

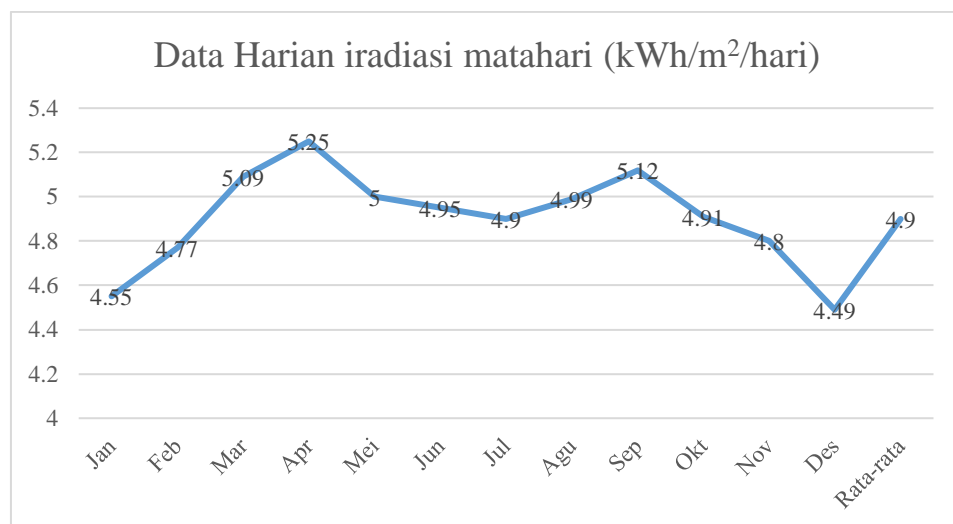
BAB IV HASIL DAN ANALISIS PENELITIAN

4.1 Pengumpulan Data

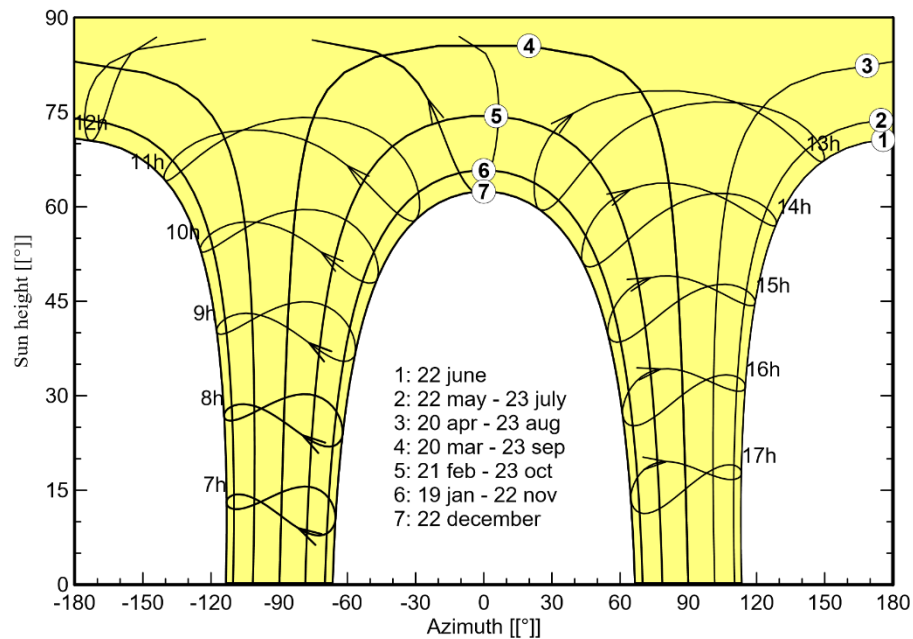
4.1.1 Data lokasi

1. Iradiasi matahari dan posisi matahari

Iradiasi matahari dan posisi matahari pada penelitian ini diperoleh dari *database Surface meteorology and Solar Energy (SSE)* milik *National Aeronautic and Space Administration (NASA)*. Untuk mendapatkan data dari SSE NASA diperlukan titik koordinat lokasi yang akan dipasang PLTS. Dibawah ini merupakan grafik iradiasi cahaya matahari yang didapat dari SSE NASA dengan titik koordinat lokasi yaitu *latitude 4.1°N longitude 117.9°E* dan *altitude 30 meter*:



Gambar 4.1 Grafik data harian iradiasi matahari di wilayah Desa Bukit Harapan (Sumber: NASA SSE)



Gambar 4.2 *Sun path* di Desa Bukit Harapan
 (Sumber: NASA SSE)

2. Jumlah rumah dan fasilitas umum

Dibawah ini merupakan tabel jumlah rumah tangga dan fasilitas umum yang ada di Desa Bukit Harapan, data diambil dari laporan Kecamatan Sebatik Tengah dalam angka 2017 dari Badan Pusat Statistik Kabupaten Nunukan.

Tabel 4.1 Jumlah rumah dan fasilitas umum

No	Jenis	Jumlah
1	Rumah Tangga	273
2	Fasilitas Umum	10

Sumber : BPS

3. Suhu ekstrim sekitar

Dibawah ini merupakan tabel suhu ekstrim sekitar, data suhu diambil dari suhu di Kabupaten Nunukan dari tahun 2008-2018.

Tabel 4.2 Suhu ekstrim sekitar

No	Jenis	Nilai
1	Suhu ekstrim terendah	18°
2	Suhu ekstrim tertinggi	35°

Sumber : BMKG

4.1.2 Pemilihan kuota energi listrik

Dikarenakan keterbatasan pada PLTS dengan sistem *off-grid*, pemanfaatan energi terbarukan mengharuskan kita secara bijak menghitung kebutuhan energi harian. Perencanaan yang baik harus dilakukan karena penggunaan yang tidak mengindahkan hal ini akan menyebabkan sistem tidak akan optimal melayani beban yang ada. Maka kuota energi tiap konsumen pada penelitian ini ditentukan terlebih dahulu dengan nilai sebagai berikut:

1. Kuota energi listrik untuk tiap rumah

Tabel 4.3 Kuota energi untuk rumah tangga

Perangkat	Jumlah	Daya (W)	Total Daya (W)	Durasi (jam)	Energi (Wh)
Lampu 1	1	10	10	16	160
Lampu 2	1	6	6	10	60
TV	1	35	35	4	140
Radio	1	5	5	4	20
Total					380

Jadi kuota energi untuk tiap rumah berdasarkan klasifikasi SNI IEC 04-6394-2000 untuk nilai 380 Wh adalah 400 Wh/hari

2. Kuota energi listrik untuk fasilitas umum

Tabel 4.4 Kuota energi untuk fasilitas umum

Perangkat	Jumlah	Daya (W)	Total Daya (W)	Durasi (jam)	Energi (Wh)
Lampu 1	1	10	10	20	200
Lampu 2	1	6	6	10	60
TV	1	35	35	5	175
Radio	1	5	5	5	25
Total					460

Jadi kuota energi untuk tiap fasilitas umum berdasarkan klasifikasi SNI IEC 04-6394-2000 untuk nilai 460 Wh adalah 500 Wh/hari

4.2 Pengolahan Data

4.2.1 Menentukan nilai *equal sun hours*

Menentukan nilai *equal sun hours* adalah menentukan nilai kelas iradiasi matahari yang akan digunakan untuk perancangan sistem.

