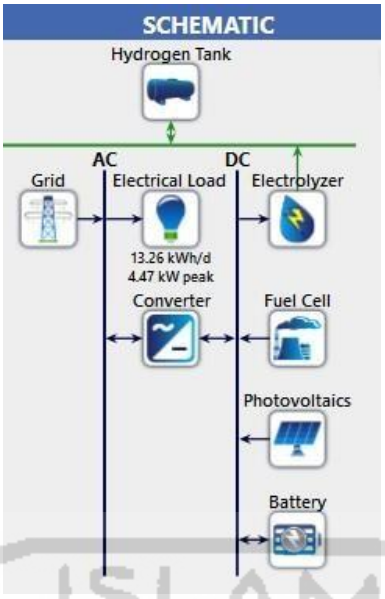
3.1.4 Perbandingan Hasil dan Analisis

Dilakukan perbandingan dan analisis terhadap nilai CoE yang didapat melalui simulasi HOMER dengan nilai yang didapat melalui perhitungan. Perbandingan dan analisis dilakukan dengan tujuan untuk mengetahui *range CoE* pada sistem *hybrid* FTI UII.

3.2 Perancangan Simulasi Sistem Pembangkit Hybrid FTI UII dengan HOMER

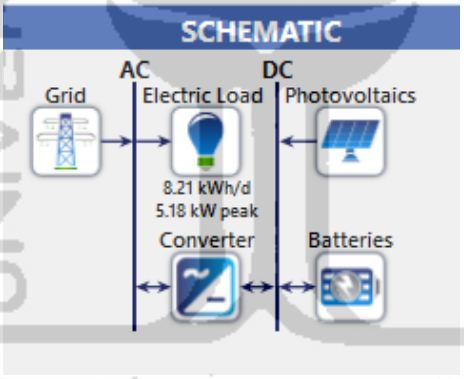
3.2.1 Pemodelan dan Simulasi Sistem Pembangkit

Dengan data-data yang telah diperoleh, dilakukan pemodelan dan simulasi sistem pembangkit *hybrid on-grid* di FTI UII. Pemodelan dan simulasi menggunakan perangkat lunak HOMER dengan jumlah sektor sistem yang disimulasikan sebanyak dua. Hal ini dikarenakan sistem *hybrid on-grid* di FTI UII menggunakan inverter sebanyak dua buah, sehingga terdapat dua sektor sistem yang disimulasikan. Sektor inverter I merupakan sistem *hybrid on-grid* dengan pembangkit energi terbarukan berupa PV dan *fuel cell.* Adapun data beban yang digunakan pada sektor inverter I merupakan data beban pada sistem inverter I yang diperoleh melalui pengolahan data *Solax Portal*. Hasil pemodelan dari sektor inverter I dapat dilihat pada Gambar 3.2 sebagai berikut:



Gambar 3.2 Sektor inverter I

Adapun sektor inverter II merupakan sistem *hybrid on-grid* dengan pembangkit energi terbarukan berupa PV. Data beban yang digunakan pada sektor ini merupakan data beban dari sistem inverter II yang diperoleh melalui penglahan data *Solax Portal*. Hasil pemodelan pada sektor inverter II dapat dilihat pada Gambar 3.3 di bawah ini:



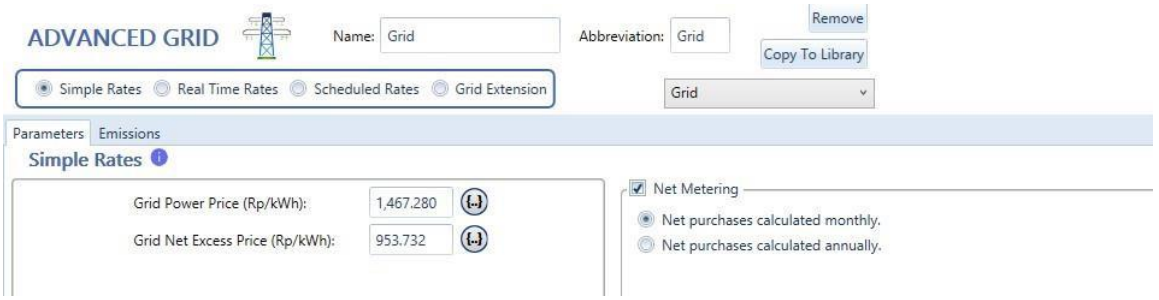
Gambar 3.3 Sektor inverter II

3.2.2 Data Beban

Data beban yang digunakan oleh kedua sektor merupakan data daya pada tahun 2019 dari *Solax Portal* yang telah diolah. Sektor I menggunakan data daya dari inverter I, dan sektor II menggunakan data daya dari inverter II. Data daya dari masing-masing inverter kemudian diolah menggunakan persamaan 3.1 agar dapat diketahui nilai bebannya. Rekap data daya dari kedua inverter pada tahun 2019 terlampir dalam lampiran 1 hingga lampiran 24.

3.2.3 Rating Komponen

a. Grid



Gambar 3.4 Tampilan pengaturan *grid*

Grid adalah jaringan listrik PLN yang merupakan komponen dimana sistem dapat membeli dan menjual listrik AC dari dan kepadanya. Dari Gambar 3.4 di atas yang menunjukkan tampilan pengaturan *grid* dapat diketahui bahwa *grid* atau jaringan listrik PLN yang digunakan memiliki harga beli listrik Rp 1.467,28 /kWh, hal ini sesuai dengan penetapan *tariff adjustment* untuk golongan B-2/TR. Adapun harga jual listrik sebesar Rp 953,732 /kWh yang diperoleh dari persamaan 3.2 sebagai berikut:

$$\text{Harga Jual Listrik (Rp/kWh)} = \text{TDL} \cdot 65\% \tag{3.2}$$

Keterangan:

TDL = Tarif Dasar Listrik (Rp/kWh)

65% = Peraturan Menteri ESDM Nomor 49 Tahun 2018

b. Modul Surya

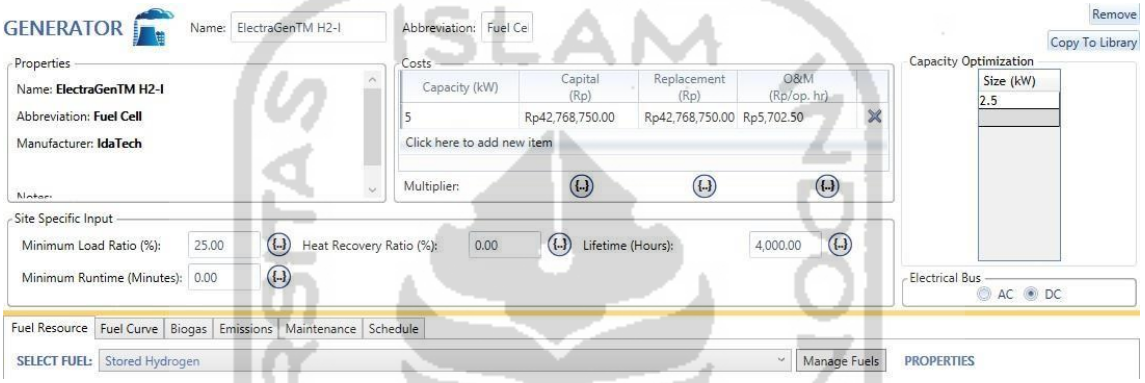
Gambar 3.5 Tampilan desain modul surya

Kedua sistem menggunakan sistem panel surya dengan spesifikasi yang sama, dengan tampilan desain pada salah satu sistem dapat dilihat pada Gambar 3.5 di atas. Secara keseluruhan, sistem panel surya yang digunakan oleh FTI UII berkapasitas 2 x 5,46 kWp dengan rincian sebagai berikut:

- Tipe : CanadianSolar CS6P 260 P
- Jumlah : 2 x 21
- Daya nominal : 260 Wp
- Total Kapasitas : 2 x 5,46 kW
- Harga : Rp 3.564.062,50 per 0,26 Wp
- Biaya Pemeliharaan : Rp 71.281,25/tahun

Biaya pemeliharaan merupakan biaya operasional dan pemeliharaan modul surya, diperhitungkan besarnya adalah 2% dari total investasi awal [12].

c. *Fuel Cell*



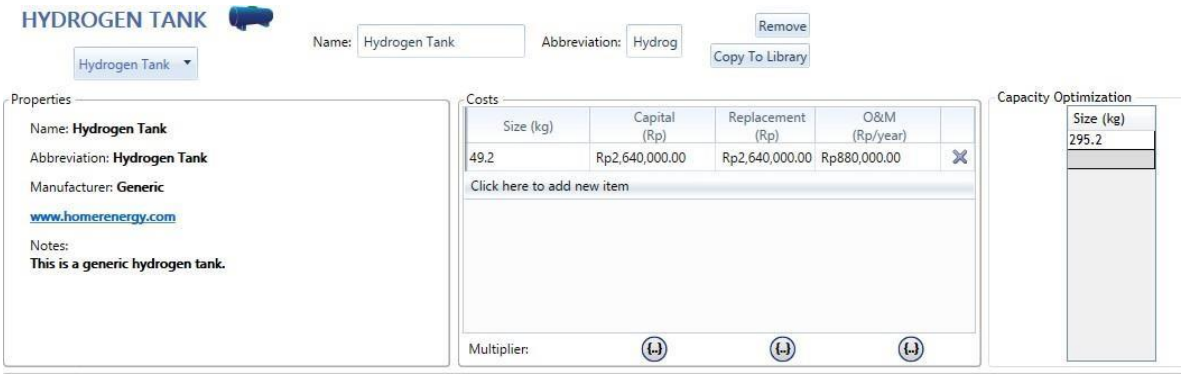
Gambar 3.6 Tampilan desain *fuel cell*

Fuel cell yang digunakan oleh FTI UII adalah IdaTech ElectraGen H2-I berkapasitas 2,5 kW. *Fuel cell* dalam HOMER dimodelkan sebagai generator DC yang disuplai oleh gas hidrogen. Dari Gambar 3.6 di atas dapat diketahui spesifikasi dari *fuel cell* yang digunakan sebagai berikut:

- Kapasitas : 2.5 kW
- Harga : Rp 42.768.750,00 per 5kW
- Biaya Pemeliharaan : Rp 5.702,50/jam

Harga *fuel cell* diperhitungkan sebesar US$ 3,000/5kW dengan biaya operasional dan pemeliharaan sebesar US$ 0,08/h/kW [13].

d. Hydrogen Tank

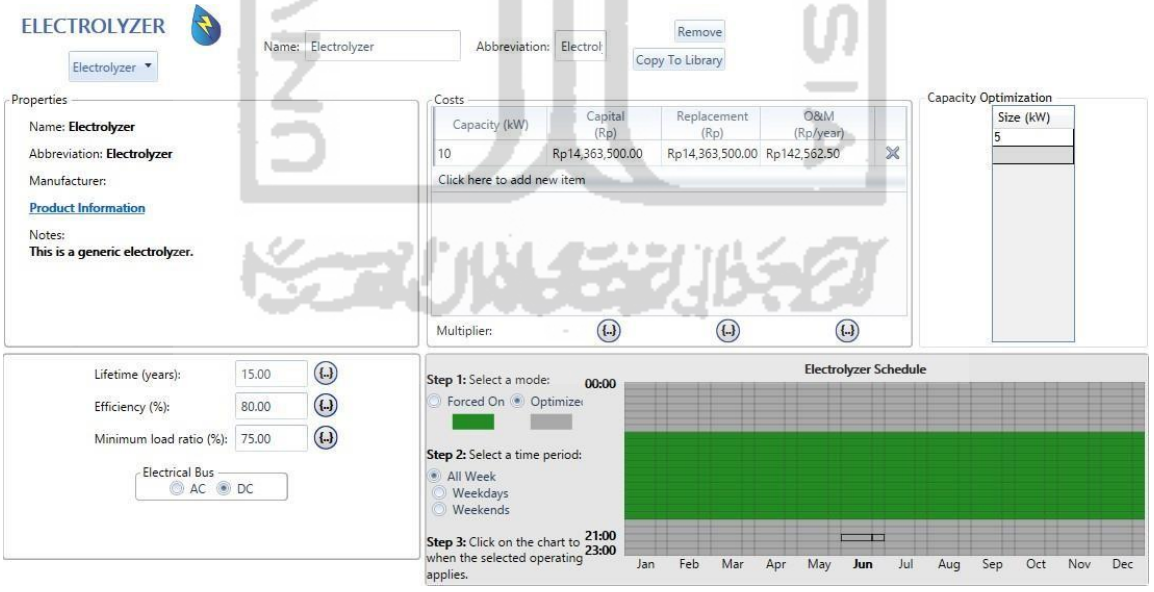


Gambar 3.7 Tampilan desain *hydrogen tank*

FTI UII menggunakan 6 buah tabung hidrogen dengan kapasitas masing-masing adalah 6 m^3 atau 49,2 kg sebagai suplai dari *fuel cel*. Dari Gambar 3.7 di atas dapat diketahui lebih rinci tabung hidrogen yang digunakan yaitu sebagai berikut:

- Kapasitas Satuan : 49,2 kg
- Jumlah 6
- Total Kapasitas : 6 x 49,2 kg
- Harga : Rp 2.640.000,00
- Biaya Pemeliharan : Rp 880.000,00/tahun

e. Electrolyzer



Gambar 3.8 Tampilan desain *electrolyzer*

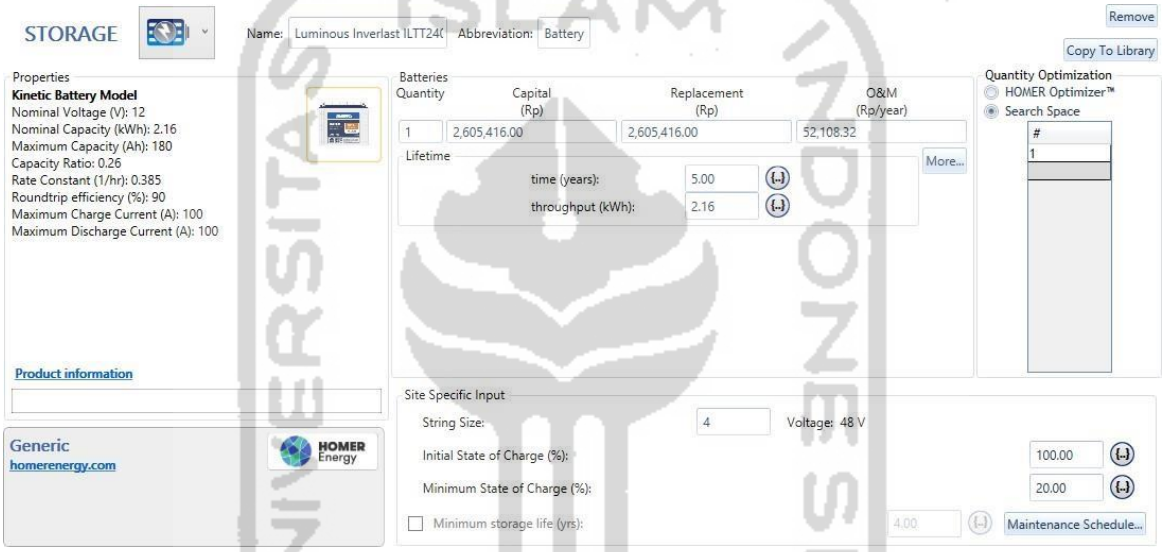
Electrolyzer merupakan alat yang berfungsi untuk menghasilkan hidrogen melalui proses elektrolisis, yang mana proses ini sendiri baru dapat berjalan apabila terdapat sisa

energi dari kegiatan ekspor energi ke grid. Hal ini sesuai dengan *load priority* pada HOMER yang menempatkan ekspor energi pada urutan ke-6 dan *electrolyzer* pada urutan ke-7 [14]. Dari Gambar 3.8 di atas yang menunjukkan tampilan desain *electrolyzer*, dapat diketahui spesifikasi dari *electrolyzer* yang digunakan sebagai berikut:

- Kapasitas : 5 kW
- Harga : Rp 14.363.500 per 10 kW
- Biaya Pemeliharaan : Rp 142.562,50/tahun

Harga *electrolyzer* diperhitungkan sebesar $ 1,000 /10 kW dengan biaya operasional dan pemeliharaan sebesar $ 10 /yr [13].

f. Baterai : Sektor Inverter I



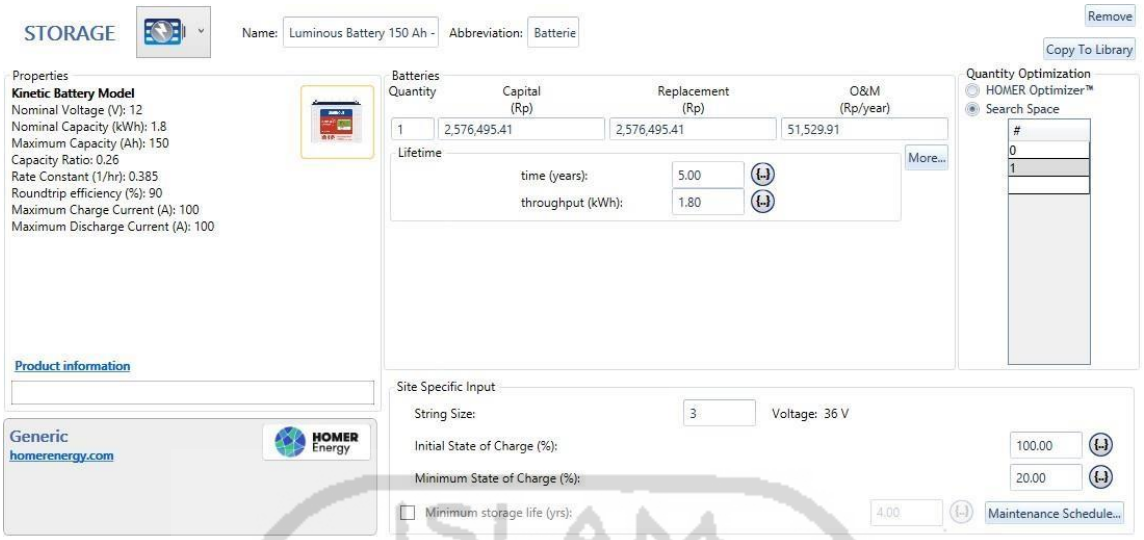
Gambar 3.9 Tampilan desain baterai sektor inverter I