Berikut nilai rata-rata iradiasi di Desa Bukit Harapan:

Rata-rata = 4,9 kWh/m²/hari (kategori III)

Range = 4,9 kWh/m²/hari - 5,25 kWh/m²/hari = 0,35 (kategori III)

4,9 kWh/m²/hari - 4,49 kWh/m²/hari = 0,41 (kategori III)

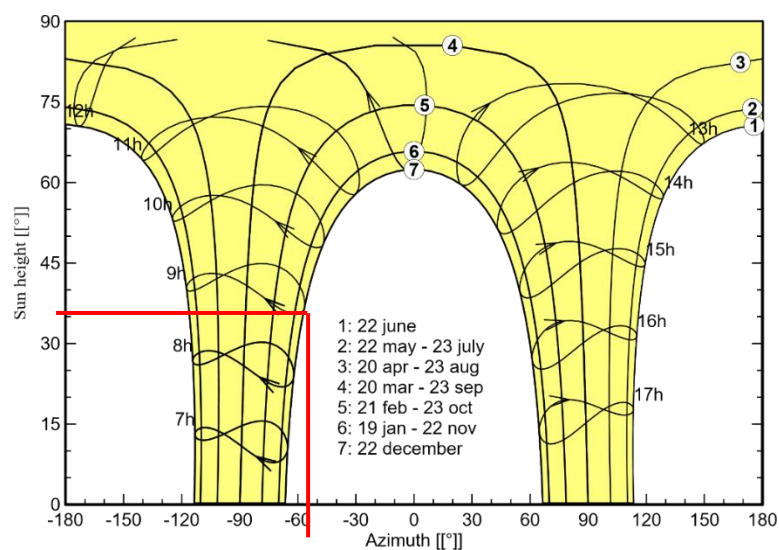
Tabel 4.5 Klasifikasi kelas iradiasi menurut SNI IEC 04-6394-2000

Kelas ESH	I	IIa	IIb	IIIa	IIIb	IV
Rata-rata iridiasi	<4,5	<4,5	4,5-5,5	4,5-5,5	>5,5	>5,5
Range	>1,5	<1,5	>1,5	<1,5	>1,5	<1,5
Kelas iridiasi	3	4	4	5	5	6

Jadi kelas iradiasi matahari yang akan digunakan untuk perancangan sistem berdasarkan nilai yang didapatkan adalah kelas IIIa yaitu 5 jam.

4.2.2 Menentukan sudut posisi matahari, orientasi dan kemiringan

1. Posisi matahari



Gambar 4.3 Posisi matahari pada jam 9
(Sumber: NASA SSE)

Jadi posisi ketinggian matahari pada jam 9 pagi adalah *altitude* 36° dan *azimuth* 55° .

2. Orientasi

Karena berdasarkan SNI IEC 04-6394-2000 lokasi yang berada di belahan bumi utara, panel surya harus menghadap ke selatan. Maka orientasi panel surya untuk daerah Desa Bukit Harapan dihadapkan ke selatan karena lokasinya termasuk ke belahan bumi utara.

3. Sudut kemiringan

Karena berdasarkan SNI IEC 04-6394-2000 lokasi yang berada di lintang antara 15° S dan 15° LU maka sudut kemiringan ditetapkan 15° untuk memastikan pembersihan panel pada saat hujan dan radiasi matahari yang didapatkan optimal.

4.2.3 Menentukan total kebutuhan beban

Pada penelitian ini nilai data yang digunakan dalam penentuan total kebutuhan beban harian di Desa Bukit Harapan adalah kuota energi listrik yang diberikan dan jumlah rumah, jumlah fasilitas umum, cadangan energi dan rugi-rugi sistem. Total kapasitas beban yang dibutuhkan terlihat pada data tabel dibawah ini:

Tabel 4.6 Total kapasitas beban harian yang dibutuhkan

No	Jenis Beban	Jumlah	Kuota Energi (Wh)	Total Energi (Wh/hari)
1	Rumah Tangga	273	400	109200
2	Fasilitas Umum	10	500	5000
Sub Total 1				114200
Cadangan Energi			30%	34260
Sub Total 2				148460
Rugi-rugi			25%	37115
Total Beban				185575

Dari hasil perhitungan diatas didapatkan kebutuhan energi untuk perencanaan PLTS Fotovoltaik Terpusat di Desa Bukit Harapan sebesar 185575 Wh/hari.

4.3 Pilihan Desain Teknis Umum

4.3.1 Menentukan kapasitas PLTS

Perencanaan kapasitas PLTS Fotovoltaik Terpusat yang akan dirancang di Desa Bukit Harapan ini telah diketahui nilai-nilai data sebagai berikut:

- Kebutuhan energi listrik sebesar 185575 Wh/hari
- Nilai kelas iridiasi matahari adalah 5 jam
- Nilai koefisiensi PLTS 0,65

Sehingga perhitungan kapasitas PLTS Fotovoltaik Terpusat didapat dengan rumus sebagai berikut:

$$P_{wp} = \frac{W}{t_{ins} \times k_{ef}}$$

dengan,

- P_{wp} = Kapasitas PLTS
 W = Kebutuhan energi
 t_{ins} = Kelas iradiasi
 k_{ef} = Koefisiensi PLTS

Maka:

$$P_{wp} = \frac{185575 \text{ Wh}}{5 \times 0,65} = 57,1 \text{ kWp}$$

Dari perhitungan didapatkan nilai kapasitas PLTS Fotovoltaik Terpusat yang dibutuhkan sebesar 57,1 kWp.

4.3.2 Menentukan kapasitas baterai

Efisiensi sistem rata-rata ketika memakai baterai, terdiri dari efisiensi inverter dan efisiensi baterai. Nilai tersebut direkomendasikan dengan nilai faktor 0,9. Untuk menentukan kapasitas baterai untuk PLTS Fotovoltaik Terpusat didapatkan dengan rumus berikut:

$$\begin{aligned} \text{Baterai (kWh)} &= \frac{\text{Otonomi sistem} \times \text{Total daya per hari (kWh)}}{\text{Effisiensi}} \\ \text{Baterai (kWh)} &= \frac{2 \times 185575 \text{ Wh}}{0,9} \\ &= 412,4 \text{ kWh} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Baterai (Ah)} &= \text{Baterai (kWh)} \times \frac{1000}{\text{Nominal tegangan}} \\ \text{Baterai (Ah)} &= 424,2 \times \frac{1000}{48} = 8591,7 \text{ Ah} \end{aligned}$$

Karena syarat *depth of discharge* (DOD) baterai telah ditentukan dengan nilai hingga 80%, maka kapasitas baterai:

$$\begin{aligned} \text{Kapasitas baterai} &= \text{Baterai (Ah)} \div \text{DOD} \\ &= 8591,7 \text{ Ah} \div 0.8 \\ &= 10740 \text{ Ah} \end{aligned}$$

Dari perhitungan diatas didapatkan nilai kapasitas baterai yang dibutuhkan sebesar 10740 Ah.

4.4 Spesifikasi Teknis

Pada penelitian ini sistem yang dipakai menggunakan konfigurasi sistem *off-grid DC coupling*, maka komponen utama untuk PLTS terdiri dari: panel surya, SCC, *inverter* baterai, dan baterai.

Merek dan tipe peralatan untuk setiap komponen utama ditunjukkan pada tabel berikut:

Tabel 4.7 Merek dan tipe peralatan yang dipakai

Komponen	Deskripsi
Panel Surya	LEN mono 200Wp
SCC	Conext MPPT 80 600
<i>Inverter</i> baterai	Conext XW+ 7048
Baterai	YJC 1200 Ah 2V

4.4.1 Desain panel *array*

Untuk menentukan desain rangkaian dari panel *array* diperlukan perhitungan agar algoritma *maximum power point tracking* pada *inverter* atau *solar charge controller* dapat bekerja dengan optimal dan kapasitas daya dan tegangan panel *array* tidak melebihi batas yang diperbolehkan.