Gambar 3.9 di atas menunjukan tampilan desain baterai yang digunakan pada sektor inverter I, yaitu sistem *hybrid* PV-*fuel cell on-grid*. Dari gambar tersebut, dapat diketahui lebih rinci informasi terkait baterai yang digunakan yaitu sebagai berikut:

- Tipe : Luminous Inverlast ILTT24060-180AH
- Kapasitas Nominal : 2,16 kWh
- Jumlah 4
- Total Kapasitas : 8,64 kWh
- Harga Satuan : Rp 2. 605.416,00
- Biaya Pemeliharaan : Rp 52.108,32/tahun

Biaya operasional dan pemeliharaan baterai diperhitungkan sebesar 2% dari total biaya investasi awal [12].

g. Baterai : Sektor Inverter II



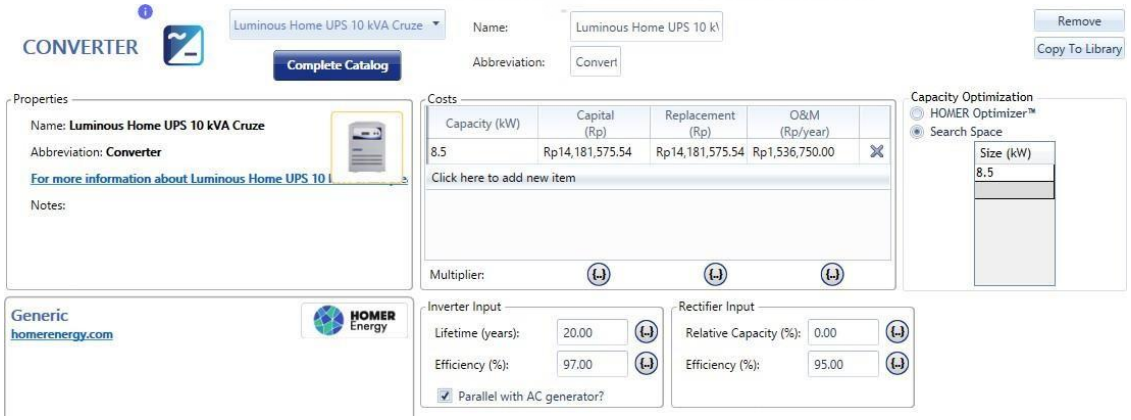
Gambar 3.10 Tampilan desain baterai sektor inverter II

Gambar 3.10 di atas menunjukan tampilan desain baterai yang digunakan pada sektor inverter II, yaitu sistem *hybrid* PV *on-grid*. Dari gambar tersebut, dapat diketahui lebih rinci informasi terkait baterai yang digunakan yaitu sebagai berikut:

- Tipe : Luminous Battery 150 Ah - RC18000
- Kapasitas Nominal : 1,8 kWh
- Jumlah 3
- Total Kapasitas : 5,4 kWh
- Harga Satuan : Rp 2.576.495,41
- Biaya Pemeliharaan : Rp 51.529,91/tahun

Biaya operasional dan pemeliharaan baterai diperhitungkan sebesar 2% dari total biaya investasi awal [12].

h. Inverter : Sektor Inverter I



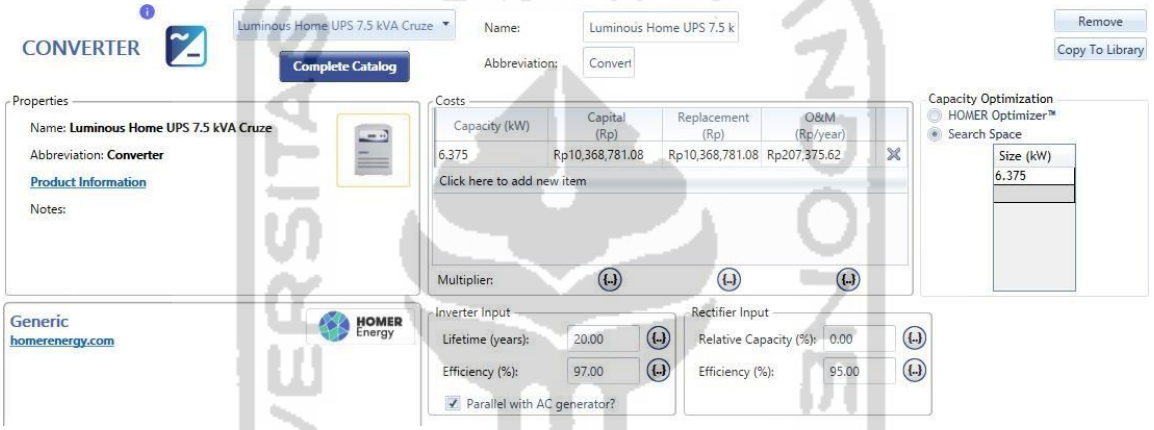
Gambar 3.11 Tampilan desain inverter pada sektor inverter I

Dari Gambar 3.11 dapat diketahui lebih rinci informasi terkait inverter yang digunakan pada sistem *hybrid* PV-*fuel cell on-grid*, yaitu sebagai berikut:

- Tipe : Luminous Home UPS 10 kVACruze
- Kapasitas : 8,5 kW
- Jumlah 1
- Harga : Rp 14.181.575,54
- Biaya Pemeliharaan : Rp 1.536.750,00/tahun

Biaya operasional dan pemeliharaan baterai diperhitungkan sebesar 2% dari total biaya investasi awal [12].

i. Inverter : Sektor Inverter II



Gambar 3.12 Tampilan desain inverter pada sektor inverter II

Dari Gambar 3.12 di atas dapat diketahui lebih rinci informasi terkait inverter yang digunakan pada sistem *hybrid* PV *on-grid*, yaitu sebagai berikut:

- Tipe : Luminous Home UPS 7,5 kVA Cruze
- Kapasitas : 6,375 kW
- Jumlah 1
- Harga : Rp 10.368.781,08
- Biaya Pemeliharaan : Rp 207.375,62/tahun

Biaya operasional dan pemeliharaan baterai diperhitungkan sebesar 2% dari total biaya investasi awal [12].

BAB 4
HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Analisis Kelistrikan dan Ekonomis Berdasarkan Optimisasi HOMER

Dengan sektor sistem yang telah dipaparkan pada bab sebelumnya, maka dilakukan pemodelan dan simulasi menggunakan perangkat lunak HOMER Pro 3.11.6. Keluaran dari simulasi didapatkan hasil dari segi kelistrikan dan ekonomi.

4.1.1 Sektor Inverter I: Sistem *Hybrid* PV-*Fuel Cell On-Grid*

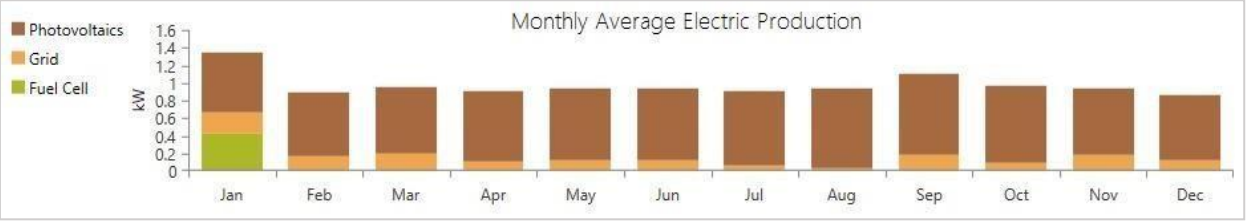
Pada sektor ini dilakukan simulasi sistem *hybrid* PV-*fuel cell on-grid* dengan kapasitas PV sebesar 5,46 kW dan FC sebesar 2.5 kW. Hasil simulasi dalam segi kelistrikan dapat dilihat pada Tabel 4.1 sebagai berikut:

Tabel 4.1 Produksi dan konsumsi daya sektor I menggunakan HOMER

Excess and Unmet		
Quantity	*Value*	*Units*
Excess Electricity	0	kWh/yr
Unmet Electric Load	0	kWh/yr
Capacity Shortage	0	kWh/yr
Production Summary		
Component	*Production* (kWh/yr)	*Percent*
Canadian Solar:CS6P-260P	7.029	82,4
ElectraGenTM H2-I	318	3,73
Grid Purchases	1.180	13,8
Total	8.527	100
Consumption Summary		
Component	*Consumption* (kWh/yr)	*Percent*
AC Primary Load	4.838	58,2
DC Primary Load	0	0
Deferrable Load	0	0
Grid Sales	3.345	40,2
Total	8.183	100

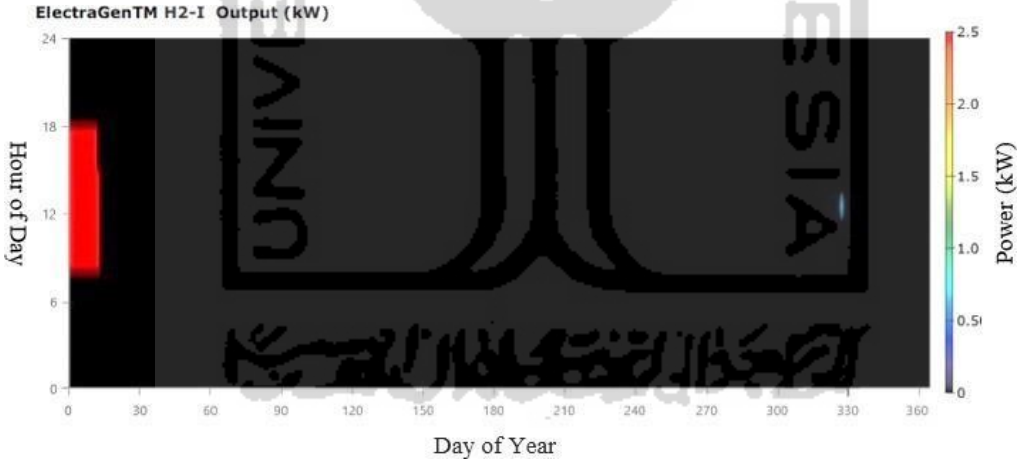
Dari Tabel 4.1 di atas, dapat diketahui bahwa produksi listrik terbesar berasal dari PV yaitu senilai 7.029 kWh/yr atau 82,4% dari total produksi sistem. Produksi daya berikutnya berasal dari

pembelian ke *grid* sebesar 1.180 kWh/yr atau sebesar 13,8%, sedangkan *fuel cell* memiliki persentase terendah senilai 3,73% atau sebesar 318 kWh/yr dari total produksi sistem sebesar 8.527 kWh/yr. Terkait dengan rata-rata produksi listrik setiap bulan, telah didapatkan data yang disajikan dalam grafik sebagai berikut:



Gambar 4.1 Grafik rata-rata produksi listrik per bulan sektor inverter I

Dari Gambar 4.1 di atas dapat diketahui bahwa produksi listrik terbesar setiap bulannya berasal dari PV, adapun *fuel cell* hanya aktif beroperasi pada bulan Januari saja dengan mengonsumsi bahan bakar hidrogen yang berasal dari *hydrogen tank*. Terhitung sejak bulan Februari hingga Desember, sumber energi listrik berasal dari PV dibantu dengan pembelian listrik dari *grid* sebab *fuel cell* tak lagi beroperasi karena *hydrogen tank* telah habis. Untuk lebih dalam terkait dengan pembangkitan energi oleh *fuel cell*, berikut ini telah tersaji spektrum keluaran *fuel cell* (kW) pada Gambar 4.2:



Gambar 4.2 Spektrum keluaran *fuel cell* (kW)

Dari Gambar 4.2 di atas diketahui bahwa *fuel cell* juga beroperasi pada hari ke-330, hal ini diketahui dari adanya spektrum warna pada hari tersebut. Namun, bahan bakar hidrogen yang digunakan pada hari tersebut bukan berasal dari *hydrogen tank*. Melainkan berasal dari proses elektrolisis yang dikerjakan oleh *electrolyzer*, dimana berdasarkan *report* hasil simulasi HOMER diketahui bahwa *electrolyzer* menghasilkan hidrogen sejumlah 2,58 kg/yr. *Electrolyzer* baru dapat menjalankan proses elektrolisis ketika terdapat surplus dari ekspor energi oleh PV. Hal ini

menunjukkan bahwa surya sebagai energi terbarukan dapat digunakan untuk memproduksi hidrogen, namun penggunaannya terbatas karena keberadaannya bergantung pada fenomena alam pada saat itu atau tidak konstan.

Terkait dengan produksi listrik *fuel cell*, didapatkan *electrical summary* sebagai berikut:

Tabel 4.2 *Electrical summary* ElectraGenTM H2-I

No.	***Quantity***	***Value***	**No.**	***Quantity***	***Value***
1.	*Electrical Production*	318 kWh/yr	5.	*Fuel Consumption*	298 kg
2.	*Mean Electrical Output*	2,49 kW	6.	*Specific Fuel Consumption*	0,936 kg/kWh
3.	*Minimum Electrical Output*	0,694 kW	7.	*Fuel Energy Input*	9,926 kWh/yr
4.	*Maximum Electrical Output*	2,5 kW	8.	*Hours of Operation*	128 hrs/yr

Tabel 4.2 di atas diperoleh dari *report* hasil simulasi HOMER. Dari tabel tersebut diketahui informasi bahwa *fuel cell* mampu memproduksi hingga 318 kWh dalam setahun, dengan rata-rata produksi 2,49 kW dan konsumsi bahan bakar 0,936 kg/kWh. Diketahui pula bahwa total jam operasi FC dalam setahun adalah 128 jam dengan total konsumsi bahan bakar 298 kg atau sejumlah 6 buah tabung hidrogen 49,2 kg dan 2,58 kg hidrogen hasil dari elektrolisis.

Berikutnya terkait dengan konsumsi energi, senilai 4.838 kWh/yr atau 58,2% berasal dari beban primer AC, dan adapula ekspor energi ke *grid* sebesar 3.345 kWh/yr atau 40,2% dari total konsumsi energi. Ekspor energi ke *grid* merupakan penjualan energi listrik berlebih ke *grid* dengan harga 65% dari tarif listrik yang berlaku. Hasil penjualan listrik ini tidak diuangkan, melainkan menjadi deposit untuk mengurangi tagihan listrik bulan berikutnya. Dari sisi ekonomis, hasil ekspor energi listrik ke *grid* menjadi biaya pengurang dalam *net present cost* (NPC). Untuk lebih jelasnya dapat dilihat pada Tabel 4.3 di bawah ini:

Tabel 4.3 Hasil optimisasi HOMER: *net present cost* sektor inverter I

Komponen	***Cost* (Rp)**				
	Capital	**O&M**	***Replacement***	***Salvage***	**Total**
Canadian Solar:CS6P-260P	74.800.000	31.600.000	0	0	106.000.000
ElectraGen H2-1	21.400.000	7.700.000	0	-3.060.000	26.000.000
Electrolyzer	7.180.000	1.500.000	5.870.000	-1.710.000	12.800.000
Grid	0	-43.600.000	0	0	-43.600.000
Hydrogen Tank	15.800.000	111.000.000	0	0	127.000.000
Luminous Home UPS 10 kVA Cruze	14.200.000	32.400.000	10.800.000	-7.600.000	49.800.000
Luminous Battery Inverlast ILTT24060 180Ah	10.400.000	4.400.000	35.300.000	0	50.200.000
Sistem	144.000.000	145.000.000	52.100.000	-12.400.000	329.000.000
***Total annualized cost* (TAC)**					15.600.000
Cost of energy (CoE)					1.906,39 /kWh

Tabel 4.3 di atas menunjukan hasil simulasi dalam segi ekonomis, yaitu NPC, TAC, dan CoE. Informasi yang diperoleh diantaranya adalah total NPC yang diolah dengan persamaan 2.4 didapati sebesar Rp 329.000.000. Adapun besarnya *total annualized cost* (TAC) yang HOMER simulasikan adalah sebesar Rp 15.600.000, dengan perolehan yang dapat dihitung menggunakan persamaan 2.1 dan 2.2. Hasil nilai ekonomis lainnya yang diperoleh dari simulasi adalah CoE, yaitu parameter yang menunjukkan biaya produksi energi per kWh. CoE pada sektor I ini didapati sebesar Rp 1.906,39 /kWh yang dapat dihitung menggunakan persamaan 2.8.

4.1.2 Sektor Inverter II: Sistem *Hybrid* PV *On-Grid*

Pada sektor inverter II ini dilakukan simulasi sistem *hybrid* PV *on-grid* dengan kapasitas PV sebesar 5,46 kW. Hasil simulasi dalam segi kelistrikan dapat dilihat pada Tabel 4.4 sebagai berikut:

Tabel 4.4 Produksi dan konsumsi daya sektor II menggunakan HOMER

Excess and Unmet		
Quantity	*Value*	*Units*
Excess Electricity	0	kWh/yr
Unmet Electric Load	0	kWh/yr
Capacity Shortage	0	kWh/yr
Production Summary		
Component	*Production* (kWh/yr)	*Percent*
Canadian Solar:CS6P-260P	7.029	92,5
Grid Purchases	567	7,46
Total	7.596	100
Consumption Summary		
Component	*Consumption* (kWh/yr)	*Percent*
AC Primary Load	2.997	40,6
DC Primary Load	0	0
Deferrable Load	0	0
Grid Sales	4.387	59,4
Total	7.384	100

Dari Tabel 4.4 di atas diketahui bahwa produksi listrik terbesar berasal dari PV yaitu senilai 7.029 kWh/yr atau 92,5% dari total produksi sistem. Diketahui pula bahwa produksi daya terakhir berasal dari pembelian ke *grid* sebesar 567 kWh/yr atau sebesar 7,46%, sehingga didapati total produksi sistem sebesar 7.596 kWh/yr dan *renewable fraction* sebesar 92,5%. Terkait dengan

konsumsi energi, diketahui bahwa sebesar 2.997 kWh/yr atau senilai 40,6% berasal dari beban primer AC, dan ekspor energi ke *grid* sebesar 4.387 kWh/yr atau sebesar 59,4% dari total konsumsi energi. Jika dilakukan perbandingan nilai konsumsi energi antara sektor inverter I dengan sektor inverter II, didapati bahwa ekspor energi pada sektor inverter II tercatat lebih besar dibanding sektor Inverter I. Hal ini dikarenakan beban yang terhubung pada sistem *hybrid* PV-*fuel cell on-grid* lebih besar dibanding beban yang terhubung dengan sistem *hybrid* PV *on-grid*.

Berikutnya, hasil simulasi dalam bidang ekonomis pada sektor inverter II dapat dilihat pada Tabel 4.5 sebagai berikut:

Tabel 4.5 Hasil optimisasi HOMER: *net present cost* sektor inverter II

Komponen	***Cost* (Rp)**				
	Capital	**O&M**	***Replacement***	***Salvage***	**Total**
Canadian Solar:CS6P-260P	74.800.000	31.600.000	0	0	106.000.000
Grid	0	-76.900.000	0	0	-76.900.000
Luminous Home UPS 7.5 kVA Cruze	10.400.000	4.370.000	7.930.000	-5.560.000	17.100.000
Luminous Battery RC18000 150Ah	7.730.000	3.260.000	26.200.000	0	37.200.000
Sistem	92.900.000	-37.700.000	34.100.000	-5.560.000	83.900.000
***Total annualized cost* (TAC)**					3.980.000
Cost of energy (CoE)					539 /kWh

Berdasarkan Tabel 4.5 di atas, dapat diketahui bahwa NPC sistem adalah sebesar Rp 83.900.000. Adapun TAC bernilai Rp 3.980.000 yang perolehannya dapat dihitung dengan persamaan 2.1 dan 2.2. CoE sebagai parameter yang diamati bernilai Rp 539 /kWh dengan perolehan yang dapat dihitung dengan persamaan 2.8.

4.2 Analisis Kelistrikan dan Ekonomis Berdasarkan Perhitungan

Pada bagian ini dilakukan analisis kelistrikan berupa perhitungan total energi tahunan yang digunakan untuk melayani beban ($N_{NNN,NNNNNN}$) dan analisis ekonomis berupa perhitungan NPC pada masing-masing sektor. Total energi tahunan yang digunakan untuk melayani beban diperoleh melalui pengolahan data aktual dan data sekunder. Adapun perhitungan NPC dilakukan dengan menggunakan persamaan 2.4. Setelah $N_{NNN,NNNNNN}$ dan NPC didapatkan, maka berikutnya dapat dilakukan perhitungan CoE pada masing-masing sektor menggunakan persamaan 2.1 hingga 2.9.

4.2.1 Sektor Inverter I: Sistem *Hybrid* PV-*Fuel Cell On-Grid*

Tabel 4.6 berikut ini menyajikan data produksi energi sektor inverter I berdasarkan pengolahan data aktual dan data sekunder, yaitu sebagai berikut:

Tabel 4.6 Produksi energi sektor inverter I

Component	***Production* (kWh/yr)**	***Percentage of The Production***
Canadian Solar:CS6P-260P	4.611,7	64,89%
ElectraGenTM H2-I	39,45	0,55%
Grid Sales	2.456,5496	34,56%
Total	7.107,7	100%

Dari Tabel 4.6 di atas dapat diketahui bahwa sebesar 4.611,7 kWh/yr atau 64,89% energi listrik yang melayani beban diproduksi oleh PV, data ini diperoleh dari *Solax Portal*. Adapun sebesar 2.456,5496 kWh/yr atau 34,56% merupakan ekspor energi ke *grid*, data ini diperoleh dari situs *Solax Portal* yang telah diolah. Sisanya senilai 39,45 kWh/yr atau 0,55% berasal dari produksi *fuel cell* yang diperoleh dari pengolahan data sekunder. Dengan demikian, didapatkan total konsumsi daya seluruhnya adalah 7.107,7 kWh/yr.

Terkait dengan NPC, pada Tabel 4.7 di bawah ini telah tersaji data perhitungan NPC yang diperoleh, yaitu sebagai berikut:

Tabel 4.7 Hasil perhitungan: *net present cost* sektor inverter I

Komponen	***Cost* (Rp)**				
	Capital	**O&M**	***Replacement***	***Salvage***	**Total**
Canadian Solar:CS6P-260P	74.485.313	31.577.887	0	0	106.423.200
ElectraGen H2-1	21.384.375	7.638.848	0	-3.153.203	25.870.020
Electrolyzer	7.181.750	1.503.704	5.872.015	-1.711.474	12.845.994
Grid	0	-22.326.883	0	0	-22.326.883
Hydrogen Tank	15.840.000	111.383.909	0	0	127.223.909
Luminous Home UPS 10 kVA Cruze	14.181.576	32.418.413	10.842.605	-7.604.089	49.838.505
Luminous Battery Inverlast ILTT24060 180Ah	10.421.664	4.397.196	35.346.762	0	50.165.622
Sistem	143.494.678	166.593.074	52.061.382	-12.468.766	350.040.367

Dari Tabel 4.7 di atas dapat diketahui bahwa besarnya NPC sistem pada sektor I yang diperoleh melalui perhitungan adalah Rp 350.040.367 dengan nominal biaya O&M *grid* pada tabel di atas diketahui bernilai negatif, hal ini karena ekspor energi lebih dominan dibanding impor energi. Adapun perolehannya didapatkan melalui pengolahan data dari situs *Solax Portal*. Setelah NPC diperoleh, maka perhitungan TAC dapat dilakukan. Namun, terlebih dahulu dilakukan perhitungan CRF dan *real discount rate* (*i*).

Nominal discount rate (*i'*) yang digunakan untuk menghitung *real discount rate* (*i*) adalah 5%, sesuai dengan BI 7-Day Repo Rate pada tanggal 19 Desember 2019. Adapun *expected*

inflation rate (*f)* yang digunakan adalah 3,6% sesuai dengan *inflation target* BI pada tahun 2019. *Real discount rate* (*i*) dihitung dengan persamaan 2.3 sebagai berikut:

$$i = \frac{(i' - f)}{(1+f)} \tag{2.3}$$

$$i = \frac{(5\% - 3{,}6\%)}{(1 + 3{,}6\%)}$$

$$= 0{,}0135 \approx 1{,}35\%$$

Dengan diperolehnya *real discount rate* sebesar 1,35%, maka dilanjutkan dengan menghitung CRF dan TAC sebagai berikut:

$$\text{CRF}(i,N) = \frac{i(1+i)^N}{(1+i)^N - 1} \tag{2.2}$$

$$\text{CRF}(1{,}35\%, 25) = \frac{1{,}35\%\ (1+1{,}35\%)^{25}}{(1+1{,}35\%)^{25} - 1}$$

$$= 0{,}047$$

$$\text{TAC} = \text{CRF}(i, Rproj) \cdot C_{NPC,tot} \tag{2.1}$$

$$= 0{,}047 \cdot \text{Rp}350.040.367$$

$$= \text{Rp}\ 16.451.897$$

Melalui perhitungan di atas, maka diperoleh TAC sektor inverter I sebesar Rp 16.451.897. Adapun besarnya CoE dapat dihitung menggunakan persamaan 2.8 sebagai berikut:

$$\text{CoE} = \frac{NNN}{N_{NNN,NNNNNN}} \tag{2.8}$$

$$= \frac{\text{Rp}\ 16.451.897}{7107{,}7\ \text{kWh}}$$

$$= \text{Rp}\ 2.315\ /\text{kWh}$$

Dengan demikian, maka diperoleh biaya pembangkitan per kWh atau CoE pada sistem *hybrid* PV-*fuel cell on-grid* sebesar Rp 2.315 /kWh.

4.2.2 Sektor Inverter II: Sistem *Hybrid* PV *On-Grid*

Di bawah ini telah disajikan data produksi energi sektor inverter II yang diperoleh berdasarkan pengolahan data aktual dan data sekunder, yaitu sebagai berikut:

Tabel 4.8 Produksi daya sektor inverter II

Component	***Production* (kWh/yr)**	**Percent**
Canadian Solar:CS6P-260P	4.744,3	47,82%
Grid Sales	5.177,621	52,18%
Total	9.921,921	100%

Berdasarkan Tabel 4.8 di atas dapat diketahui bahwa energi sebesar 4.744,3 kWh/yr yang melayani beban berasal dari produksi PV. Adapun *grid sales* atau ekspor energi ke *grid* adalah sebesar 5.177,621 kWh/yr. Terkait dengan nilai ekonomis, pada Tabel 4.9 berikut telah tersaji NPC pada sistem *hybrid* PV *on-grid* yang diperoleh:

Tabel 4.9 Hasil perhitungan: *net present cost* sektor inverter II

Komponen	***Cost* (Rp)**				
	Capital	**O&M**	***Replacement***	***Salvage***	**Total**
Canadian Solar:CS6P-260P	74.485.313	31.577.907	0	0	106.423.220
Grid	0	-97.402.423	0	0	-97.402.423
Luminous Home UPS 7.5 kVA Cruze	10.368.781	4.374.687	7.821.810	-5.559.688	17.005.591
Luminous Battery RC18000 150Ah	7.729.486	3.261.144	26.215.804	0	37.206.434
Sistem	92.583.580	-58.188.685	34.037.614	-5.559.688	63.232.822

Dari Tabel 4.9 di atas dapat diketahui bahwa biaya O&M *grid* yang dikeluarkan pada sektor inverter II lebih besar dibanding sektor inverter I, hal ini dikarenakan beban yang terhubung pada sektor inverter II lebih kecil sehingga nominal penghematan yang didapatkan lebih besar dibanding sektor inverter I. Adapun hasil akhir NPC sistem yang diperoleh adalah sebesar Rp 63.232.822. Dengan nilai CRF yang sama seperti pada sektor inverter I, maka dapat dilanjutkan perhitungan TAC dan CoE sebagai berikut:

$$\text{TAC} = \text{CRF}(i,Rproj) \cdot C_{NPC,tot} \quad (2.1)$$

$$= 0{,}047 \cdot \text{Rp}63.232.822$$

$$= \text{Rp } 2.971.942{,}634$$

$$\text{CoE} = \frac{NNN}{N_{NNN,NNNNNN}} \quad (2.8)$$

$$= \frac{\text{Rp } 2.971.942{,}634}{9.921{,}921 \text{ kWh}}$$

$$= \text{Rp } 299{,}53 \text{ /kWh}$$

Berdasarkan pada perhitungan di atas, maka pada sistem *hybrid* PV *on-grid* diperoleh CoE sebesar Rp 299.53 /kWh.

4.3 Perbandingan Rata-rata CoE antara Metode Perhitungan dan Simulasi HOMER

Dengan CoE yang telah didapatkan pada masing-masing metode, berikutnya dilakukan perhitungan nilai rata-rata CoE. Di bawah ini telah tersaji data nilai rata-rata CoE dari kedua metode yang diuji:

Tabel 4.10 Rata-rata CoE berdasarkan simulasi HOMER

Sistem	***Cost of Energy (CoE)***
Sistem *Hybrid* PV-FC *On-Grid*	Rp 1.906,39 /kWh
Sistem *Hybrid* PV *On-Grid*	Rp 539 /kWh
Rata-rata CoE	Rp 1.222,69 /kWh

Tabel 4.11 Rata-rata CoE berdasarkan perhitungan

Sistem	***Cost of Energy (CoE)***
Sistem *Hybrid* PV-FC *On-Grid*	Rp 2.315 /kWh
Sistem *Hybrid* PV *On-Grid*	Rp 299,53 /kWh
Rata-rata CoE	Rp 1.307,26 /kWh

Tabel 4.10 di atas menunjukkan nilai rata-rata CoE dari kedua sistem yang diperoleh melalui simulasi HOMER, yaitu senilai Rp 1.222,69 /kWh. Adapun Tabel 4.11 berisi informasi nilai rata-rata CoE dari kedua sistem yang diperoleh melalui perhitungan dengan hasil sebesar Rp 1.307,26 /kWh. Kedua nilai tersebut menunjukkan bahwa penerapan dari *hybrid renewable energy system* (HRES) di FTI UII memiliki CoE yang lebih rendah dari tarif pemakaian PLN yang berkisar Rp 1.467,28 /kWh.

Berdasarkan kedua tabel di atas, maka diperoleh *range* rata-rata CoE dari kedua sistem *hybrid* yaitu sebesar Rp 1.222,69 /kWh hingga Rp 1.307,26 /kWh dengan selisih sebesar Rp 84,57. Selisih rata-rata CoE dari kedua metode terjadi karena beberapa faktor. Dari sisi nilai ekonomis, nominal biaya komponen pada metode simulasi HOMER telah melalui pembulatan. Sedangkan nominal biaya komponen pada metode perhitungan tidak melalui pembulatan. Selain itu, juga didapati selisih pada komponen biaya operasional *grid*–yang bernilai minus karena merupakan keuntungan dari ekspor energi–di masing-masing metode. Selisih tersebut terjadi karena PV memproduksi energi berlebih sehingga ekspor energi dapat dilakukan dengan nominal yang lebih besar. Hal ini dapat terjadi karena produksi PV bergantung pada intensitas radiasi sinar matahari yang diterima [15].

Berikutnya dari sisi kelistrikan, didapati bahwa parameter total energi tahunan yang digunakan untuk melayani beban ($N_{NNN,NNNNNN}$) pada masing-masing metode berbeda. Dapat dilihat pada Tabel 4.1 dan 4.4, bahwa metode simulasi HOMER menggunakan data AC *primary load served* dan *grid sales. AC primary load served* merupakan total energi yang digunakan untuk melayani beban AC dalam setahun, data ini merupakan hasil kalkulasi HOMER terhadap data beban dari *Solax Portal* yang dimasukkan ke dalam simulasi. Adapun data *grid sales* berasal dari kalkulasi HOMER terhadap transaksi ekspor energi sistem. Berbeda dengan metode simulasi HOMER, dapat dilihat pada pada Tabel 4.6 dan 4.8 bahwa metode perhitungan menggunakan produksi energi tahunan dari masing-masing komponen serta *grid sales.* Dimana produksi energi PV dan *grid sales* diperoleh dari pengolahan data aktual *Solax Portal*, adapun produksi *fuel cell* diperoleh dari pengolahan data sekunder.

Dengan demikian, maka telah diketahui faktor-faktor apa saja yang menyebabkan selisih nilai rata-rata CoE antara simulasi dengan perangkat lunak HOMER dan perhitungan manual. Hal ini memberikan informasi kepada publik yang terbiasa dengan simulasi *software* yang hasilnya cenderung ideal, bahwa data-data di lapangan tidak selalu sama dengan yang didapat pada simulasi. Yang mana hal ini dapat berpengaruh terhadap lebih tinggi atau lebih rendahnya CoE di lapangan.

BAB 5
KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Berdasarkan analisis perbandingan CoE pada sistem *hybrid* di FTI UII yang telah dilakukan, maka dapat ditarik kesimpulan sebagai berikut:

1. Berdasarkan metode simulasi HOMER dan perhitungan, *fuel cell* kurang efektif dan kurang ekonomis sebagai pembangkit dalam sistem *hybrid* PV-*fuel cell on-grid*. Hal ini berdasarkan pada persentase produksi listrik *fuel cell* yang terendah setiap tahunnya dan biaya bahan bakarnya yang sangat tinggi dan kurang ekonomis. Mengingat bahan bakar utamanya yaitu *hydrogen tank* yang berbayar serta membutuhkan pengisian ulang, dan hidrogen hasil dari elektrolisis pun jumlah produksinya sangat terbatas karena bergantung pada sisa ekspor energi serta produksi PV yang tidak menentu.
2. Berdasarkan metode simulasi HOMER diperoleh CoE pada sistem *hybrid* PV-*fuel cell on-grid* sebesar Rp 1.906,39 /kWh, dan pada sistem *hybrid* PV *on-grid* diperoleh sebesar Rp 539 /kWh. Sehingga diperoleh rata-rata CoE sebesar Rp 1.222,69 /kWh. Sedangkan berdasarkan metode perhitungan manual diperoleh CoE pada sistem *hybrid* PV-*fuel cell on-grid* sebesar Rp 2.315 /kWh , dan pada sistem *hybrid* PV *on-grid* diperoleh sebesar Rp 299,53 /kWh. Sehingga rata-rata CoE yang diperoleh adalah Rp 1.307,26 /kWh.
3. Berdasarkan kedua metode yang telah dilakukan, maka penerapan sistem *hybrid* PV-*fuel cell on-grid* dan sistem *hybrid* PV *on-grid* memiliki *range* rata-rata CoE sebesar Rp 1.222,69 /kWh hingga Rp 1.307,26 /kWh. *Range* tersebut menunjukkan bahwa terdapat faktor-faktor yang menyebabkan CoE di lapangan dapat lebih besar dari yang diperoleh pada simulasi HOMER, sehingga CoE yang didapat tidak selalu tepat seperti yang didapat dalam simulasi, melainkan dapat dinyatakan dalam *range* nilai.

5.2 Saran

Untuk penelitian terkait *fuel cell* yang akan datang, sebaiknya dilakukan pengambilan data konsumsi hidrogen pada *fuel cell* secara *real time* guna mengetahui *slope* dan *intercept* darikurva konsumsi hidrogen.

DAFTAR PUSTAKA

[1] D. Arinaldo and J. C. Adiatma, "Dinamika Batu Bara Indonesia : Menuju Transisi Energi yang Adil," Jakarta, 2019.

[2] I. R. Aulia, "Analisis Penerapan Net Metering pada Pembangkit Hybrid di Fakultas Teknologi Industri UII," Universitas Islam Indonesia, 2019.

[3] C. Ghenai, T. Salameh, and A. Merabet, "Technico-Economic Analysis of Off Grid Solar PV / Fuel cell Energy System for Residential Community in Desert Region," *International Journal of Hydrogen Energy*, pp. 1–11, 2018.

[4] A. Singh, P. Baredar, and B. Gupta, "Techno-Economic Feasibility Analysis of Hydrogen Fuel Cell and Solar Photovoltaic Hybrid Renewable Energy System for Academic Research Building," *Energy Conversion and Management*, vol. 145, pp. 398–414, 2017.