Berikut merupakan tabel data spesifikasi panel surya dan *solar charge controller* yang dipakai dalam perancangan sistem PLTS Fotovoltaik Terpusat:

Tabel 4.8 Spesifikasi panel surya dan *solar charge controller*

Panel Surya	Teknikal Data
Manufaktur	PT Len Industri (Persero)
Tipe modul	Len 200 Wp Monocrystalline
Daya maksimum	200 Wp
<i>Open-circuit voltage</i> (V_{OC})	45,5 V
Tegangan daya maksimum (V_{MP})	37,44 V
<i>Short-circuit current</i> (I_{SC})	5,8 A
Arus daya maksimum (I_{MP})	5,35 A
Tegangan maksimal sistem	1000 V
Koefisien temperatur I_{SC}	0,04% /°C
Koefisien temperatur V_{OC}	-0,32% /°C
Ukuran	1580×808×45 mm
Berat	16 kg

SCC	Teknikal Data
Manufaktur	Schneider Electric
Tipe	Conext MPPT 80 600
<i>MPP Range</i>	195 V - 550 V
Maksimal tegangan masukan	600 V
Maksimal arus masukan	28 A
Ukuran	760×220×220 mm
Berat	20,4 kg

Berikut perhitungan desain rangkaian panel *array*:

1. Perhitungan tegangan

a. Perhitungan *Open-Circuit Voltage* pada NOCT

$$\begin{aligned}
 U_{OC(18^{\circ}C)} &= ((1 - (T_{oc} - 25 \times (TC_{OC}/100))) \times V_{OC\text{ STC}}) \\
 &= ((1 - (7 \times (-0,32/100))) \times 45,5) \\
 &= 46,51 \text{ V}
 \end{aligned}$$

b. Perhitungan jumlah maksimal panel surya tiap string

$$\begin{aligned}
 \text{Jumlah input} &= \text{Tegangan SCC} \div \text{Tegangan } V_{OC\text{ NOCT}} \\
 &= 600 \text{ V} \div 46,51 \text{ V} \\
 &= 12,9 \text{ (dibulatkan ke bawah)} = 12
 \end{aligned}$$

c. Perhitungan V_{mpp} maksimal pada NOCT

$$\begin{aligned}
 V_{MPP(35^{\circ}C)} &= ((1 + (T_{oc} + T_a - 25 \times (TC_{OC}/100))) \times V_{MPP\text{ STC}}) \\
 &= ((1 + (35 \times (-0,32/100))) \times 37,44) \\
 &= 33,49 \text{ Volt}
 \end{aligned}$$

d. Perhitungan jumlah minimal panel surya tiap *string*

$$\begin{aligned}
 \text{Jumlah input} &= \text{Tegangan minimal MPPT} \div V_{MPP\text{ NOCT}} \\
 &= 195 \text{ V} \div 33,49 \text{ V} \\
 &= 5,82 \text{ (dibulatkan ke atas)} = 6
 \end{aligned}$$

2. Perhitungan arus

a. Perhitungan arus maksimal pada NOCT

$$\begin{aligned} I_{SC (35^\circ C)} &= ((1 + (T_{oc} + T_a - 25 \times (TC_{SC} \div 100))) \times I_{SC STC}) \\ &= ((1 + (35 \times (0,04 \div 100))) \times 5,8) \\ &= 5,88 \text{ A} \end{aligned}$$

b. Perhitungan jumlah maksimal *string*

$$\begin{aligned} \text{Jumlah input} &= \text{Arus SCC} \div U_{SC NOCT} \\ &= 28 \text{ A} \div 5,88 \text{ A} \\ &= 4,7 \text{ String (dibulatkan ke bawah)} = 4 \end{aligned}$$

Jadi dari hasil perhitungan tersebut didapatkan skema rangkaian panel *array* minimal 6 panel dan maksimal 12 panel dengan hubungan seri tiap string dan maksimal 4 string dengan hubungan paralel tiap string.

Sehingga jumlah panel surya yang dibutuhkan dengan kapasitas *solar charge controller* 4800 W dan kapasitas panel surya 200 Wp per panel adalah 24 panel surya. Kemungkinan kombinasi yang dapat digunakan adalah 2 string dengan 12 panel surya dan 4 string dengan 6 panel surya.

Pada penelitian ini kombinasi yang dipilih untuk rangkaian panel *array* adalah kombinasi 2 string dengan 12 panel surya dengan hubungan seri setiap string.

4.4.2 Perhitungan proteksi pada *combiner box*

Combiner box adalah perangkat yang menggabungkan beberapa string panel surya secara paralel untuk disambung ke *solar charge controller*. Berdasarkan peraturan menteri ESDM Nomor 03 Tahun 2017 *combiner box* harus dilengkapi proteksi terhadap arus hubung singkat, proteksi surja, dan *switch* pemutus. Karena rangkaian panel *array* telah diketahui nilai-nilai data sebagai berikut:

- $V_{oc} = 45,5 \text{ V}$

- $I_{sc} = 5,80 \text{ A}$
- Jumlah panel surya dalam seri = 12
- Jumlah panel surya dalam paralel = 2

Sehingga perhitungan peralatan tersebut didapat dengan rumus sebagai berikut:

1. Fuse per string

$$\begin{aligned} \text{Rating tegangan} &= 1,2 \times (V_{oc} \times \text{jumlah panel surya dalam seri}) \\ &= 1,2 \times (45,5 \text{ V} \times 12 \text{ modul}) = 655,2 \text{ V} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Rating arus} &= 1,4 \times I_{sc} \\ &= 1,4 \times 5,8 = 8,12 \text{ A} \end{aligned}$$

Jadi fuse yang digunakan dalam tiap string adalah minimal 8,12 A dengan nominal tegangan 1000 VDC atau yang tersedia dipasaran adalah 10 A 1000 VDC

2. Fuse panel *array*

$$\begin{aligned} \text{Rating arus} &= 1,4 \times (I_{sc} \times \text{jumlah panel surya dalam paralel}) \\ &= 1,4 \times (5,8 \times 2) = 16,24 \text{ A} \end{aligned}$$

Jadi fuse yang digunakan dalam panel *array* adalah minimal 16,24 A dengan nominal tegangan 1000 VDC atau yang tersedia dipasaran adalah 20 A 1000 VDC

3. Luas penampang kahantar arus (kabel NYFGbY)

$$\begin{aligned} I_{KHA} &= I_n \times 1,25 \\ &= 16,24 \times 1,25 = 20,3 \text{ A} \end{aligned}$$

$$\text{Luas penampang} = 2,5 \text{ mm}^2 \text{ (hasil perhitungan di tabel KHA kabel)}$$

Jadi kabel yang digunakan dalam sambungan *combiner box* ke SCC adalah kabel NYFGbY 2,5 mm².

4.4.3 Perhitungan jarak antar panel *array*

Perhitungan ini berguna untuk menghindari bayangan yang tidak disengaja dari tiap-tiap baris panel *array* dan mengoptimalkan penggunaan lahan. Dengan diketahui nilai-nilai data sebagai berikut:

- Panjang panel *array* 2×158 cm
- Kemiringan panel *array* 15°
- *Solar altitude angle* (α) 36°
- *Solar azimuth angle* (ψ) 55°

Sehingga perhitungan jarak antar *array* didapat dengan rumus sebagai berikut:

$$h = x \times \sin(\theta)$$

$$D' = \frac{h}{\tan(\alpha)}$$

$$D = D' \times \cos(\psi)$$

dengan,

D' = Jarak bayangan maksimal

D = Jarak antar panel *array* minimal

Maka:

$$h = 316 \text{ cm} \times \sin(15) = 81,8 \text{ cm}$$

$$D' = \frac{81,8}{\tan(36)} = 112,6 \text{ cm} \approx 113 \text{ cm}$$

$$D = 113 \times \cos(55) = 64,8 \text{ cm} \approx 65 \text{ cm}$$

Dari perhitungan diatas didapatkan nilai jarak antar panel *array* minimal 65 cm setiap baris dan jarak bayangan maksimal 113 cm.

4.2.4 *Battery bank*

Karena kebutuhan rangkaian *battery bank* telah diketahui nilai-nilai data sebagai berikut:

- Kebutuhan baterai 10740 Ah
- Kapasitas baterai minimal 1000 Ah 2 V per baterai
- Tegangan sistem 48 VDC

Maka untuk desain rangkaian *battery bank*, kapasitas yang mendekati untuk kebutuhan 10740 Ah adalah 9 *battery bank* dengan spesifikasi tiap baterai 1200 Ah 2 V, dan untuk mendapatkan rangkaian sistem 48 V diperlukan 24 baterai ($48 \div 2 = 24$), dengan kapasitas total tiap *battery bank* 57,6 kW ($24 \text{ baterai} \times 2 \text{ V} \times 1200 \text{ Ah} = 57600 \text{ Wh}$). Sehingga total kebutuhan baterai adalah 216 baterai.

4.4.5 Perhitungan proteksi pada panel distribusi DC

Panel distribusi DC merupakan panel yang menggabungkan *input/output* dari beberapa *battery bank*, SCC, dan *battery inverter*. Karena spesifikasi peralatan telah diketahui nilai-nilai data sebagai berikut:

- Arus *output* maksimal SCC 80 A
- Arus *input* maksimal *inverter* 150 A

Sehingga perhitungan peralatan tersebut didapat dengan rumus sebagai berikut:

1. SCC ke baterai

Rating fuse

$$\begin{aligned}
 I_{\text{fuse}} &= I_n \times 100\% \\
 &= 80 \text{ A} \times 100\% \\
 &= 80 \text{ A}
 \end{aligned}$$

Jadi rating fuse yang digunakan dalam tiap sambungan SCC ke baterai adalah maksimal 80 A.

Rating MCB

$$\begin{aligned}
 I_{\text{MCB}} &= I_n \times 1,25 \\
 &= 80 \text{ A} \times 1,25 \\
 &= 100 \text{ A}
 \end{aligned}$$

Jadi rating MCB yang digunakan dalam tiap sambungan SCC ke baterai adalah maksimal 100 A.

Luas penampang kahantar arus (kabel NYAF)

$$\begin{aligned}
 I_{\text{KHA}} &= I_n \times 1,25 \\
 &= 80 \times 1,25 = 100 \text{ A}
 \end{aligned}$$

$$\text{Luas penampang} = 25 \text{ mm}^2 \text{ (hasil perhitungan di tabel KHA kabel)}$$

Jadi kabel yang digunakan dalam sambungan SCC ke *busbar* adalah kabel NYAF 25 mm².

2. Input *inverter* ke baterai

Rating fuse

$$\begin{aligned}
 I_{\text{fuse}} &= I_n \times 1,25 \\
 &= 150 \text{ A} \times 1,25 \\
 &= 187,5 \text{ A}
 \end{aligned}$$

Jadi rating fuse yang digunakan dalam sambungan tiap *inverter* ke baterai adalah 187,5 A atau yang tersedia dipasaran adalah 200 A.

Luas penampang kahantar arus (kabel NYAF)

$$\begin{aligned} I_{KHA} &= I_n \times 1,25 \\ &= 187,5 \times 1,25 = 234,4 \text{ A} \end{aligned}$$

Luas penampang = 95 mm² (hasil perhitungan di tabel KHA kabel)

Jadi kabel yang digunakan dalam sambungan input *inverter* ke *busbar* panel DC adalah kabel NYAF 95 mm².

4.4.6 Perhitungan proteksi pada panel distribusi AC

Panel distribusi AC merupakan panel yang mendistribusikan listrik ke jaringan konsumen melalui kabel distribusi dan menggabungkan *inverter* secara paralel. Karena spesifikasi peralatan telah diketahui nilai-nilai data sebagai berikut:

- Arus output maksimal *inverter* 40 A

1. Proteksi keluaran tiap *inverter*

Rating CB

$$\begin{aligned} I_{CB} &= I_n \times 1,25 \\ &= 40 \text{ A} \times 1,25 \\ &= 50 \text{ A} \end{aligned}$$

Jadi rating CB yang digunakan dalam sambungan keluaran tiap *inverter* adalah 50 A.

Luas penampang kahantar arus (kabel NYY)

$$\begin{aligned} I_{KHA} &= I_n \times 1,25 \\ &= 40 \times 1,25 = 50 \text{ A} \end{aligned}$$

Luas penampang = 10 mm² (hasil perhitungan di tabel KHA kabel)

Jadi kabel yang digunakan dalam sambungan keluaran *inverter* ke *busbar* panel AC adalah kabel NYAF 10 mm².

2. Proteksi AC *disconnect*

Rating CB

$$\begin{aligned} I_{CB} &= 3 \times I_n \times 1,25 \\ &= 3 \times 40 \times 1,25 \\ &= 150 \text{ A} \end{aligned}$$

Jadi rating CB yang digunakan dalam sambungan keluaran sistem 3 *phase* pada *multi-cluster* adalah 150 A.

Luas penampang kahantar arus (kabel NYY)