[5] A. Setiawan, "Studi Aplikasi Sistem Energi Surya Fotovoltaik Hibrid Tanpa Sinkronisasi di Ponpes Mahfilud Duror," *elektronik Jurnal Arus Elektro Indonesia (eJAEI)*.

[6] A. Budiman, A. Supardi, and M. Rohman, "Perancangan Solar Home System Menggunakan Homer," *Simposium Nasional RAPI XI FT UMS*, 2012.

[7] O. A. Rosyid and M. A. M. Oktaufik, "Infrastruktur Hidrogen untuk Aplikasi Fuel Cell dalam Era Ekonomi Hidrogen," pp. 1–14.

[8] M. Farooque and H. C. Maru, "Fuel Cells-The Clean and Efficient Power Generators," 2001, pp. 1819–1829.

[9] D. D. Kuncoro, "Simulation of Proton Exchange Membrane Fuel Cell (PEMFC) As Residential Electrical Power Generation," University of Indonesia, 2008.

[10] H. Gregor, *Fuel Cell Technology Handbook*. CRC Press, 2003.

[11] H. Asy'ari, Jatmiko, and Angga, "Intensitas Cahaya Matahari Terhadap Daya Keluaran Panel Sel Surya," 2013.

[12] S. G. Ramadhan and C. Rangkuti, "Perencanaan Pembangkit Listrik Tenaga Surya Di Atap Gedung Harry Hartanto Universitas Trisak," *Seminar Nasional Cendekiawan 2016*, 2016.

[13] O. H. Mohammed *et al.*, "Optimal Design of a PV/Fuel Cell Hybrid Power System for the City of Brest in France," *IEEE ICGE 2014*, pp. 119–123, 2014.

[14] J. Martinez-Velasco, Juan A. Martin-Arnedo, "Handbook of Renewable Energy Technology," in *Handbook of Renewable Energy Technology*, World Scientific, pp. 519–561.

[15] D. L. Pangestuningtyas, "Analisis Pengaruh Sudut Kemiringan Panel Surya terhadap Radiasi Matahari yang Diterima oleh Panel Surya Tipe Larik Tetap," Universitas Diponegoro Semarang.

LAMPIRAN

Lampiran 1 – Data *Generation Power* dan *Exported Power* pada Januari 2019 (*Weekday)*

Beban Januari Weekday 2019							
Jam	Inverter I		Inverter II		Beban Inverter 1	Beban Inverter 2	Total Beban
	Generation Power	Exported Power	Generation Power	Exported Power			
00:00	0,07	-0,15	0,00	-0,03	0,22	0,03	0,25
01:00	0,06	-0,15	0,00	-0,03	0,21	0,03	0,24
02:00	0,07	-0,14	0,00	-0,03	0,21	0,03	0,24
03:00	0,07	-0,14	0,00	-0,03	0,21	0,03	0,24
04:00	0,07	-0,07	0,00	-0,03	0,14	0,03	0,17
05:00	0,07	-0,13	0,01	-0,03	0,20	0,03	0,23
06:00	0,14	-0,23	0,08	-0,03	0,37	0,10	0,48
07:00	0,54	-0,33	0,71	-0,01	0,87	0,71	1,59
08:00	1,11	-0,13	1,40	0,00	1,24	1,40	2,65
09:00	1,44	-0,11	1,83	-0,03	1,56	1,86	3,42
10:00	1,74	-0,16	2,34	-0,15	1,90	2,49	4,38
11:00	1,74	-0,14	2,30	0,00	1,88	2,30	4,19
12:00	1,55	-0,99	2,31	0,00	2,55	2,31	4,86
13:00	1,85	-0,32	1,98	-0,02	2,16	2,01	4,17
14:00	1,27	-0,40	1,28	0,47	1,67	0,82	2,49
15:00	1,22	-0,39	0,74	-0,06	1,62	0,79	2,41
16:00	0,73	-0,27	0,29	-0,05	1,00	0,34	1,34
17:00	0,31	-0,22	0,05	-0,03	0,53	0,08	0,61
18:00	0,17	-0,19	0,02	-0,03	0,36	0,05	0,41
19:00	0,13	-0,17	0,01	-0,03	0,30	0,04	0,34
20:00	0,09	-0,12	0,00	-0,03	0,21	0,03	0,24
21:00	0,08	-0,15	0,00	-0,03	0,23	0,03	0,26
22:00	0,09	-0,15	0,00	-0,03	0,23	0,03	0,27
23:00	0,09	-0,16	0,00	-0,03	0,24	0,04	0,28

Lampiran 2 – Data *Generation Power* dan *Exported Power* pada Februari 2019 (*Weekday)*

Beban Februari Weekday 2019							
Jam	Inverter I		Inverter II		Beban Inverter 1	Beban Inverter 2	Total Beban
	Generation Power	Exported Power	Generation Power	Exported Power			
00:00	0,00	-0,04	0,00	-0,03	0,04	0,03	0,06
01:00	0,00	-0,04	0,00	-0,02	0,04	0,02	0,06
02:00	0,00	-0,04	0,00	-0,02	0,04	0,02	0,06
03:00	0,00	-0,04	0,00	-0,02	0,04	0,02	0,06
04:00	0,00	-0,04	0,00	-0,02	0,04	0,02	0,06
05:00	0,00	-0,04	0,00	-0,02	0,04	0,02	0,06
06:00	0,00	-0,03	0,00	-0,02	0,03	0,03	0,06
07:00	0,02	-0,03	0,03	-0,03	0,05	0,06	0,11
08:00	0,36	-0,03	0,54	-0,02	0,39	0,56	0,95
09:00	0,98	-0,03	1,09	-0,02	1,02	1,11	2,12
10:00	1,62	-0,04	1,71	-0,03	1,66	1,74	3,40
11:00	2,09	-0,03	2,21	-0,04	2,13	2,24	4,37
12:00	2,24	-0,02	2,46	-0,04	2,26	2,50	4,76
13:00	2,05	-0,03	2,22	-0,03	2,08	2,25	4,33
14:00	1,86	-0,03	1,80	-0,03	1,89	1,83	3,72
15:00	1,27	-0,03	1,19	-0,03	1,30	1,23	2,53
16:00	0,68	-0,03	0,60	-0,04	0,72	0,63	1,35
17:00	0,40	-0,04	0,35	-0,05	0,43	0,40	0,83
18:00	0,11	-0,03	0,09	-0,03	0,15	0,12	0,27
19:00	0,03	-0,04	0,00	-0,03	0,06	0,03	0,09
20:00	0,03	-0,04	0,00	-0,03	0,06	0,03	0,09
21:00	0,02	-0,04	0,00	-0,03	0,06	0,03	0,08
22:00	0,00	-0,04	0,00	-0,03	0,04	0,03	0,07
23:00	0,00	-0,04	0,00	-0,02	0,04	0,02	0,06

Lampiran 3 – Data *Generation Power* dan *Exported Power* pada Maret 2019 (*Weekday)*

Beban Maret Weekday 2019							
Jam	Inverter I		Inverter II		Beban Inverter I	Beban Inverter 2	Total Beban
	Generation Power	Exported Power	Generation Power	Exported Power			
00:00	0,01	-0,06	0,01	-0,02	0,07	0,03	0,10
01:00	0,00	-0,06	0,00	-0,02	0,06	0,02	0,08
02:00	0,00	-0,06	0,00	-0,02	0,06	0,02	0,08
03:00	0,00	-0,06	0,00	-0,02	0,06	0,02	0,08
04:00	0,00	-0,06	0,00	-0,02	0,06	0,02	0,08
05:00	0,00	-0,06	0,00	-0,02	0,06	0,02	0,08
06:00	0,01	-0,03	0,00	-0,03	0,04	0,03	0,06
07:00	0,03	-0,44	0,01	-0,03	0,47	0,04	0,51
08:00	0,72	-0,68	0,67	-0,03	1,40	0,71	2,11
09:00	1,15	-0,33	1,00	-0,03	1,49	1,03	2,51
10:00	1,28	-0,56	0,97	-0,03	1,84	1,00	2,84
11:00	1,72	-0,21	1,55	-0,03	1,93	1,59	3,52
12:00	1,46	-0,05	1,90	-0,04	1,51	1,94	3,45
13:00	0,07	-0,22	1,84	-0,04	0,30	1,88	2,18
14:00	1,86	-0,32	1,78	-0,04	2,18	1,81	3,99
15:00	0,10	-0,23	1,11	-0,02	0,33	1,13	1,47
16:00	0,56	-0,40	0,62	-0,04	0,96	0,66	1,62
17:00	0,60	-0,27	0,58	-0,04	0,88	0,62	1,50
18:00	0,23	-0,10	0,23	-0,02	0,33	0,25	0,57
19:00	0,01	-0,10	0,01	-0,02	0,11	0,03	0,14
20:00	0,02	-0,11	0,00	-0,02	0,12	0,02	0,14
21:00	0,00	-0,10	0,01	-0,02	0,10	0,03	0,14
22:00	0,05	-0,09	0,01	-0,02	0,14	0,03	0,18
23:00	0,00	-0,06	0,00	-0,02	0,06	0,02	0,08

Lampiran 4 – Data *Generation Power* dan *Exported Power* pada April 2019 (*Weekday)*

Beban April Weekday 2019							
Jam	Inverter I		Inverter II		Beban Inverter I	Beban Inverter 2	Total Beban
	Generation Power	Exported Power	Generation Power	Exported Power			
00:00	0,01	-0,06	0,00	-0,02	0,07	0,02	0,10
01:00	0,01	-0,06	0,00	-0,02	0,07	0,02	0,09
02:00	0,01	-0,06	0,00	-0,02	0,07	0,02	0,09
03:00	0,01	-0,06	0,00	-0,02	0,06	0,02	0,09
04:00	0,01	-0,05	0,00	-0,02	0,06	0,02	0,08
05:00	0,02	-0,05	0,00	-0,02	0,07	0,03	0,10
06:00	0,05	-0,04	0,05	0,00	0,10	0,05	0,15
07:00	0,55	-0,13	0,50	0,09	0,68	0,42	1,10
08:00	1,14	-0,24	1,01	0,24	1,38	0,77	2,15
09:00	1,49	-0,13	1,33	0,43	1,62	0,90	2,52
10:00	1,79	-0,09	1,77	0,66	1,88	1,11	2,99
11:00	1,85	0,15	2,00	0,92	1,69	1,08	2,78
12:00	1,46	0,41	2,09	1,21	1,05	0,88	1,93
13:00	1,80	0,24	2,05	0,79	1,56	1,26	2,82
14:00	1,69	0,15	1,69	0,77	1,54	0,92	2,47
15:00	1,05	0,14	1,14	0,62	0,90	0,52	1,43
16:00	0,77	-0,10	0,64	0,15	0,86	0,49	1,36
17:00	0,31	-0,13	0,20	-0,03	0,44	0,23	0,67
18:00	0,09	-0,08	0,05	-0,03	0,17	0,07	0,24
19:00	0,24	-0,09	0,02	-0,01	0,33	0,02	0,35
20:00	0,05	-0,09	0,02	-0,02	0,14	0,04	0,18
21:00	0,03	-0,07	0,01	-0,02	0,10	0,03	0,13
22:00	0,02	-0,07	0,00	-0,02	0,08	0,02	0,11
23:00	0,01	-0,06	0,00	-0,02	0,07	0,02	0,10

Lampiran 5 – Data *Generation Power* dan *Exported Power* pada Mei 2019 (*Weekday)*

Beban Mei Weekday 2019							
Jam	Inverter I		Inverter II		Beban Inverter I	Beban Inverter 2	Total Beban
	Generation Power	Exported Power	Generation Power	Exported Power			
00:00	0,01	-0,06	0,00	-0,02	0,07	0,02	0,10
01:00	0,01	-0,06	0,00	-0,02	0,07	0,02	0,09
02:00	0,01	-0,06	0,00	-0,02	0,07	0,02	0,09
03:00	0,01	-0,06	0,00	-0,02	0,06	0,02	0,09
04:00	0,01	-0,05	0,00	-0,02	0,06	0,02	0,08
05:00	0,02	-0,05	0,00	-0,02	0,07	0,03	0,10
06:00	0,05	-0,04	0,05	0,00	0,10	0,05	0,15
07:00	0,55	-0,13	0,50	0,09	0,68	0,42	1,10
08:00	1,14	-0,24	1,01	0,24	1,38	0,77	2,15
09:00	1,49	-0,13	1,33	0,43	1,62	0,90	2,52
10:00	1,79	-0,09	1,77	0,66	1,88	1,11	2,99
11:00	1,85	0,15	2,00	0,92	1,69	1,08	2,78
12:00	1,46	0,41	2,09	1,21	1,05	0,88	1,93
13:00	1,80	0,24	2,05	0,79	1,56	1,26	2,82
14:00	1,69	0,15	1,69	0,77	1,54	0,92	2,47
15:00	1,05	0,14	1,14	0,62	0,90	0,52	1,43
16:00	0,77	-0,10	0,64	0,15	0,86	0,49	1,36
17:00	0,31	-0,13	0,20	-0,03	0,44	0,23	0,67
18:00	0,09	-0,08	0,05	-0,03	0,17	0,07	0,24
19:00	0,24	-0,09	0,02	-0,01	0,33	0,02	0,35
20:00	0,05	-0,09	0,02	-0,02	0,14	0,04	0,18
21:00	0,03	-0,07	0,01	-0,02	0,10	0,03	0,13
22:00	0,02	-0,07	0,00	-0,02	0,08	0,02	0,11
23:00	0,01	-0,06	0,00	-0,02	0,07	0,02	0,10

Lampiran 6 – Data *Generation Power* dan *Exported Power* pada Juni 2019 (*Weekday)*

Beban Juni Weekday 2019							
Jam	Inverter I		Inverter II		Beban Inverter I	Beban Inverter 2	Total Beban
	Generation Power	Exported Power	Generation Power	Exported Power			
00:00	0,01	-0,06	0,00	-0,02	0,07	0,02	0,10
01:00	0,01	-0,06	0,00	-0,02	0,07	0,02	0,09
02:00	0,01	-0,06	0,00	-0,02	0,07	0,02	0,09
03:00	0,01	-0,06	0,00	-0,02	0,06	0,02	0,09
04:00	0,01	-0,05	0,00	-0,02	0,06	0,02	0,08
05:00	0,02	-0,05	0,00	-0,02	0,07	0,03	0,10
06:00	0,05	-0,04	0,05	0,00	0,10	0,05	0,15
07:00	0,55	-0,13	0,50	0,09	0,68	0,42	1,10
08:00	1,14	-0,24	1,01	0,24	1,38	0,77	2,15
09:00	1,49	-0,13	1,33	0,43	1,62	0,90	2,52
10:00	1,79	-0,09	1,77	0,66	1,88	1,11	2,99
11:00	1,85	0,15	2,00	0,92	1,69	1,08	2,78
12:00	1,46	0,41	2,09	1,21	1,05	0,88	1,93
13:00	1,80	0,24	2,05	0,79	1,56	1,26	2,82
14:00	1,69	0,15	1,69	0,77	1,54	0,92	2,47
15:00	1,05	0,14	1,14	0,62	0,90	0,52	1,43
16:00	0,77	-0,10	0,64	0,15	0,86	0,49	1,36
17:00	0,31	-0,13	0,20	-0,03	0,44	0,23	0,67
18:00	0,09	-0,08	0,05	-0,03	0,17	0,07	0,24
19:00	0,24	-0,09	0,02	-0,01	0,33	0,02	0,35
20:00	0,05	-0,09	0,02	-0,02	0,14	0,04	0,18
21:00	0,03	-0,07	0,01	-0,02	0,10	0,03	0,13
22:00	0,02	-0,07	0,00	-0,02	0,08	0,02	0,11
23:00	0,01	-0,06	0,00	-0,02	0,07	0,02	0,10

Lampiran 7 – Data *Generation Power* dan *Exported Power* pada Juli 2019 (*Weekday)*

Beban Juli Weekday 2019							
Jam	Inverter I		Inverter II		Beban Inverter I	Beban Inverter II	Total Beban
	Generation Power	Exported Power	Generation Power	Exported Power			
00:00	0,01	-0,05	0,01	-0,02	0,06	0,03	0,09
01:00	0,00	-0,05	0,00	-0,02	0,05	0,02	0,07
02:00	0,00	-0,05	0,00	-0,02	0,05	0,02	0,07
03:00	0,00	-0,05	0,00	-0,02	0,05	0,02	0,07
04:00	0,00	-0,05	0,00	-0,02	0,05	0,02	0,07
05:00	0,00	-0,05	0,00	-0,02	0,05	0,02	0,07
06:00	0,02	-0,03	0,01	-0,03	0,06	0,04	0,09
07:00	0,27	-0,23	0,23	0,01	0,50	0,23	0,73
08:00	0,87	-0,73	0,56	0,19	1,60	0,37	1,97
09:00	1,08	-0,72	0,67	0,29	1,80	0,37	2,17
10:00	1,24	-0,64	0,93	0,51	1,88	0,42	2,30
11:00	1,11	-0,38	0,99	0,66	1,49	0,32	1,82
12:00	0,49	0,01	1,05	0,92	0,47	0,13	0,61
13:00	1,10	-0,05	1,29	0,85	1,15	0,44	1,60
14:00	0,94	-0,15	1,09	0,69	1,09	0,39	1,48
15:00	0,53	-0,12	0,66	0,47	0,65	0,19	0,85
16:00	0,40	-0,24	0,37	0,14	0,64	0,23	0,87
17:00	0,08	-0,15	0,09	-0,03	0,23	0,13	0,36
18:00	0,04	-0,06	0,00	-0,02	0,10	0,02	0,12
19:00	0,03	-0,07	0,00	-0,02	0,10	0,02	0,13
20:00	0,00	-0,07	0,00	-0,02	0,07	0,02	0,09
21:00	0,00	-0,06	0,00	-0,02	0,06	0,02	0,08
22:00	0,01	-0,07	0,00	-0,02	0,07	0,03	0,10
23:00	0,00	-0,05	0,00	-0,02	0,05	0,02	0,07