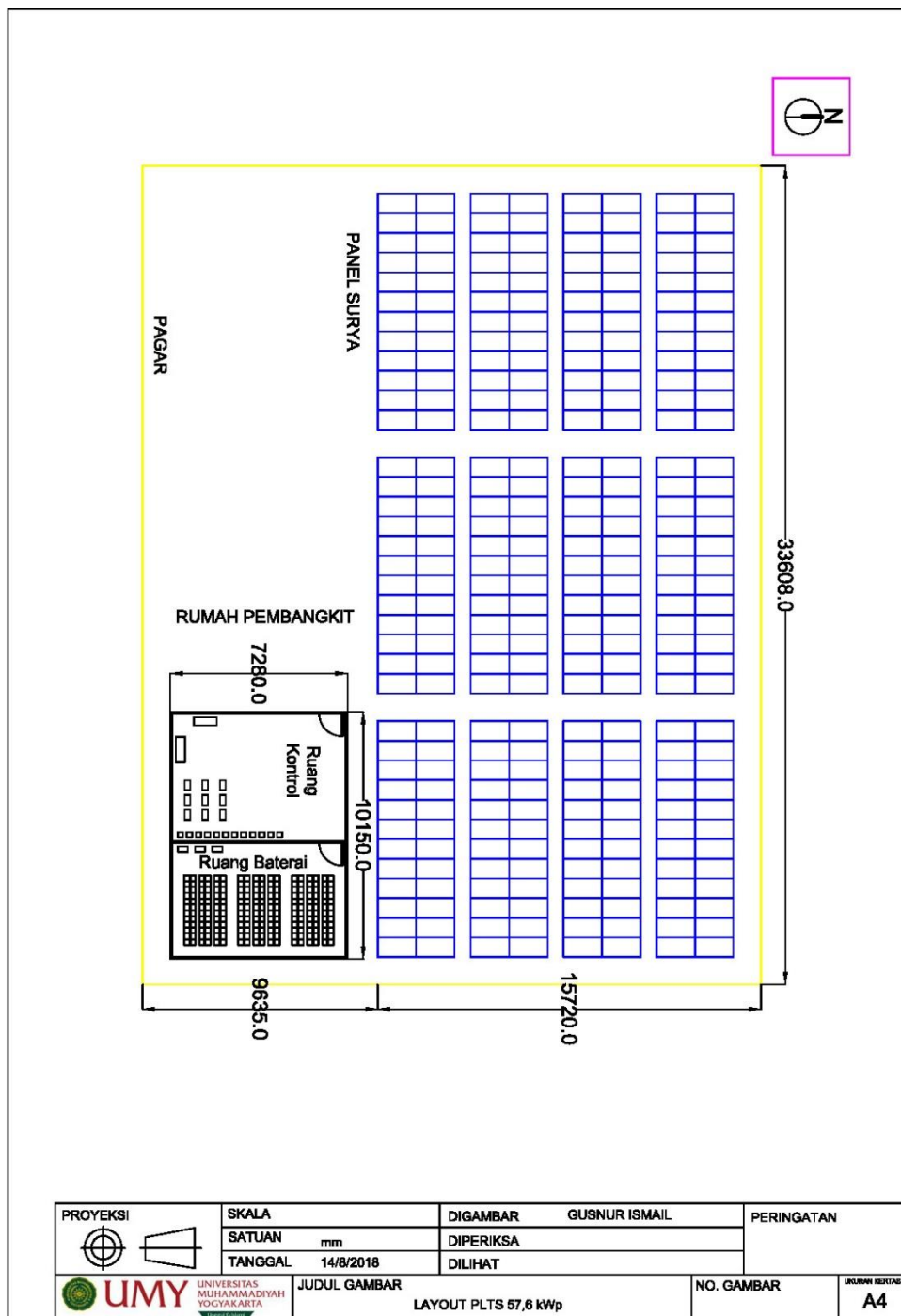
$$\begin{aligned} I_{KHA} &= I_n \times 1,25 \\ &= 120 \times 1,25 = 150 \text{ A} \end{aligned}$$

Luas penampang = 150 mm² (hasil perhitungan di tabel KHA kabel)

Jadi kabel yang digunakan dalam sambungan keluaran *inverter* ke *busbar* panel AC adalah kabel NYAF 150 mm².