Lampiran 8 – Data *Generation Power* dan *Exported Power* pada Agustus 2019 (*Weekday)*

Beban Agustus Weekday 2019							
Jam	Inverter I		Inverter II		Beban Inverter I	Beban Inverter II	Total Beban
	Generation Power	Exported Power	Generation Power	Exported Power			
00:00	0,01693	-0,0489	0,01	-0,02	0,07	0,03	0,09
01:00	0	-0,0451	0,00	-0,02	0,05	0,02	0,07
02:00	0,00	-0,04	0,00	-0,02	0,04	0,02	0,07
03:00	0,00	-0,05	0,00	-0,02	0,05	0,02	0,07
04:00	0,00	-0,04	0,00	-0,02	0,04	0,02	0,07
05:00	0,00	-0,04	0,00	-0,02	0,05	0,02	0,07
06:00	0,03	-0,03	0,01	-0,03	0,06	0,03	0,09
07:00	0,14	0,02	0,17	0,14	0,12	0,03	0,15
08:00	0,91	0,00	0,48	0,36	0,91	0,12	1,03
09:00	1,25	0,00	0,77	0,65	1,25	0,12	1,37
10:00	1,24	0,15	1,18	1,03	1,09	0,15	1,23
11:00	1,20	0,29	1,52	1,41	0,90	0,11	1,01
12:00	1,19	0,80	1,70	1,67	0,39	0,03	0,42
13:00	1,41	0,81	1,59	1,40	0,60	0,19	0,78
14:00	1,42	0,81	1,51	1,34	0,61	0,17	0,78
15:00	1,07	0,70	1,08	1,02	0,37	0,07	0,44
16:00	0,52	0,18	0,58	0,44	0,33	0,13	0,47
17:00	0,07	-0,06	0,04	-0,01	0,13	0,05	0,18
18:00	0,02	-0,04	0,00	-0,02	0,06	0,02	0,08
19:00	0,04	-0,05	0,02	-0,02	0,08	0,04	0,12
20:00	0,05	-0,04	0,03	-0,02	0,09	0,05	0,14
21:00	0,00	-0,04	0,00	-0,02	0,05	0,02	0,07
22:00	0,00	-0,05	0,00	-0,02	0,05	0,02	0,07
23:00	0,00	-0,05	0,00	-0,02	0,05	0,02	0,07

Lampiran 9 – Data *Generation Power* dan *Exported Power* pada September 2019 (*Weekday)*

Beban September Weekday 2019							
Jam	Inverter I		Inverter II		Beban Inverter I	Beban Inverter II	Total Beban
	Generation Power	Exported Power	Generation Power	Exported Power			
00:00	0,00	-0,05	0,00	-0,02	0,05	0,02	0,07
01:00	0,00	-0,05	0,00	-0,02	0,05	0,02	0,07
02:00	0,00	-0,05	0,00	-0,02	0,05	0,02	0,07
03:00	0,00	-0,05	0,00	-0,02	0,05	0,02	0,07
04:00	0,00	-0,05	0,00	-0,02	0,05	0,02	0,07
05:00	0,01	-0,04	0,00	-0,02	0,05	0,02	0,08
06:00	0,04	-0,04	0,06	-0,03	0,08	0,09	0,17
07:00	0,99	-0,43	0,94	-0,03	1,42	0,97	2,39
08:00	1,24	-0,85	1,16	-0,02	2,10	1,18	3,28
09:00	1,65	-0,69	1,30	0,08	2,35	1,21	3,56
10:00	1,97	-0,68	1,65	0,26	2,65	1,38	4,03
11:00	1,83	-0,30	1,67	0,59	2,13	1,09	3,21
12:00	0,85	0,01	1,73	1,36	0,84	0,37	1,21
13:00	2,33	-0,03	2,21	0,57	2,36	1,65	4,01
14:00	1,76	-0,03	1,91	0,76	1,80	1,15	2,95
15:00	1,20	0,00	1,50	1,05	1,20	0,44	1,64
16:00	1,23	-0,07	0,98	0,13	1,31	0,85	2,16
17:00	0,54	-0,09	0,24	-0,04	0,63	0,28	0,91
18:00	0,06	-0,06	0,01	-0,02	0,12	0,03	0,15
19:00	1,65	-0,12	0,01	-0,02	1,78	0,03	1,81
20:00	0,04	-0,19	0,01	-0,02	0,23	0,03	0,26
21:00	0,03	-0,09	0,00	-0,02	0,12	0,02	0,14
22:00	0,00	-0,06	0,00	-0,02	0,06	0,02	0,08
23:00	0,00	-0,06	0,00	-0,02	0,06	0,02	0,08

Lampiran 10 – Data *Generation Power* dan *Exported Power* pada Oktober 2019 (*Weekday)*

Beban Oktober Weekday 2019							
Jam	Inverter I		Inverter II		Beban Inverter I	Beban Inverter II	Total Beban
	Generation Power	Exported Power	Generation Power	Exported Power			
00:00	0,01	-0,05	0,00	-0,02	0,05	0,02	0,08
01:00	0,00	-0,05	0,00	-0,02	0,05	0,02	0,07
02:00	0,00	-0,05	0,00	-0,02	0,05	0,02	0,07
03:00	0,00	-0,05	0,00	-0,02	0,05	0,02	0,07
04:00	0,00	-0,05	0,00	-0,02	0,05	0,02	0,07
05:00	0,02	-0,05	0,01	-0,03	0,07	0,04	0,11
06:00	0,06	-0,03	0,09	0,04	0,09	0,06	0,15
07:00	0,77	0,06	0,83	0,31	0,71	0,53	1,24
08:00	1,53	-0,02	1,35	0,61	1,55	0,74	2,29
09:00	1,95	0,26	1,70	0,98	1,69	0,72	2,41
10:00	2,29	0,52	2,21	1,33	1,77	0,88	2,65
11:00	2,17	0,71	2,37	1,66	1,47	0,70	2,17
12:00	1,50	1,07	2,42	2,18	0,43	0,24	0,66
13:00	2,45	0,77	2,41	1,52	1,69	0,89	2,58
14:00	2,20	0,64	2,13	1,44	1,56	0,68	2,24
15:00	1,34	0,44	1,52	1,24	0,90	0,28	1,18
16:00	0,97	-0,03	0,81	0,37	1,01	0,44	1,44
17:00	0,22	-0,11	0,10	-0,03	0,33	0,13	0,46
18:00	0,07	-0,07	0,02	-0,03	0,14	0,05	0,18
19:00	0,07	-0,06	0,01	0,13	0,13	0,13	0,01
20:00	0,05	-0,06	0,01	-0,02	0,11	0,03	0,15
21:00	0,02	-0,06	0,01	-0,02	0,08	0,02	0,10
22:00	0,00	-0,05	0,00	-0,02	0,05	0,02	0,08
23:00	0,01	-0,06	0,01	-0,02	0,07	0,03	0,10

Lampiran 11 – Data *Generation Power* dan *Exported Power* pada November 2019 (*Weekday)*

Beban November Weekday 2019							
Jam	Inverter I		Inverter II		Beban Inverter I	Beban Inverter II	Total Beban
	Generation Power	Exported Power	Generation Power	Exported Power			
00:00	0,00	-0,04	0,00	-0,02	0,04	0,02	0,06
01:00	0,00	-0,04	0,00	-0,02	0,04	0,02	0,06
02:00	0,00	-0,04	0,00	-0,02	0,04	0,02	0,06
03:00	0,00	-0,04	0,00	-0,02	0,04	0,02	0,06
04:00	0,00	-0,04	0,00	-0,02	0,04	0,02	0,06
05:00	0,01	-0,03	0,00	-0,02	0,04	0,03	0,07
06:00	0,07	-0,02	0,11	0,08	0,09	0,03	0,12
07:00	1,19	0,00	0,98	0,17	1,19	0,81	1,99
08:00	1,77	-0,04	1,55	0,46	1,80	1,09	2,90
09:00	1,99	0,02	1,96	1,06	1,97	0,90	2,87
10:00	2,52	0,05	2,71	1,62	2,47	1,09	3,56
11:00	2,43	0,53	2,89	2,13	1,90	0,76	2,66
12:00	2,17	1,55	2,95	2,74	0,62	0,21	0,82
13:00	2,73	0,57	2,93	1,69	2,17	1,24	3,41
14:00	2,28	0,58	2,25	1,47	1,70	0,78	2,48
15:00	1,76	0,76	1,80	1,45	1,00	0,35	1,34
16:00	1,22	0,18	0,95	0,33	1,04	0,62	1,66
17:00	0,32	-0,06	0,14	-0,03	0,38	0,17	0,55
18:00	0,04	-0,04	0,02	-0,02	0,08	0,04	0,11
19:00	0,09	-0,05	0,05	-0,02	0,14	0,06	0,20
20:00	0,10	-0,06	0,05	-0,02	0,16	0,06	0,22
21:00	0,04	-0,04	0,01	-0,02	0,08	0,02	0,10
22:00	0,00	-0,04	0,00	-0,02	0,05	0,02	0,06
23:00	0,00	-0,04	0,00	-0,02	0,04	0,02	0,06

Lampiran 12 – Data *Generation Power* dan *Exported Power* pada Desember 2019 (*Weekday)*

Beban Desember Weekday 2019							
Jam	Inverter I		Inverter II		Beban Inverter I	Beban Inverter II	Total Beban
	Generation Power	Exported Power	Generation Power	Exported Power			
00:00	0,00	-0,04	0,00	-0,02	0,04	0,02	0,06
01:00	0,01	-0,05	0,01	-0,02	0,07	0,03	0,09
02:00	0,02	-0,05	0,01	-0,02	0,06	0,03	0,09
03:00	0,00	-0,04	0,00	-0,02	0,04	0,02	0,06
04:00	0,00	-0,04	0,00	-0,02	0,04	0,02	0,06
05:00	0,04	-0,05	0,02	-0,03	0,09	0,04	0,13
06:00	0,11	0,04	0,09	0,06	0,07	0,03	0,10
07:00	1,01	0,20	0,64	0,25	0,81	0,38	1,20
08:00	1,76	0,34	1,34	0,63	1,43	0,71	2,14
09:00	1,92	0,41	1,64	0,90	1,50	0,74	2,25
10:00	2,25	0,56	2,23	1,40	1,69	0,83	2,52
11:00	2,34	0,93	2,54	1,90	1,41	0,65	2,05
12:00	1,68	1,27	2,34	2,14	0,41	0,20	0,61
13:00	2,19	0,64	1,95	1,16	1,55	0,78	2,34
14:00	1,63	0,23	1,48	0,79	1,41	0,69	2,09
15:00	0,92	0,16	0,66	0,43	0,75	0,23	0,99
16:00	0,57	-0,17	0,60	0,04	0,74	0,56	1,30
17:00	0,27	-0,14	0,23	-0,03	0,41	0,25	0,66
18:00	0,08	-0,10	0,05	-0,03	0,19	0,08	0,27
19:00	0,07	-0,17	0,08	-0,02	0,24	0,10	0,34
20:00	0,08	-0,14	0,06	-0,02	0,22	0,08	0,30
21:00	0,07	-0,08	0,02	-0,03	0,15	0,06	0,21
22:00	0,01	-0,05	0,00	-0,02	0,06	0,02	0,08
23:00	0,00	-0,05	0,00	-0,02	0,05	0,02	0,07

Lampiran 13 – Data *Generation Power* dan *Exported Power* pada Januari 2019 (*Weekend)*

Beban Januari Weekend 2019							
Jam	Inverter I		Inverter II		Beban Inverter 1	Beban Inverter 2	Total Beban
	Generation Power	Exported Power	Generation Power	Exported Power			
00:00	0,09	-0,28	0,00	-0,03	0,37	0,04	0,41
01:00	0,14	-0,26	0,00	-0,03	0,40	0,03	0,42
02:00	0,15	-0,26	0,00	-0,03	0,41	0,03	0,43
03:00	0,15	-0,25	0,00	-0,03	0,40	0,03	0,43
04:00	0,15	-0,25	0,00	-0,03	0,40	0,03	0,42
05:00	0,15	-0,26	0,00	-0,03	0,41	0,03	0,44
06:00	0,10	-0,16	0,00	-0,03	0,26	0,03	0,29
07:00	0,21	-0,04	0,10	-0,03	0,25	0,13	0,38
08:00	0,28	-0,03	0,86	-0,05	0,31	0,91	1,22
09:00	0,67	-0,03	1,48	0,00	0,70	1,48	2,18
10:00	0,63	-0,03	2,09	0,00	0,66	2,09	2,74
11:00	0,91	-0,02	2,52	-0,03	0,93	2,55	3,48
12:00	1,65	-0,02	2,20	-0,03	1,67	2,23	3,90
13:00	1,22	-0,27	1,74	-0,26	1,49	2,00	3,49
14:00	0,96	-0,75	1,68	-0,02	1,70	1,70	3,40
15:00	0,56	-0,07	0,95	-0,03	0,64	0,98	1,62
16:00	0,75	-0,22	0,48	-0,03	0,97	0,51	1,48
17:00	0,35	-0,33	0,21	-0,05	0,68	0,25	0,94
18:00	0,10	-0,32	0,05	-0,04	0,42	0,09	0,51
19:00	0,09	-0,32	0,03	-0,03	0,41	0,06	0,47
20:00	0,10	-0,31	0,00	-0,03	0,41	0,03	0,44
21:00	0,10	-0,32	0,01	-0,03	0,42	0,04	0,46
22:00	0,09	-0,29	0,01	-0,03	0,37	0,05	0,42
23:00	0,09	-0,25	0,00	-0,03	0,34	0,03	0,37

Lampiran 14 – Data *Generation Power* dan *Exported Power* pada Februari 2019 (*Weekend)*

Beban Februari Weekend 2019							
Jam	Inverter I		Inverter II		Beban Inverter 1	Beban Inverter 2	Total Beban
	Generation Power	Exported Power	Generation Power	Exported Power			
00:00	0,00	-0,04	0,00	-0,02	0,04	0,02	0,07
01:00	0,00	-0,04	0,00	-0,02	0,04	0,02	0,07
02:00	0,00	-0,04	0,00	-0,02	0,04	0,02	0,07
03:00	0,00	-0,04	0,00	-0,02	0,04	0,02	0,07
04:00	0,00	-0,04	0,00	-0,02	0,04	0,02	0,07
05:00	0,01	-0,04	0,00	-0,02	0,05	0,02	0,07
06:00	0,02	-0,03	0,00	-0,02	0,05	0,02	0,07
07:00	0,35	-0,03	0,01	-0,03	0,38	0,04	0,42
08:00	1,22	-0,03	0,52	0,00	1,25	0,52	1,77
09:00	2,07	-0,01	1,35	0,00	2,08	1,35	3,43
10:00	2,60	0,00	2,14	0,00	2,60	2,14	4,74
11:00	2,75	0,00	2,63	0,00	2,75	2,63	5,38
12:00	2,57	-0,81	2,83	-1,08	3,39	3,91	7,30
13:00	2,06	-0,03	2,58	0,00	2,09	2,58	4,67
14:00	1,94	-0,03	2,07	0,00	1,98	2,07	4,05
15:00	1,05	-0,09	1,86	-0,50	1,15	2,36	3,51
16:00	0,28	-0,04	1,02	-0,04	0,32	1,05	1,37
17:00	0,07	-0,08	0,32	-0,05	0,15	0,37	0,53
18:00	0,05	-0,03	0,06	-0,03	0,08	0,09	0,17
19:00	0,00	-0,05	0,02	-0,02	0,05	0,04	0,09
20:00	0,00	-0,05	0,00	-0,02	0,05	0,02	0,07
21:00	0,00	-0,05	0,00	-0,02	0,05	0,02	0,07
22:00	0,00	-0,05	0,00	-0,02	0,05	0,02	0,07
23:00	0,00	-0,05	0,00	-0,02	0,05	0,02	0,07

Lampiran 15 – Data *Generation Power* dan *Exported Power* pada Maret 2019 (*Weekend)*

Beban Maret Weekend 2019							
Jam	Inverter I		Inverter II		Beban Inverter 1	Beban Inverter 2	Total Beban
	Generation Power	Exported Power	Generation Power	Exported Power			
00:00	0,08	-0,07	0,03	-0,02	0,15	0,05	0,20
01:00	0,07	-0,06	0,01	-0,02	0,13	0,03	0,17
02:00	0,00	-0,06	0,00	-0,02	0,06	0,02	0,08
03:00	0,00	-0,06	0,00	-0,02	0,06	0,02	0,08
04:00	0,00	-0,06	0,00	-0,02	0,06	0,02	0,08
05:00	0,00	-0,06	0,00	-0,02	0,06	0,02	0,08
06:00	0,00	-0,04	0,00	-0,03	0,04	0,03	0,06
07:00	0,03	-0,06	0,01	-0,03	0,09	0,03	0,12
08:00	0,18	-0,03	0,19	-0,03	0,21	0,22	0,43
09:00	0,53	-0,07	0,62	-0,05	0,60	0,67	1,27
10:00	0,98	-0,20	1,13	-0,04	1,18	1,17	2,34
11:00	1,33	-0,23	1,58	-0,07	1,56	1,65	3,21
12:00	1,62	-0,13	1,86	0,00	1,75	1,86	3,61
13:00	1,60	-0,03	1,85	-0,03	1,63	1,88	3,51
14:00	1,53	-0,10	1,58	-0,02	1,63	1,61	3,24
15:00	1,41	-0,09	1,30	-0,03	1,50	1,33	2,83
16:00	0,69	-0,22	0,66	-0,03	0,91	0,69	1,61
17:00	0,36	-0,07	0,33	-0,05	0,42	0,37	0,80
18:00	0,11	-0,06	0,09	-0,04	0,18	0,13	0,31
19:00	0,12	-0,06	0,05	-0,02	0,18	0,07	0,25
20:00	0,11	-0,07	0,06	-0,02	0,18	0,08	0,26
21:00	0,14	-0,07	0,06	-0,02	0,22	0,09	0,30
22:00	0,14	-0,06	0,06	-0,02	0,20	0,08	0,29
23:00	0,01	-0,09	0,05	-0,02	0,10	0,07	0,17

Lampiran 16 – Data *Generation Power* dan *Exported Power* pada April 2019 (*Weekend)*

Beban April Weekend 2019							
Jam	Inverter I		Inverter II		Beban Inverter 1	Beban Inverter 2	Total Beban
	Generation Power	Exported Power	Generation Power	Exported Power			
00:00	0,02	-0,07	0,00	-0,02	0,09	0,03	0,12
01:00	0,02	-0,07	0,00	-0,02	0,09	0,02	0,12
02:00	0,02	-0,07	0,00	-0,02	0,09	0,03	0,11
03:00	0,02	-0,07	0,00	-0,02	0,09	0,02	0,11
04:00	0,02	-0,07	0,00	-0,02	0,09	0,02	0,11
05:00	0,03	-0,07	0,00	-0,02	0,10	0,03	0,12
06:00	0,03	-0,05	0,03	0,00	0,08	0,03	0,11
07:00	0,27	0,04	0,26	0,24	0,23	0,02	0,25
08:00	0,84	0,21	0,71	0,49	0,63	0,22	0,85
09:00	1,30	0,42	1,26	0,79	0,88	0,47	1,35
10:00	1,51	0,46	1,72	0,98	1,05	0,73	1,78
11:00	1,71	0,69	2,12	1,23	1,01	0,89	1,90
12:00	1,85	0,83	2,18	1,27	1,02	0,92	1,93
13:00	1,68	0,76	1,95	1,08	0,92	0,87	1,79
14:00	1,50	0,62	1,72	1,01	0,89	0,71	1,60
15:00	0,96	0,39	1,25	0,61	0,56	0,64	1,20
16:00	0,49	0,16	0,54	0,23	0,33	0,32	0,65
17:00	0,14	-0,07	0,12	-0,03	0,21	0,16	0,37
18:00	0,05	-0,07	0,03	-0,03	0,13	0,06	0,19
19:00	0,04	-0,08	0,01	-0,02	0,12	0,04	0,16
20:00	0,04	-0,08	0,01	-0,02	0,12	0,03	0,16
21:00	0,03	-0,08	0,01	-0,02	0,11	0,03	0,14
22:00	0,03	-0,07	0,01	-0,03	0,10	0,04	0,14
23:00	0,01	-0,07	0,01	-0,02	0,08	0,03	0,11

Lampiran 17 – Data *Generation Power* dan *Exported Power* pada Mei 2019 (*Weekend)*

Beban Mei Weekend 2019							
Jam	Inverter I		Inverter II		Beban Inverter 1	Beban Inverter 2	Total Beban
	Generation Power	Exported Power	Generation Power	Exported Power			
00:00	0,02	-0,07	0,00	-0,02	0,09	0,03	0,12
01:00	0,02	-0,07	0,00	-0,02	0,09	0,02	0,12
02:00	0,02	-0,07	0,00	-0,02	0,09	0,03	0,11
03:00	0,02	-0,07	0,00	-0,02	0,09	0,02	0,11
04:00	0,02	-0,07	0,00	-0,02	0,09	0,02	0,11
05:00	0,03	-0,07	0,00	-0,02	0,10	0,03	0,12
06:00	0,03	-0,05	0,03	0,00	0,08	0,03	0,11
07:00	0,27	0,04	0,26	0,24	0,23	0,02	0,25
08:00	0,84	0,21	0,71	0,49	0,63	0,22	0,85
09:00	1,30	0,42	1,26	0,79	0,88	0,47	1,35
10:00	1,51	0,46	1,72	0,98	1,05	0,73	1,78
11:00	1,71	0,69	2,12	1,23	1,01	0,89	1,90
12:00	1,85	0,83	2,18	1,27	1,02	0,92	1,93
13:00	1,68	0,76	1,95	1,08	0,92	0,87	1,79
14:00	1,50	0,62	1,72	1,01	0,89	0,71	1,60
15:00	0,96	0,39	1,25	0,61	0,56	0,64	1,20
16:00	0,49	0,16	0,54	0,23	0,33	0,32	0,65
17:00	0,14	-0,07	0,12	-0,03	0,21	0,16	0,37
18:00	0,05	-0,07	0,03	-0,03	0,13	0,06	0,19
19:00	0,04	-0,08	0,01	-0,02	0,12	0,04	0,16
20:00	0,04	-0,08	0,01	-0,02	0,12	0,03	0,16
21:00	0,03	-0,08	0,01	-0,02	0,11	0,03	0,14
22:00	0,03	-0,07	0,01	-0,03	0,10	0,04	0,14
23:00	0,01	-0,07	0,01	-0,02	0,08	0,03	0,11

Lampiran 18 – Data *Generation Power* dan *Exported Power* pada Juni 2019 (*Weekend)*

Beban Juni Weekend 2019							
Jam	Inverter I		Inverter II		Beban Inverter 1	Beban Inverter 2	Total Beban
	Generation Power	Exported Power	Generation Power	Exported Power			
00:00	0,02	-0,07	0,00	-0,02	0,09	0,03	0,12
01:00	0,02	-0,07	0,00	-0,02	0,09	0,02	0,12
02:00	0,02	-0,07	0,00	-0,02	0,09	0,03	0,11
03:00	0,02	-0,07	0,00	-0,02	0,09	0,02	0,11
04:00	0,02	-0,07	0,00	-0,02	0,09	0,02	0,11
05:00	0,03	-0,07	0,00	-0,02	0,10	0,03	0,12
06:00	0,03	-0,05	0,03	0,00	0,08	0,03	0,11
07:00	0,27	0,04	0,26	0,24	0,23	0,02	0,25
08:00	0,84	0,21	0,71	0,49	0,63	0,22	0,85
09:00	1,30	0,42	1,26	0,79	0,88	0,47	1,35
10:00	1,51	0,46	1,72	0,98	1,05	0,73	1,78
11:00	1,71	0,69	2,12	1,23	1,01	0,89	1,90
12:00	1,85	0,83	2,18	1,27	1,02	0,92	1,93
13:00	1,68	0,76	1,95	1,08	0,92	0,87	1,79
14:00	1,50	0,62	1,72	1,01	0,89	0,71	1,60
15:00	0,96	0,39	1,25	0,61	0,56	0,64	1,20
16:00	0,49	0,16	0,54	0,23	0,33	0,32	0,65
17:00	0,14	-0,07	0,12	-0,03	0,21	0,16	0,37
18:00	0,05	-0,07	0,03	-0,03	0,13	0,06	0,19
19:00	0,04	-0,08	0,01	-0,02	0,12	0,04	0,16
20:00	0,04	-0,08	0,01	-0,02	0,12	0,03	0,16
21:00	0,03	-0,08	0,01	-0,02	0,11	0,03	0,14
22:00	0,03	-0,07	0,01	-0,03	0,10	0,04	0,14
23:00	0,01	-0,07	0,01	-0,02	0,08	0,03	0,11

Lampiran 19 – Data *Generation Power* dan *Exported Power* pada Juli 2019 (*Weekend)*

Beban Juli Weekend 2019							
Jam	Inverter I		Inverter II		Beban Inverter I	Beban Inverter II	Total Beban
	Generation Power	Exported Power	Generation Power	Exported Power			
00:00	0,00	-0,0503	0,00	-0,02	0,05	0,02	0,07
01:00	0,00	-0,0504	0,00	-0,02	0,05	0,02	0,07
02:00	0,00	-0,05	0,00	-0,02	0,05	0,02	0,07
03:00	0,00	-0,05	0,00	-0,02	0,05	0,02	0,07
04:00	0,00	-0,05	0,00	-0,02	0,05	0,02	0,07
05:00	0,00	-0,05	0,00	-0,02	0,05	0,02	0,08
06:00	0,04	-0,04	0,01	-0,03	0,07	0,03	0,10
07:00	0,16	-0,06	0,09	0,06	0,22	0,03	0,25
08:00	0,58	-0,27	0,36	0,32	0,86	0,04	0,90
09:00	0,51	-0,35	0,60	0,54	0,85	0,06	0,91
10:00	0,69	-0,15	0,87	0,79	0,85	0,09	0,93
11:00	0,95	0,04	1,29	1,16	0,91	0,13	1,04
12:00	0,64	0,24	1,40	1,27	0,39	0,12	0,52
13:00	0,91	0,44	1,33	1,19	0,47	0,14	0,61
14:00	0,91	0,39	1,23	1,10	0,52	0,13	0,65
15:00	0,65	0,30	0,76	0,72	0,35	0,04	0,39
16:00	0,40	0,05	0,28	0,24	0,35	0,03	0,38
17:00	0,13	-0,04	0,03	-0,03	0,17	0,06	0,24
18:00	0,00	-0,04	0,03	-0,01	0,05	0,04	0,09
19:00	0,00	-0,05	0,00	-0,02	0,05	0,02	0,07
20:00	0,00	-0,05	0,00	-0,02	0,05	0,02	0,07
21:00	0,00	-0,05	0,00	-0,02	0,05	0,02	0,07
22:00	0,00	-0,05	0,00	-0,02	0,05	0,02	0,07
23:00	0,00	-0,05	0,00	-0,02	0,05	0,02	0,07

Lampiran 20 – Data *Generation Power* dan *Exported Power* pada Agustus 2019 (*Weekend)*

Beban Agustus Weekend 2019							
Jam	Inverter I		Inverter II		Beban Inverter I	Beban Inverter II	Total Beban
	Generation Power	Exported Power	Generation Power	Exported Power			
00:00	0,00	-0,04	0,00	-0,02	0,04	0,02	0,07
01:00	0,00	-0,04	0,00	-0,02	0,04	0,02	0,07
02:00	0,00	-0,04	0,00	-0,02	0,04	0,02	0,07
03:00	0,00	-0,04	0,00	-0,02	0,04	0,02	0,07
04:00	0,00	-0,04	0,00	-0,02	0,04	0,02	0,07
05:00	0,00	-0,04	0,00	-0,02	0,05	0,02	0,07
06:00	0,01	-0,03	0,01	-0,03	0,04	0,03	0,07
07:00	0,18	0,08	0,18	0,15	0,10	0,03	0,13
08:00	0,44	0,30	0,48	0,46	0,14	0,02	0,16
09:00	0,69	0,49	0,78	0,76	0,20	0,02	0,21
10:00	1,16	0,94	1,19	1,16	0,22	0,04	0,26
11:00	1,54	1,30	1,58	1,55	0,25	0,03	0,28
12:00	1,65	1,55	1,66	1,67	0,10	0,01	0,09
13:00	1,70	1,56	1,76	1,75	0,14	0,01	0,15
14:00	1,48	1,34	1,48	1,48	0,14	0,01	0,15
15:00	0,96	0,90	0,98	0,96	0,06	0,02	0,08
16:00	0,45	0,42	0,45	0,42	0,03	0,02	0,06
17:00	0,03	-0,02	0,02	-0,02	0,05	0,04	0,09
18:00	0,00	-0,04	0,00	-0,02	0,04	0,02	0,06
19:00	0,00	-0,04	0,00	-0,02	0,04	0,02	0,06
20:00	0,00	-0,04	0,00	-0,02	0,04	0,02	0,06
21:00	0,00	-0,04	0,00	-0,02	0,04	0,02	0,06
22:00	0,00	-0,04	0,00	-0,02	0,04	0,02	0,06
23:00	0,00	-0,04	0,00	-0,02	0,04	0,02	0,06

Lampiran 21 – Data *Generation Power* dan *Exported Power* pada September 2019 (*Weekend)*

Beban September Weekend 2019							
Jam	Inverter I		Inverter II		Beban Inverter I	Beban Inverter II	Total Beban
	Generation Power	Exported Power	Generation Power	Exported Power			
00:00	0,00	-0,05	0,00	-0,02	0,05	0,02	0,07
01:00	0,00	-0,05	0,00	-0,02	0,05	0,02	0,07
02:00	0,00	-0,05	0,00	-0,02	0,05	0,02	0,07
03:00	0,00	-0,04	0,00	-0,02	0,04	0,02	0,06
04:00	0,00	-0,04	0,00	-0,02	0,04	0,02	0,06
05:00	0,01	-0,04	0,00	-0,02	0,05	0,03	0,07
06:00	0,02	-0,03	0,01	-0,02	0,04	0,03	0,08
07:00	0,32	-0,07	0,31	0,24	0,39	0,07	0,46
08:00	0,77	-0,12	0,73	0,55	0,89	0,18	1,07
09:00	0,99	-0,06	1,32	1,12	1,05	0,20	1,25
10:00	0,94	0,08	1,75	1,44	0,87	0,32	1,18
11:00	0,95	0,45	2,07	1,86	0,50	0,21	0,71
12:00	1,38	0,90	2,03	1,98	0,48	0,06	0,54
13:00	1,38	1,03	1,81	1,69	0,35	0,12	0,47
14:00	1,35	1,07	1,57	1,69	0,28	0,12	0,15
15:00	0,82	0,62	0,96	0,93	0,20	0,03	0,23
16:00	0,38	0,20	0,42	0,41	0,18	0,02	0,19
17:00	0,08	-0,03	0,01	-0,03	0,11	0,04	0,15
18:00	0,06	-0,04	0,00	-0,02	0,10	0,02	0,12
19:00	0,17	-0,05	0,00	-0,02	0,22	0,02	0,24
20:00	0,12	-0,04	0,00	-0,02	0,17	0,02	0,19
21:00	0,01	-0,04	0,00	-0,02	0,05	0,02	0,07
22:00	0,00	-0,04	0,02	-0,04	0,04	0,06	0,10
23:00	0,00	-0,04	0,00	-0,02	0,04	0,02	0,06

Lampiran 22 – Data *Generation Power* dan *Exported Power* pada Oktober 2019 (*Weekend)*

Beban Oktober Weekend 2019							
Jam	Inverter I		Inverter II		Beban Inverter I	Beban Inverter II	Total Beban
	Generation Power	Exported Power	Generation Power	Exported Power			
00:00	0,00	-0,05	0,00	-0,03	0,05	0,03	0,08
01:00	0,00	-0,05	0,00	-0,03	0,05	0,03	0,08
02:00	0,00	-0,05	0,00	-0,03	0,05	0,03	0,08
03:00	0,00	-0,05	0,00	-0,03	0,05	0,03	0,08
04:00	0,00	-0,05	0,00	-0,03	0,05	0,03	0,08
05:00	0,02	-0,04	0,01	-0,03	0,05	0,04	0,09
06:00	0,04	-0,01	0,07	0,04	0,05	0,04	0,09
07:00	0,45	0,20	0,58	0,55	0,24	0,03	0,27
08:00	1,18	0,38	1,17	1,07	0,80	0,11	0,91
09:00	1,88	0,82	1,89	1,67	1,06	0,23	1,29
10:00	2,06	0,97	2,26	1,99	1,09	0,27	1,36
11:00	2,43	1,51	2,72	2,56	0,92	0,16	1,08
12:00	2,60	2,06	3,10	2,74	0,54	0,36	0,90
13:00	2,56	1,85	2,60	2,54	0,71	0,06	0,77
14:00	2,28	1,63	2,28	2,23	0,64	0,05	0,70
15:00	1,63	1,19	1,64	1,62	0,45	0,02	0,46
16:00	0,61	0,41	0,54	0,51	0,19	0,03	0,22
17:00	0,06	-0,03	0,02	-0,03	0,09	0,04	0,13
18:00	0,09	-0,06	0,03	-0,04	0,15	0,07	0,22
19:00	0,00	-0,05	0,00	-0,03	0,05	0,03	0,08
20:00	0,06	-0,06	0,02	-0,03	0,12	0,05	0,17
21:00	0,01	-0,05	0,00	-0,03	0,05	0,03	0,08
22:00	0,00	-0,05	0,00	-0,03	0,05	0,03	0,08
23:00	0,00	-0,05	0,00	-0,03	0,05	0,03	0,08

Lampiran 23 – Data *Generation Power* dan *Exported Power* pada November 2019 (*Weekend)*

Beban November Weekend 2019							
Jam	Inverter I		Inverter II		Beban Inverter I	Beban Inverter II	Total Beban
	Generation Power	Exported Power	Generation Power	Exported Power			
00:00	0,00	-0,03	0,00	-0,02	0,03	0,02	0,05
01:00	0,00	-0,04	0,00	-0,02	0,04	0,02	0,06
02:00	0,01	-0,04	0,03	-0,03	0,05	0,05	0,10
03:00	0,01	-0,06	0,00	-0,02	0,06	0,02	0,09
04:00	0,00	-0,04	0,01	-0,02	0,05	0,04	0,08
05:00	0,00	-0,04	0,01	-0,03	0,05	0,03	0,08
06:00	0,06	-0,05	0,15	0,10	0,11	0,05	0,16
07:00	0,46	0,26	0,79	0,70	0,21	0,10	0,30
08:00	1,43	1,21	1,33	1,24	0,22	0,09	0,31
09:00	2,03	1,94	2,01	1,89	0,09	0,13	0,22
10:00	1,92	1,43	2,29	2,12	0,49	0,17	0,66
11:00	2,11	2,06	2,56	2,42	0,05	0,14	0,19
12:00	2,47	1,90	2,36	2,58	0,57	0,22	0,35
13:00	2,58	1,59	1,96	1,86	0,99	0,11	1,10
14:00	1,98	1,27	1,83	1,76	0,71	0,08	0,79
15:00	0,98	0,49	1,53	1,58	0,49	0,05	0,45
16:00	0,54	0,68	0,50	0,45	0,15	0,05	-0,10
17:00	0,11	-0,03	0,05	-0,01	0,13	0,06	0,20
18:00	0,05	-0,03	0,00	-0,02	0,08	0,02	0,11
19:00	0,02	-0,05	0,00	-0,02	0,07	0,02	0,09
20:00	0,00	-0,04	0,00	-0,02	0,04	0,02	0,06
21:00	0,03	-0,05	0,00	-0,02	0,08	0,02	0,10
22:00	0,00	-0,04	0,00	-0,02	0,04	0,02	0,06
23:00	0,00	-0,04	0,00	-0,02	0,04	0,02	0,06

Lampiran 24 – Data *Generation Power* dan *Exported Power* pada Desember 2019 (*Weekend)*