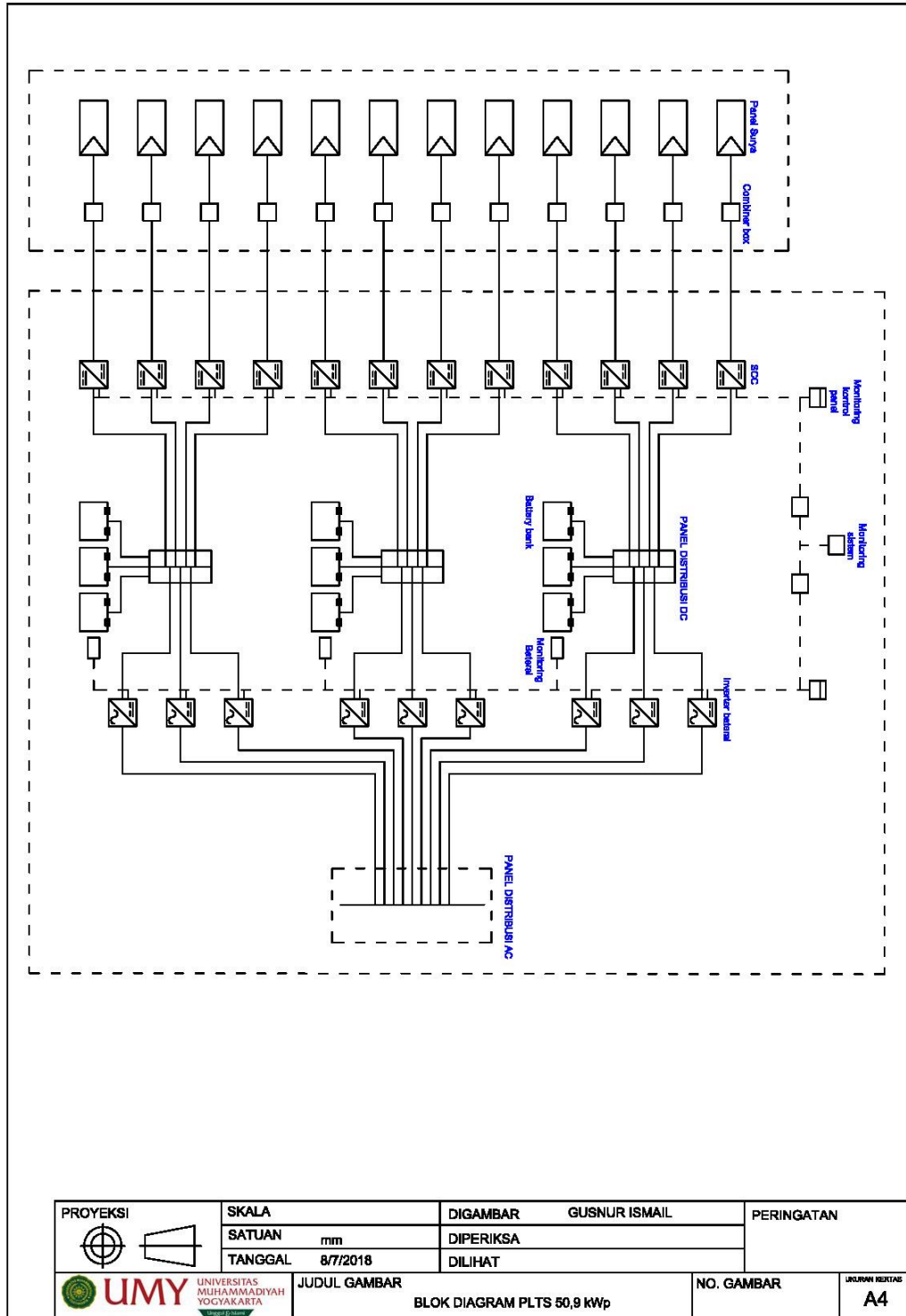
4.4.8 Preliminary engineering design

1. Layout PLTS



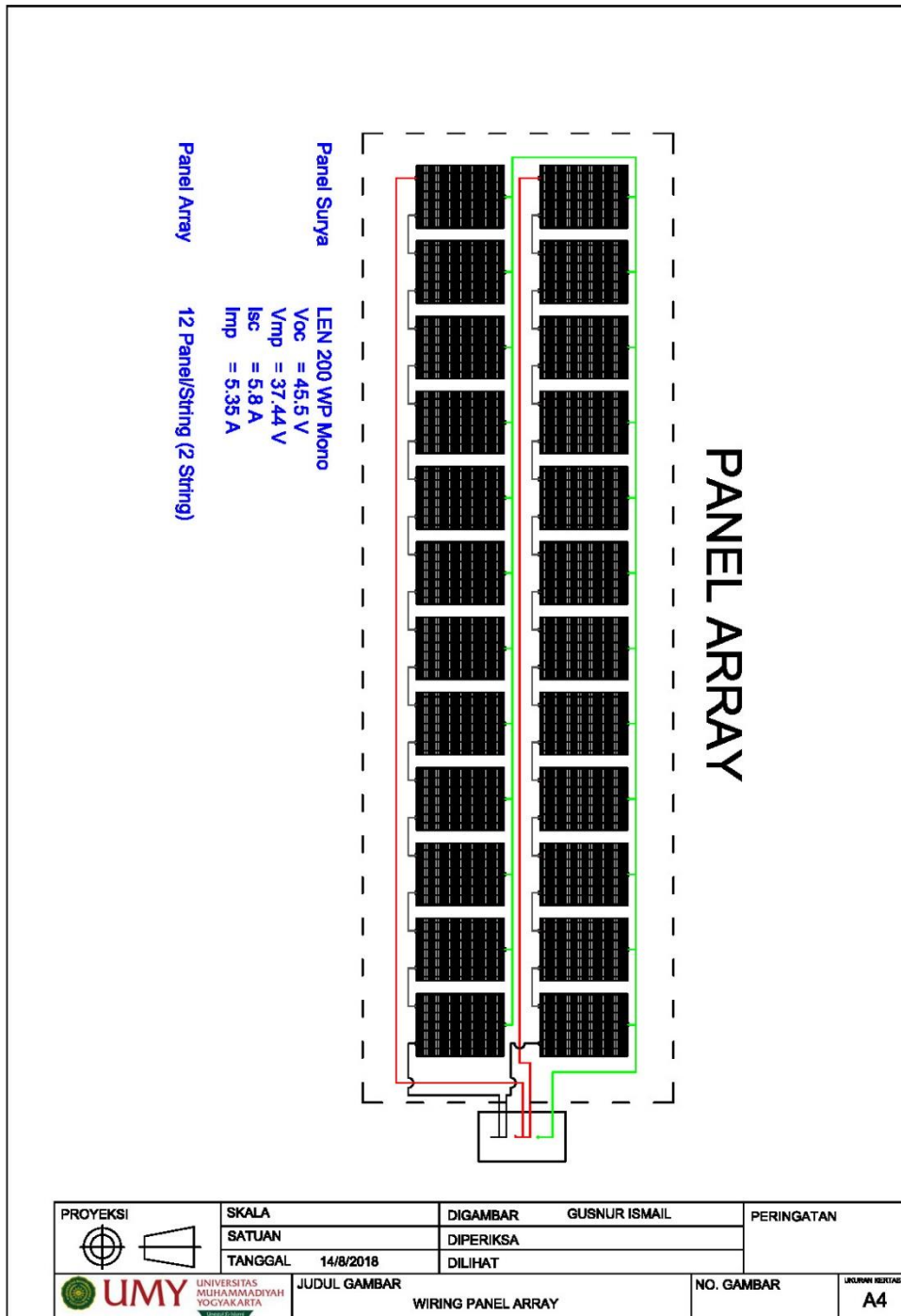
Gambar 4.4 Layout PLTS

2. Blok diagram sistem



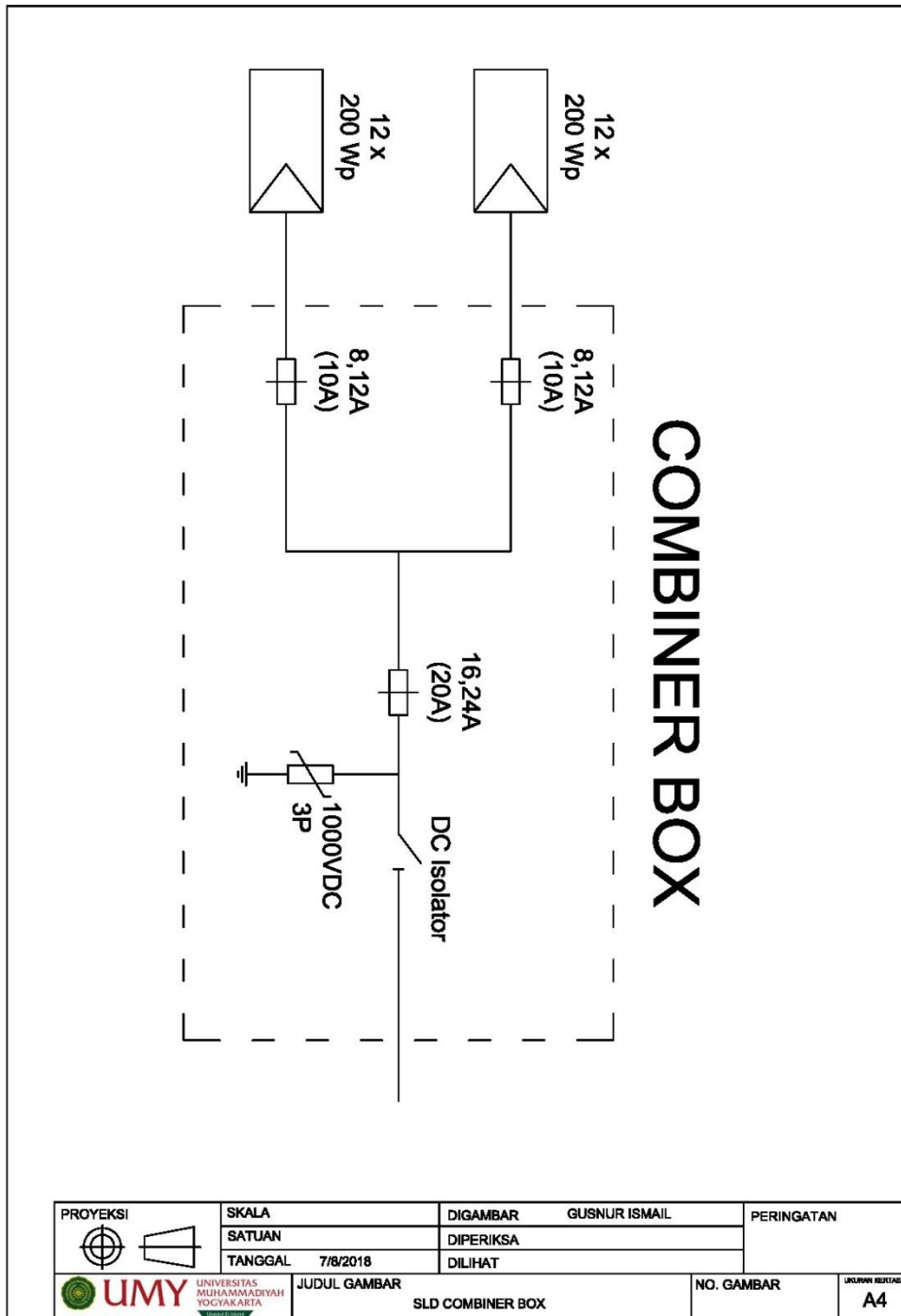