Beban Desember Weekend 2019							
Jam	Inverter I		Inverter II		Beban Inverter I	Beban Inverter II	Total Beban
	Generation Power	Exported Power	Generation Power	Exported Power			
00:00	0,00	-0,04	0,00	-0,02	0,04	0,02	0,06
01:00	0,00	-0,04	0,00	-0,02	0,04	0,02	0,06
02:00	0,00	-0,04	0,00	-0,02	0,04	0,02	0,06
03:00	0,00	-0,04	0,00	-0,02	0,04	0,02	0,06
04:00	0,00	-0,04	0,00	-0,02	0,04	0,02	0,06
05:00	0,05	-0,05	0,02	-0,02	0,10	0,04	0,14
06:00	0,03	-0,02	0,05	0,02	0,06	0,03	0,08
07:00	0,27	0,05	0,70	0,54	0,21	0,16	0,37
08:00	1,44	0,47	1,53	0,82	0,97	0,71	1,68
09:00	2,32	1,01	2,13	1,15	1,31	0,98	2,29
10:00	2,58	1,11	2,35	1,39	1,46	0,97	2,43
11:00	2,39	1,14	2,57	1,62	1,25	0,96	2,21
12:00	2,10	1,83	2,59	2,25	0,27	0,33	0,60
13:00	1,10	0,72	1,24	1,02	0,39	0,22	0,61
14:00	1,08	0,71	0,99	0,84	0,37	0,14	0,51
15:00	0,55	0,31	0,39	0,25	0,24	0,14	0,38
16:00	0,32	0,12	0,24	0,10	0,20	0,14	0,34
17:00	0,05	-0,03	0,05	-0,04	0,08	0,09	0,17
18:00	0,00	-0,04	0,05	-0,03	0,05	0,07	0,12
19:00	0,00	-0,04	0,01	-0,02	0,04	0,03	0,07
20:00	0,00	-0,04	0,01	-0,02	0,04	0,03	0,07
21:00	0,00	-0,04	0,02	-0,02	0,04	0,05	0,09
22:00	0,00	-0,04	0,02	-0,02	0,04	0,04	0,09
23:00	0,00	-0,04	0,00	-0,02	0,04	0,02	0,07

Lampiran 25 – Data Impor dan Ekspor Energi

Data Impor dan Ekspor Energi Sektor Inverter I

Month	*Energy Purchased* (kWh)	*Energy sold* (kWh)	*Net Energy Purchased* (kWh)
January	333,25	0	333,25
February	71,12	0	71,12
March	207,39	0	207,39
April	79,5	170,016	-90,516
May	82,15	175,6832	-93,5332
June	79,5	170,016	-90,516
July	173,91	45,7994	128,1106
August	36,89	391,53	-354,64
September	147	130,701	16,299
October	46,5	480,314	-433,814
November	36,3	512,43	-476,13
December	53,32	380,06	-326,74
Annual	1346,83	2456,5496	-1109,7196
Total Energy Charged			-Rp 1.058.375

Data Impor dan Ekspor Energi Sektor Inverter II

Month	*Energy Purchased* (kWh)	*Energy sold* (kWh)	*Net Energy Purchased* (kWh)
January	51,15	14,477	36,673
February	75,32	0	75,32
March	40,92	0	40,92
April	18,3	413,7	-395,4
May	18,6	427,676	-409,076
June	18,3	413,88	-395,58
July	20,15	375,1	-354,95
August	19,22	615	-595,293
September	20,4	501,3	-480,9
October	20,46	909,571	-889,111
November	15,6	896,58	-880,98
December	17,98	610,824	-592,844
Annual	336,4	5177,621	-4841,221
Total Energy Charged			-Rp 4.617.227

Lampiran 26 – Referensi Harga *Solar Panel*

CANADIAN SOLAR CS6P-260P 260W POLY SOLAR PANEL

CanadianSolar

CANADIAN SOLAR

MSRP: ~~$405.60~~

$250.00

(YOU SAVE $155.60)

SKU: SLG-110-0980

Note: Out of Stock

Condition: New

Weight: 41.90 LBS

Lampiran 27 – Referensi Harga Luminous 180 Ah *Battery*

Luminous Inverlast ILTT24060 - 180AH Tall Tubular Battery

- Brand: Luminous
- Product Code: ILTT24060
- Availability: Sold Out
- Weight 60 KG
- Dimension [LxWxH] 502x191x412 mm

~~MRP ₹ 22,100~~

₹ 13,900 (Incl of GST)

QTY − 1 + ADD TO CART

Lampiran 28 – Referensi Harga Luminous 150 Ah *Battery*

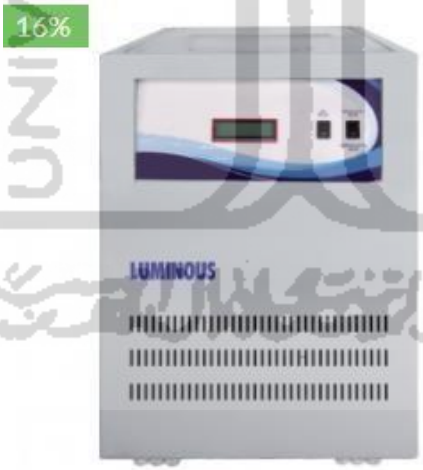
Battery 150 Ah - RC18000

★★★★½

₹12,399.00

Buy Now

Lampiran 29 – Referensi Harga Luminous Home UPS 10 kVA



Home UPS 10 KVA Cruze

Be the first to review this product

₹68,499.00

~~₹82,000.00~~

Buy Now

Lampiran 30 – Referensi Harga Luminous Home UPS 7,5 kVA

Home UPS 7.5 KVA Cruze

Be the first to review this product

₹49,999.00

~~₹65,000.00~~

Buy Now

Lampiran 31 – Perhitungan Nilai Ekonomis Sektor Inverter I, Komponen: Luminous Battery Inverlast ILTT24060 180 Ah

Year	*Discount Factor*	**Luminous Battery Inverlast ILTT24060 180 Ah**											
		***Nominal Cash Flows* (Rp)**						***Discounted Cash Flows* (Rp)**					
		Capital	*Replacement*	*Salvage*	O&M	*Fuel*	**Total**	*Capital*	*Replacement*	*Salvage*	O&M	*Fuel*	**Total**
0	1	10.421.664					10.421.664	10.421.664					10.421.664
1	0,986666666				208.443		208.443				205.664		205.664
2	0,97351111				208.443		208.443				202.922		202.922
3	0,960530962				208.443		208.443				200.216		200.216
4	0,947723882				208.443		208.443				197.546		197.546
5	0,935087563		10.421.664		208.443		10.630.107		9.745.168		194.912		9.940.081
6	0,922619728				208.443		208.443				192.314		192.314
7	0,910318131				208.443		208.443				189.749		189.749
8	0,898180556				208.443		208.443				187.219		187.219
9	0,886204815				208.443		208.443				184.723		184.723
10	0,87438875		10.421.664		208.443		10.630.107		9.112.586		182.260		9.294.846
11	0,862730233				208.443		208.443				179.830		179.830
12	0,851227163				208.443		208.443				177.432		177.432
13	0,839877467				208.443		208.443				175.067		175.067
14	0,8286791				208.443		208.443				172.732		172.732
15	0,817630045		10.421.664		208.443		10.630.107		8.521.066		170.429		8.691.495
16	0,806728311				208.443		208.443				168.157		168.157
17	0,795971933				208.443		208.443				165.915		165.915
18	0,785358974				208.443		208.443				163.703		163.703
19	0,77488752				208.443		208.443				161.520		161.520
20	0,764555686		10.421.664		208.443		10.630.107		7.967.942		159.366		8.127.309
21	0,75436161				208.443		208.443				157.241		157.241
22	0,744303455				208.443		208.443				155.145		155.145

Year	*Discount Factor*	**Luminous Battery Inverlast ILTT24060 180 Ah**											
		***Nominal Cash Flows* (Rp)**						***Discounted Cash Flows* (Rp)**					
		Capital	*Replacement*	*Salvage*	O&M	*Fuel*	**Total**	*Capital*	*Replacement*	*Salvage*	O&M	*Fuel*	**Total**
23	0,734379408				208.443		208.443				153.076		153.076
24	0,724587683				208.443		208.443				151.035		151.035
25	0,714926513				208.443		208.443				149.021		149.021
TOTAL		10.421.664	41.686.656		5.211.075		57.319.395	10.421.664	35.346.762		4.397.196		50.165.622

Lampiran 31 – Perhitungan Nilai Ekonomis Sektor Inverter I, Komponen: Canadian Solar CS6P-260P

Year	*Discount Factor*	**Canadian Solar CS6P-260P**											
		***Nominal Cash Flows* (Rp)**						***Discounted Cash Flows* (Rp)**					
		Capital	*Replacement*	*Salvage*	O&M	*Fuel*	**Total**	*Capital*	*Replacement*	*Salvage*	O&M	*Fuel*	**Total**
0	1	74.845.313					74.845.313	74.845.313					74.845.313
1	0,986666666				1.496.906		1.496.906				1.476.947		1.476.947
2	0,97351111				1.496.906		1.496.906				1.457.255		1.457.255
3	0,960530962				1.496.906		1.496.906				1.437.825		1.437.825
4	0,947723882				1.496.906		1.496.906				1.418.654		1.418.654
5	0,935087563				1.496.906		1.496.906				1.399.738		1.399.738
6	0,922619728				1.496.906		1.496.906				1.381.075		1.381.075
7	0,910318131				1.496.906		1.496.906				1.362.661		1.362.661
8	0,898180556				1.496.906		1.496.906				1.344.492		1.344.492
9	0,886204815				1.496.906		1.496.906				1.326.565		1.326.565
10	0,87438875				1.496.906		1.496.906				1.308.878		1.308.878
11	0,862730233				1.496.906		1.496.906				1.291.426		1.291.426
12	0,851227163				1.496.906		1.496.906				1.274.207		1.274.207
13	0,839877467				1.496.906		1.496.906				1.257.218		1.257.218

Year	Discount Factor	Canadian Solar CS6P-260P											
		Nominal Cash Flows (Rp)						*Discounted Cash Flows* (Rp)					
		Capital	*Replacement*	*Salvage*	O&M	*Fuel*	**Total**	*Capital*	*Replacement*	*Salvage*	O&M	*Fuel*	**Total**
14	0,8286791				1.496.906		1.496.906				1.240.455		1.240.455
15	0,817630045				1.496.906		1.496.906				1.223.915		1.223.915
16	0,806728311				1.496.906		1.496.906				1.207.596		1.207.596
17	0,795971933				1.496.906		1.496.906				1.191.495		1.191.495
18	0,785358974				1.496.906		1.496.906				1.175.609		1.175.609
19	0,77488752				1.496.906		1.496.906				1.159.934		1.159.934
20	0,764555686				1.496.906		1.496.906				1.144.468		1.144.468
21	0,75436161				1.496.906		1.496.906				1.129.208		1.129.208
22	0,744303455				1.496.906		1.496.906				1.114.152		1.114.152
23	0,734379408				1.496.906		1.496.906				1.099.297		1.099.297
24	0,724587683				1.496.906		1.496.906				1.084.640		1.084.640
25	0,714926513				1.496.906		1.496.906				1.070.178		1.070.178
TOTAL		74.845.313			37.422.650		112.267.963	74.845.313			31.577.887		106.423.200

Lampiran 32 – Perhitungan Nilai Ekonomis Sektor Inverter I, Komponen: Electrolyzer

Year	Discount Factor	Electrolyzer											
		Nominal Cash Flows (Rp)						*Discounted Cash Flows (Rp)*					
		Capital	*Replacement*	*Salvage*	O&M	*Fuel*	**Total**	*Capital*	*Replacement*	*Salvage*	O&M	*Fuel*	**Total**
0	1	7.181.750					7.181.750	7.181.750					7.181.750
1	0,986666666				71.281		71.281				70.331		70.331
2	0,97351111				71.281		71.281				69.393		69.393
3	0,960530962				71.281		71.281				68.468		68.468
4	0,947723882				71.281		71.281				67.555		67.555

Year	*Discount Factor*	**Electrolyzer**											
		Nominal Cash Flows (Rp)						***Discounted Cash Flows (Rp)***					
		Capital	*Replacement*	*Salvage*	O&M	*Fuel*	**Total**	*Capital*	*Replacement*	*Salvage*	O&M	*Fuel*	**Total**
5	0,935087563				71.281		71.281				66.654		66.654
6	0,922619728				71.281		71.281				65.765		65.765
7	0,910318131				71.281		71.281				64.888		64.888
8	0,898180556				71.281		71.281				64.023		64.023
9	0,886204815				71.281		71.281				63.170		63.170
10	0,87438875				71.281		71.281				62.327		62.327
11	0,862730233				71.281		71.281				61.496		61.496
12	0,851227163				71.281		71.281				60.676		60.676
13	0,839877467				71.281		71.281				59.867		59.867
14	0,8286791				71.281		71.281				59.069		59.069
15	0,817630045		7.181.750		71.281		7.253.031		5.872.015		58.281		5.930.296
16	0,806728311				71.281		71.281				57.504		57.504
17	0,795971933				71.281		71.281				56.738		56.738
18	0,785358974				71.281		71.281				55.981		55.981
19	0,77488752				71.281		71.281				55.235		55.235
20	0,764555686				71.281		71.281				54.498		54.498
21	0,75436161				71.281		71.281				53.772		53.772
22	0,744303455				71.281		71.281				53.055		53.055
23	0,734379408				71.281		71.281				52.347		52.347
24	0,724587683				71.281		71.281				51.649		51.649
25	0,714926513			-2.393.917	71.281		-2.322.636			-1.711.474	50.961		-1.660.514
TOTAL		7.181.750	7.181.750	-2.393.917	1.782.025		13.751.608	7.181.750	5.872.015	-1.711.474	1.503.704		12.845.994

Lampiran 33 – Perhitungan Nilai Ekonomis Sektor Inverter I, Komponen: *Fuel Cell*

Year	*Discount Factor*	***Fuel Cell***											
		***Nominal Cash Flows* (Rp)**						***Discounted Cash Flows* (Rp)**					
		Capital	*Replacement*	*Salvage*	O&M	*Fuel*	**Total**	*Capital*	*Replacement*	*Salvage*	O&M	*Fuel*	**Total**
0	1	21.384.375					21.384.375	21.384.375					21.384.375
1	0,986666666				362.109		362.109				357.281		357.281
2	0,97351111				362.109		362.109				352.517		352.517
3	0,960530962				362.109		362.109				347.817		347.817
4	0,947723882				362.109		362.109				343.179		343.179
5	0,935087563				362.109		362.109				338.604		338.604
6	0,922619728				362.109		362.109				334.089		334.089
7	0,910318131				362.109		362.109				329.634		329.634
8	0,898180556				362.109		362.109				325.239		325.239
9	0,886204815				362.109		362.109				320.903		320.903
10	0,87438875				362.109		362.109				316.624		316.624
11	0,862730233				362.109		362.109				312.402		312.402
12	0,851227163				362.109		362.109				308.237		308.237
13	0,839877467				362.109		362.109				304.127		304.127
14	0,8286791				362.109		362.109				300.072		300.072
15	0,817630045				362.109		362.109				296.071		296.071
16	0,806728311				362.109		362.109				292.124		292.124
17	0,795971933				362.109		362.109				288.229		288.229
18	0,785358974				362.109		362.109				284.386		284.386
19	0,77488752				362.109		362.109				280.594		280.594
20	0,764555686				362.109		362.109				276.852		276.852
21	0,75436161				362.109		362.109				273.161		273.161
22	0,744303455				362.109		362.109				269.519		269.519

Year	*Discount Factor*	*Fuel Cell*											
		Nominal Cash Flows (Rp)						*Discounted Cash Flows* (Rp)					
		Capital	*Replacement*	*Salvage*	O&M	*Fuel*	**Total**	*Capital*	*Replacement*	*Salvage*	O&M	*Fuel*	**Total**
23	0,734379408				362.109		362.109				265.925		265.925
24	0,724587683				362.109		362.109				262.380		262.380
25	0,714926513			-4.410.527	362.109		-4.048.418			-3.153.203	258.881		-2.894.321
TOTAL		21.384.375		-4.410.527	9.052.725		26.026.573	21.384.375		-3.153.203	7.638.848		25.870.020

Lampiran 34 – Perhitungan Nilai Ekonomis Sektor Inverter I, Komponen: *Grid*

Year	*Discount Factor*	*Grid*											
		Nominal Cash Flows (Rp)						*Discounted Cash Flows* (Rp)					
		Capital	*Replacement*	*Salvage*	O&M	*Fuel*	**Total**	*Capital*	*Replacement*	*Salvage*	O&M	*Fuel*	**Total**
0	1												
1	0,986666666				-1.058.375		-1.058.375				-1.044.263		-1.044.263
2	0,97351111				-1.058.375		-1.058.375				-1.030.340		-1.030.340
3	0,960530962				-1.058.375		-1.058.375				-1.016.602		-1.016.602
4	0,947723882				-1.058.375		-1.058.375				-1.003.047		-1.003.047
5	0,935087563				-1.058.375		-1.058.375				-989.673		-989.673
6	0,922619728				-1.058.375		-1.058.375				-976.478		-976.478
7	0,910318131				-1.058.375		-1.058.375				-963.458		-963.458
8	0,898180556				-1.058.375		-1.058.375				-950.612		-950.612
9	0,886204815				-1.058.375		-1.058.375				-937.937		-937.937
10	0,87438875				-1.058.375		-1.058.375				-925.431		-925.431
11	0,862730233				-1.058.375		-1.058.375				-913.092		-913.092
12	0,851227163				-1.058.375		-1.058.375				-900.918		-900.918
13	0,839877467				-1.058.375		-1.058.375				-888.905		-888.905