Gambar 4.5 Blok diagram sistem

3. Wiring panel array



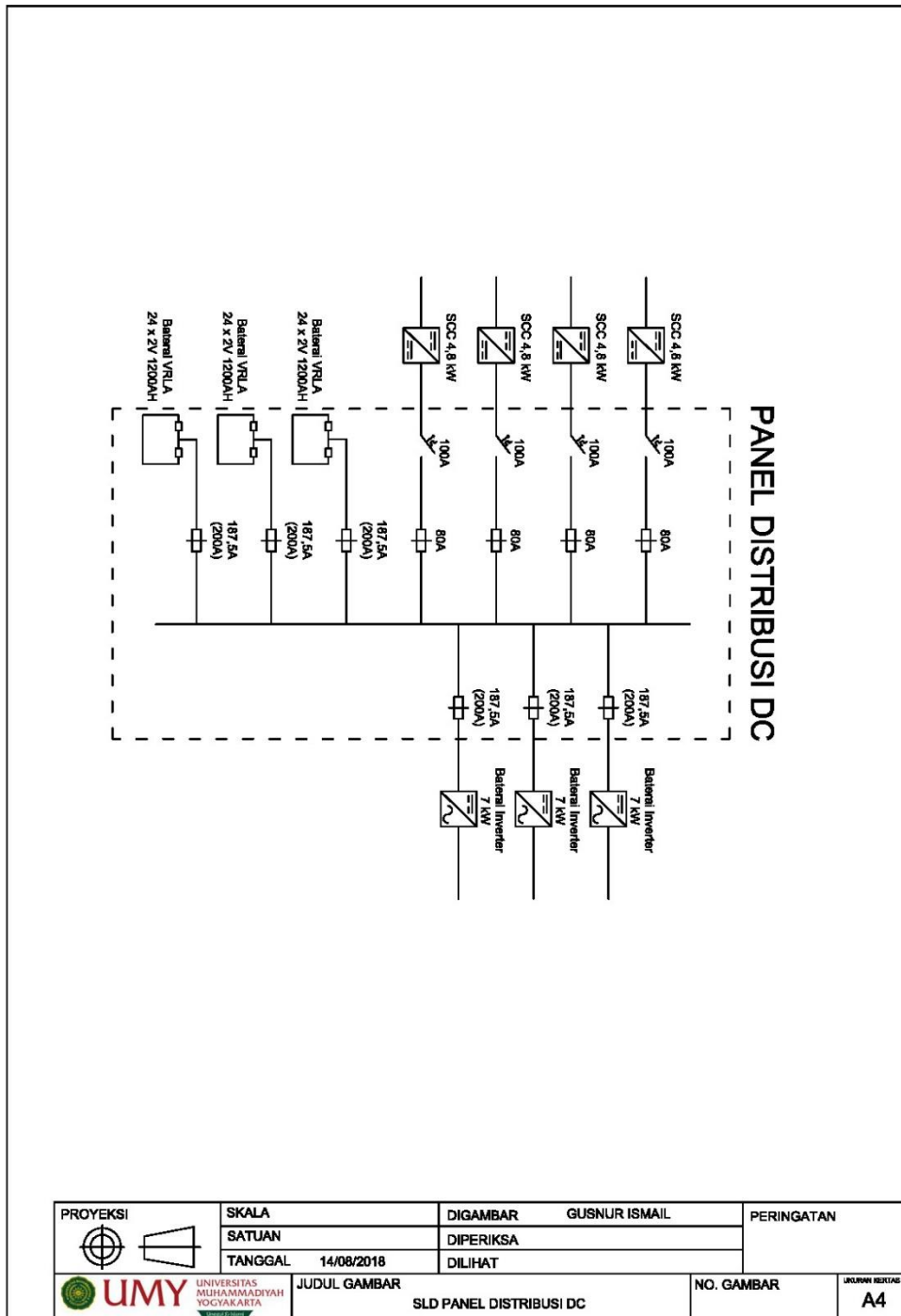
Gambar 4.6 Wiring panel array

4. Combiner box

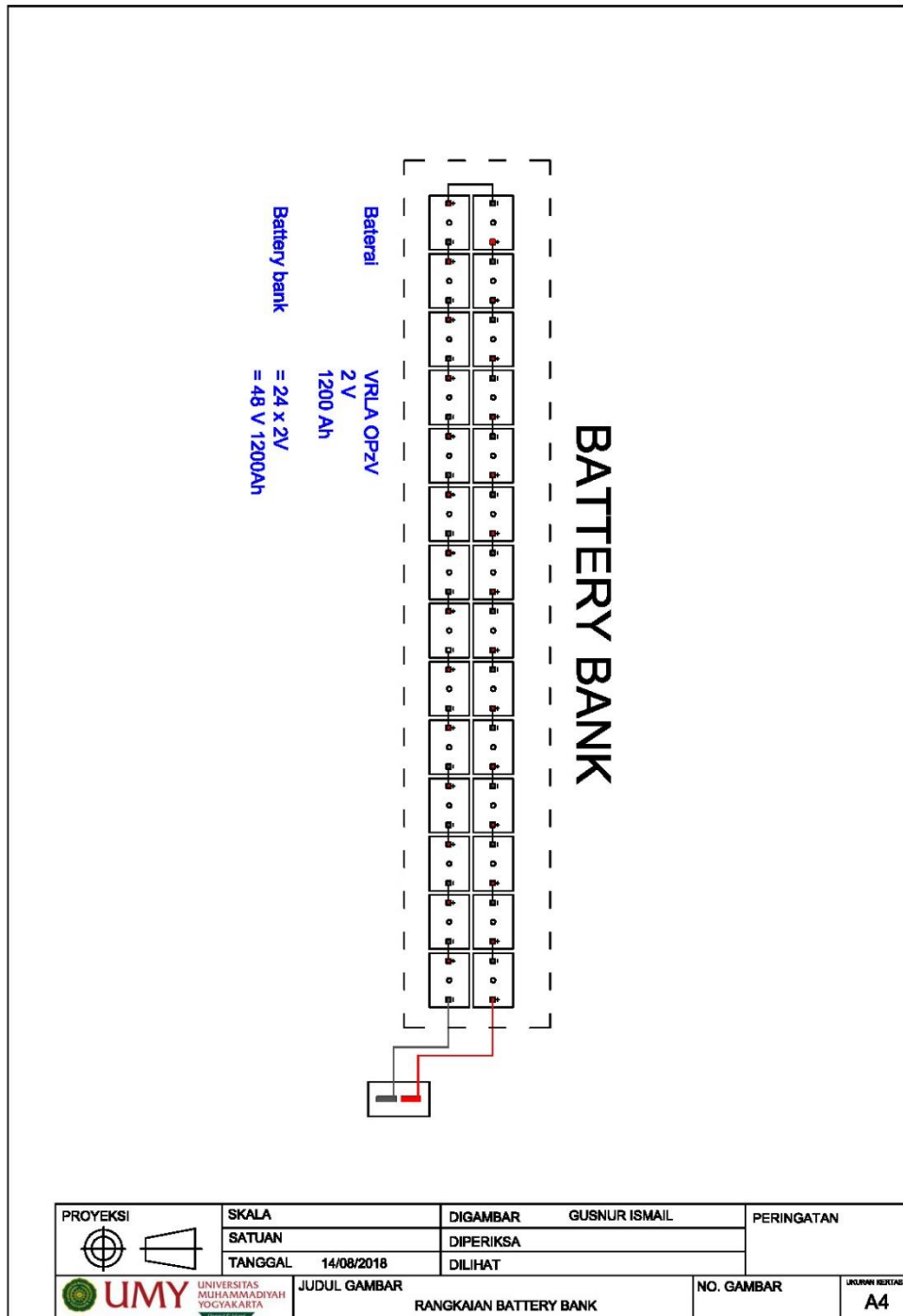


Gambar 4.7 Single line diagram combiner box