Year	*Discount Factor*	*Grid*											
		Nominal Cash Flows (Rp)						*Discounted Cash Flows* (Rp)					
		Capital	*Replacement*	*Salvage*	O&M	*Fuel*	**Total**	*Capital*	*Replacement*	*Salvage*	O&M	*Fuel*	**Total**
14	0,8286791				-1.058.375		-1.058.375				-877.053		-877.053
15	0,817630045				-1.058.375		-1.058.375				-865.359		-865.359
16	0,806728311				-1.058.375		-1.058.375				-853.821		-853.821
17	0,795971933				-1.058.375		-1.058.375				-842.437		-842.437
18	0,785358974				-1.058.375		-1.058.375				-831.204		-831.204
19	0,77488752				-1.058.375		-1.058.375				-820.122		-820.122
20	0,764555686				-1.058.375		-1.058.375				-809.187		-809.187
21	0,75436161				-1.058.375		-1.058.375				-798.397		-798.397
22	0,744303455				-1.058.375		-1.058.375				-787.752		-787.752
23	0,734379408				-1.058.375		-1.058.375				-777.249		-777.249
24	0,724587683				-1.058.375		-1.058.375				-766.885		-766.885
25	0,714926513				-1.058.375		-1.058.375				-756.660		-756.660
TOTAL					-26.459.375		-26.459.375				-22.326.883		-22.326.883

Lampiran 35 – Perhitungan Nilai Ekonomis Sektor Inverter I, Komponen: *Hydrogen Tank*

Year	*Discount Factor*	*Hydrogen Tank*											
		Nominal Cash Flows (Rp)						*Discounted Cash Flows* (Rp)					
		Capital	*Replacement*	*Salvage*	O&M	*Fuel*	**Total**	*Capital*	*Replacement*	*Salvage*	O&M	*Fuel*	**Total**
0	1	15.840.000					15.840.000	15.840.000					15.840.000
1	0,986666666				5.280.000		5.280.000				5.209.600		5.209.600
2	0,97351111				5.280.000		5.280.000				5.140.139		5.140.139
3	0,960530962				5.280.000		5.280.000				5.071.603		5.071.603
4	0,947723882				5.280.000		5.280.000				5.003.982		5.003.982

Year	*Discount Factor*	***Hydrogen Tank***											
		***Nominal Cash Flows* (Rp)**						***Discounted Cash Flows* (Rp)**					
		Capital	*Replacement*	*Salvage*	O&M	*Fuel*	**Total**	*Capital*	*Replacement*	*Salvage*	O&M	*Fuel*	**Total**
5	0,935087563				5.280.000		5.280.000				4.937.262		4.937.262
6	0,922619728				5.280.000		5.280.000				4.871.432		4.871.432
7	0,910318131				5.280.000		5.280.000				4.806.480		4.806.480
8	0,898180556				5.280.000		5.280.000				4.742.393		4.742.393
9	0,886204815				5.280.000		5.280.000				4.679.161		4.679.161
10	0,87438875				5.280.000		5.280.000				4.616.773		4.616.773
11	0,862730233				5.280.000		5.280.000				4.555.216		4.555.216
12	0,851227163				5.280.000		5.280.000				4.494.479		4.494.479
13	0,839877467				5.280.000		5.280.000				4.434.553		4.434.553
14	0,8286791				5.280.000		5.280.000				4.375.426		4.375.426
15	0,817630045				5.280.000		5.280.000				4.317.087		4.317.087
16	0,806728311				5.280.000		5.280.000				4.259.525		4.259.525
17	0,795971933				5.280.000		5.280.000				4.202.732		4.202.732
18	0,785358974				5.280.000		5.280.000				4.146.695		4.146.695
19	0,77488752				5.280.000		5.280.000				4.091.406		4.091.406
20	0,764555686				5.280.000		5.280.000				4.036.854		4.036.854
21	0,75436161				5.280.000		5.280.000				3.983.029		3.983.029
22	0,744303455				5.280.000		5.280.000				3.929.922		3.929.922
23	0,734379408				5.280.000		5.280.000				3.877.523		3.877.523
24	0,724587683				5.280.000		5.280.000				3.825.823		3.825.823
25	0,714926513				5.280.000		5.280.000				3.774.812		3.774.812
TOTAL		15.840.000			132.000.000		147.840.000	15.840.000			111.383.909		127.223.909

Lampiran 36 – Perhitungan Nilai Ekonomis Sektor Inverter I, Komponen: Luminous Cruze UPS 10 kVA

Year	*Discount Factor*	**Luminous Cruze UPS 10 kVA**											
		***Nominal Cash Flows* (Rp)**						***Discounted Cash Flows* (Rp)**					
		Capital	*Replacement*	*Salvage*	O&M	*Fuel*	**Total**	*Capital*	*Replacement*	*Salvage*	O&M	*Fuel*	**Total**
0	1	14.181.576					14.181.576	14.181.576					14.181.576
1	0,986666666				1.536.750		1.536.750				1.516.260		1.516.260
2	0,97351111				1.536.750		1.536.750				1.496.043		1.496.043
3	0,960530962				1.536.750		1.536.750				1.476.096		1.476.096
4	0,947723882				1.536.750		1.536.750				1.456.415		1.456.415
5	0,935087563				1.536.750		1.536.750				1.436.996		1.436.996
6	0,922619728				1.536.750		1.536.750				1.417.836		1.417.836
7	0,910318131				1.536.750		1.536.750				1.398.931		1.398.931
8	0,898180556				1.536.750		1.536.750				1.380.279		1.380.279
9	0,886204815				1.536.750		1.536.750				1.361.875		1.361.875
10	0,87438875				1.536.750		1.536.750				1.343.717		1.343.717
11	0,862730233				1.536.750		1.536.750				1.325.801		1.325.801
12	0,851227163				1.536.750		1.536.750				1.308.123		1.308.123
13	0,839877467				1.536.750		1.536.750				1.290.682		1.290.682
14	0,8286791				1.536.750		1.536.750				1.273.473		1.273.473
15	0,817630045				1.536.750		1.536.750				1.256.493		1.256.493
16	0,806728311				1.536.750		1.536.750				1.239.740		1.239.740
17	0,795971933				1.536.750		1.536.750				1.223.210		1.223.210
18	0,785358974				1.536.750		1.536.750				1.206.900		1.206.900
19	0,77488752				1.536.750		1.536.750				1.190.808		1.190.808
20	0,764555686		14.181.576		1.536.750		15.718.326		10.842.605		1.174.931		12.017.536
21	0,75436161				1.536.750		1.536.750				1.159.265		1.159.265
22	0,744303455				1.536.750		1.536.750				1.143.808		1.143.808

Year	*Discount Factor*	**Luminous Cruze UPS 10 kVA**											
		***Nominal Cash Flows* (Rp)**						***Discounted Cash Flows* (Rp)**					
		Capital	*Replacement*	*Salvage*	O&M	*Fuel*	**Total**	*Capital*	*Replacement*	*Salvage*	O&M	*Fuel*	**Total**
23	0,734379408				1.536.750		1.536.750				1.128.558		1.128.558
24	0,724587683				1.536.750		1.536.750				1.113.510		1.113.510
25	0,714926513			-10.636.182	1.536.750		-9.099.432			-7.604.089	1.098.663		-6.505.425
TOTAL		14.181.576	14.181.576	-10.636.182	38.418.750		56.145.720	14.181.576	10.842.605	-7.604.089	32.418.413		49.838.505

Lampiran 37 – Perhitungan Nilai Ekonomis Sektor Inverter II, Komponen: Luminous Battery RC18000

Year	*Discount Factor*	**Luminous Battery RC18000**											
		***Nominal Cash Flows*(Rp)**						***Discounted Cash Flows* (Rp)**					
		Capital	*Replacement*	*Salvage*	O&M	*Fuel*	**Total**	*Capital*	*Replacement*	*Salvage*	O&M	*Fuel*	**Total**
0	1	7.729.486					7.729.486	7.729.486					7.729.486
1	0,986666666				154.590		154.590				152.529		152.529
2	0,97351111				154.590		154.590				150.495		150.495
3	0,960530962				154.590		154.590				148.488		148.488
4	0,947723882				154.590		154.590				146.509		146.509
5	0,935087563		7.729.486		154.590		7.884.076		7.227.746		144.555		7.372.301
6	0,922619728				154.590		154.590				142.628		142.628
7	0,910318131				154.590		154.590				140.726		140.726
8	0,898180556				154.590		154.590				138.850		138.850
9	0,886204815				154.590		154.590				136.998		136.998
10	0,87438875		7.729.486		154.590		7.884.076		6.758.576		135.172		6.893.747
11	0,862730233				154.590		154.590				133.369		133.369
12	0,851227163				154.590		154.590				131.591		131.591
13	0,839877467				154.590		154.590				129.837		129.837

Year	*Discount Factor*	**Luminous Battery RC18000**											
		***Nominal Cash Flows*(Rp)**						***Discounted Cash Flows* (Rp)**					
		Capital	*Replacement*	*Salvage*	O&M	*Fuel*	**Total**	*Capital*	*Replacement*	*Salvage*	O&M	*Fuel*	**Total**
14	0,8286791				154.590		154.590				128.106		128.106
15	0,817630045		7.729.486		154.590		7.884.076		6.319.860		126.397		6.446.257
16	0,806728311				154.590		154.590				124.712		124.712
17	0,795971933				154.590		154.590				123.049		123.049
18	0,785358974				154.590		154.590				121.409		121.409
19	0,77488752				154.590		154.590				119.790		119.790
20	0,764555686		7.729.486		154.590		7.884.076		5.909.622		118.193		6.027.815
21	0,75436161				154.590		154.590				116.617		116.617
22	0,744303455				154.590		154.590				115.062		115.062
23	0,734379408				154.590		154.590				113.528		113.528
24	0,724587683				154.590		154.590				112.014		112.014
25	0,714926513				154.590		154.590				110.520		110.520
TOTAL		7.729.486	30.917.944		3.864.750		42.512.180	7.729.486	26.215.804		3.261.144		37.206.434

Lampiran 38 – Perhitungan Nilai Ekonomis Sektor Inverter II, Komponen: Canadian Solar CS6P-260P

Year	*Discount Factor*	**Canadian Solar CS6P-260P**											
		***Nominal Cash Flows* (Rp)**						***Discounted Cash Flows* (Rp)**					
		Capital	*Replacement*	*Salvage*	O&M	*Fuel*	**Total**	*Capital*	*Replacement*	*Salvage*	O&M	*Fuel*	**Total**
0	1	74.845.313					74.845.313	74.845.313			-		74.845.313
1	0,986666666				1.496.906		1.496.906				1.476.947		1.476.947
2	0,97351111				1.496.907		1.496.907				1.457.256		1.457.256
3	0,960530962				1.496.907		1.496.907				1.437.826		1.437.826
4	0,947723882				1.496.907		1.496.907				1.418.655		1.418.655

Year	*Discount Factor*	**Canadian Solar CS6P-260P**											
		***Nominal Cash Flows* (Rp)**						***Discounted Cash Flows* (Rp)**					
		Capital	*Replacement*	*Salvage*	O&M	*Fuel*	**Total**	*Capital*	*Replacement*	*Salvage*	O&M	*Fuel*	**Total**
5	0,935087563				1.496.907		1.496.907				1.399.739		1.399.739
6	0,922619728				1.496.907		1.496.907				1.381.076		1.381.076
7	0,910318131				1.496.907		1.496.907				1.362.662		1.362.662
8	0,898180556				1.496.907		1.496.907				1.344.493		1.344.493
9	0,886204815				1.496.907		1.496.907				1.326.566		1.326.566
10	0,87438875				1.496.907		1.496.907				1.308.879		1.308.879
11	0,862730233				1.496.907		1.496.907				1.291.427		1.291.427
12	0,851227163				1.496.907		1.496.907				1.274.208		1.274.208
13	0,839877467				1.496.907		1.496.907				1.257.218		1.257.218
14	0,8286791				1.496.907		1.496.907				1.240.456		1.240.456
15	0,817630045				1.496.907		1.496.907				1.223.916		1.223.916
16	0,806728311				1.496.907		1.496.907				1.207.597		1.207.597
17	0,795971933				1.496.907		1.496.907				1.191.496		1.191.496
18	0,785358974				1.496.907		1.496.907				1.175.609		1.175.609
19	0,77488752				1.496.907		1.496.907				1.159.935		1.159.935
20	0,764555686				1.496.907		1.496.907				1.144.469		1.144.469
21	0,75436161				1.496.907		1.496.907				1.129.209		1.129.209
22	0,744303455				1.496.907		1.496.907				1.114.153		1.114.153
23	0,734379408				1.496.907		1.496.907				1.099.298		1.099.298
24	0,724587683				1.496.907		1.496.907				1.084.640		1.084.640
25	0,714926513				1.496.907		1.496.907				1.070.179		1.070.179
TOTAL		74.845.313			37.422.674		112.267.987	74.845.313			31.577.907		106.423.220

Lampiran 39– Perhitungan Nilai Ekonomis Sektor Inverter II, Komponen: *Grid*

Year	*Discount Factor*	***Grid***											
		***Nominal Cash Flows* (Rp)**						***Discounted Cash Flows* (Rp)**					
		Capital	*Replacement*	*Salvage*	O&M	*Fuel*	**Total**	*Capital*	*Replacement*	*Salvage*	O&M	*Fuel*	**Total**
0	1												
1	0,986666666				-4.617.227		-4.617.227				-4.555.664		-4.555.664
2	0,97351111				-4.617.227		-4.617.227				-4.494.922		-4.494.922
3	0,960530962				-4.617.227		-4.617.227				-4.434.989		-4.434.989
4	0,947723882				-4.617.227		-4.617.227				-4.375.856		-4.375.856
5	0,935087563				-4.617.227		-4.617.227				-4.317.512		-4.317.512
6	0,922619728				-4.617.227		-4.617.227				-4.259.945		-4.259.945
7	0,910318131				-4.617.227		-4.617.227				-4.203.145		-4.203.145
8	0,898180556				-4.617.227		-4.617.227				-4.147.104		-4.147.104
9	0,886204815				-4.617.227		-4.617.227				-4.091.809		-4.091.809
10	0,87438875				-4.617.227		-4.617.227				-4.037.251		-4.037.251
11	0,862730233				-4.617.227		-4.617.227				-3.983.421		-3.983.421
12	0,851227163				-4.617.227		-4.617.227				-3.930.309		-3.930.309
13	0,839877467				-4.617.227		-4.617.227				-3.877.905		-3.877.905
14	0,8286791				-4.617.227		-4.617.227				-3.826.200		-3.826.200
15	0,817630045				-4.617.227		-4.617.227				-3.775.184		-3.775.184
16	0,806728311				-4.617.227		-4.617.227				-3.724.848		-3.724.848
17	0,795971933				-4.617.227		-4.617.227				-3.675.183		-3.675.183
18	0,785358974				-4.617.227		-4.617.227				-3.626.181		-3.626.181
19	0,77488752				-4.617.227		-4.617.227				-3.577.832		-3.577.832
20	0,764555686				-4.617.227		-4.617.227				-3.530.127		-3.530.127
21	0,75436161				-4.617.227		-4.617.227				-3.483.059		-3.483.059
22	0,744303455				-4.617.227		-4.617.227				-3.436.618		-3.436.618

Year	*Discount Factor*	*Grid*											
		Nominal Cash Flows (Rp)						*Discounted Cash Flows* (Rp)					
		Capital	*Replacement*	*Salvage*	O&M	*Fuel*	**Total**	*Capital*	*Replacement*	*Salvage*	O&M	*Fuel*	**Total**
23	0,734379408				-4.617.227		-4.617.227				-3.390.796		-3.390.796
24	0,724587683				-4.617.227		-4.617.227				-3.345.586		-3.345.586
25	0,714926513				-4.617.227		-4.617.227				-3.300.978		-3.300.978
TOTAL					-115.430.675		- 115.430.675				-97.402.423		-97.402.423

Lampiran 40 – Perhitungan Nilai Ekonomis Sektor Inverter II, Komponen: Luminous Cruze UPS 7,5 kVA

Year	*Discount Factor*	**Luminous Cruze UPS 7.5 kVA**											
		Nominal Cash Flows (Rp)						*Discounted Cash Flows* (Rp)					
		Capital	*Replacement*	*Salvage*	O&M	*Fuel*	**Total**	*Capital*	*Replacement*	*Salvage*	O&M	*Fuel*	**Total**
0	1	10.368.781					10.368.781	10.368.781					10.368.781
1	0,986666666				207.376		207.376				204.611		204.611
2	0,97351111				207.376		207.376				201.883		201.883
3	0,960530962				207.376		207.376				199.191		199.191
4	0,947723882				207.376		207.376				196.535		196.535
5	0,935087563				207.376		207.376				193.915		193.915
6	0,922619728				207.376		207.376				191.329		191.329
7	0,910318131				207.376		207.376				188.778		188.778
8	0,898180556				207.376		207.376				186.261		186.261
9	0,886204815				207.376		207.376				183.778		183.778
10	0,87438875				207.376		207.376				181.327		181.327
11	0,862730233				207.376		207.376				178.910		178.910
12	0,851227163				207.376		207.376				176.524		176.524
13	0,839877467				207.376		207.376				174.170		174.170

Year	*Discount Factor*	**Luminous Cruze UPS 7.5 kVA**											
		***Nominal Cash Flows* (Rp)**						***Discounted Cash Flows* (Rp)**					
		Capital	*Replacement*	*Salvage*	O&M	*Fuel*	**Total**	*Capital*	*Replacement*	*Salvage*	O&M	*Fuel*	**Total**
14	0,8286791				207.376		207.376				171.848		171.848
15	0,817630045				207.376		207.376				169.557		169.557
16	0,806728311				207.376		207.376				167.296		167.296
17	0,795971933				207.376		207.376				165.065		165.065
18	0,785358974				207.376		207.376				162.865		162.865
19	0,77488752				207.376		207.376				160.693		160.693
20	0,764555686				207.376		207.376				158.550		158.550
21	0,75436161		10.368.781		207.376		10.576.157		7.821.810		156.436		7.978.247
22	0,744303455				207.376		207.376				154.351		154.351
23	0,734379408				207.376		207.376				152.293		152.293
24	0,724587683				207.376		207.376				150.262		150.262
25	0,714926513			-7.776.586	207.376		-7.569.210			-5.559.688	148.259		-5.411.429
TOTAL		10.368.781	10.368.781	-7.776.586	5.184.400		18.145.376	10.368.781	7.821.810	-5.559.688	4.374.687		17.005.591