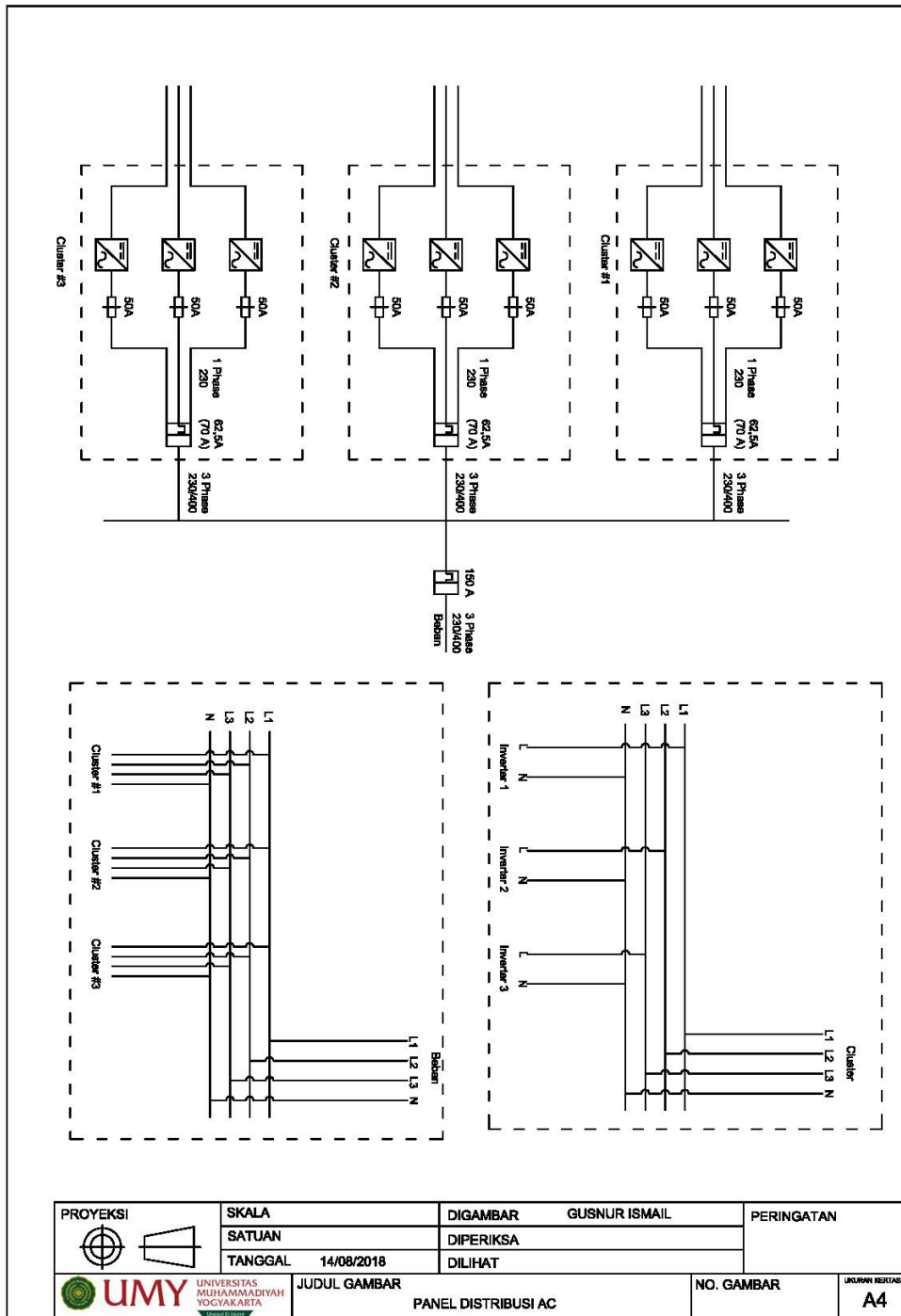
5. Panel distribusi DC



Gambar 4.8 Single line diagram panel distribusi DC

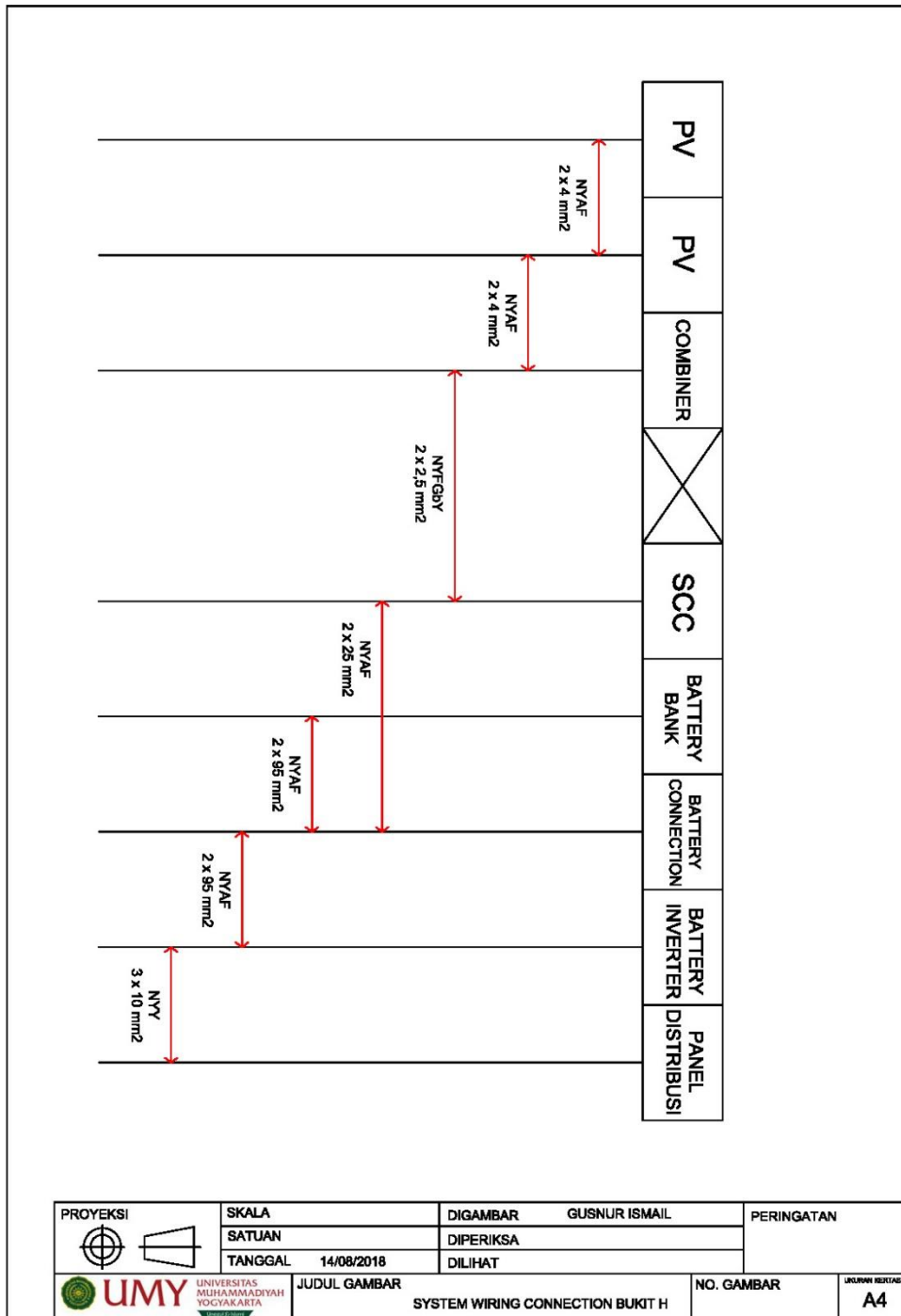
6. Wiring *battery bank*Gambar 4.9 Wiring *battery bank*

7. Panel Distribusi AC



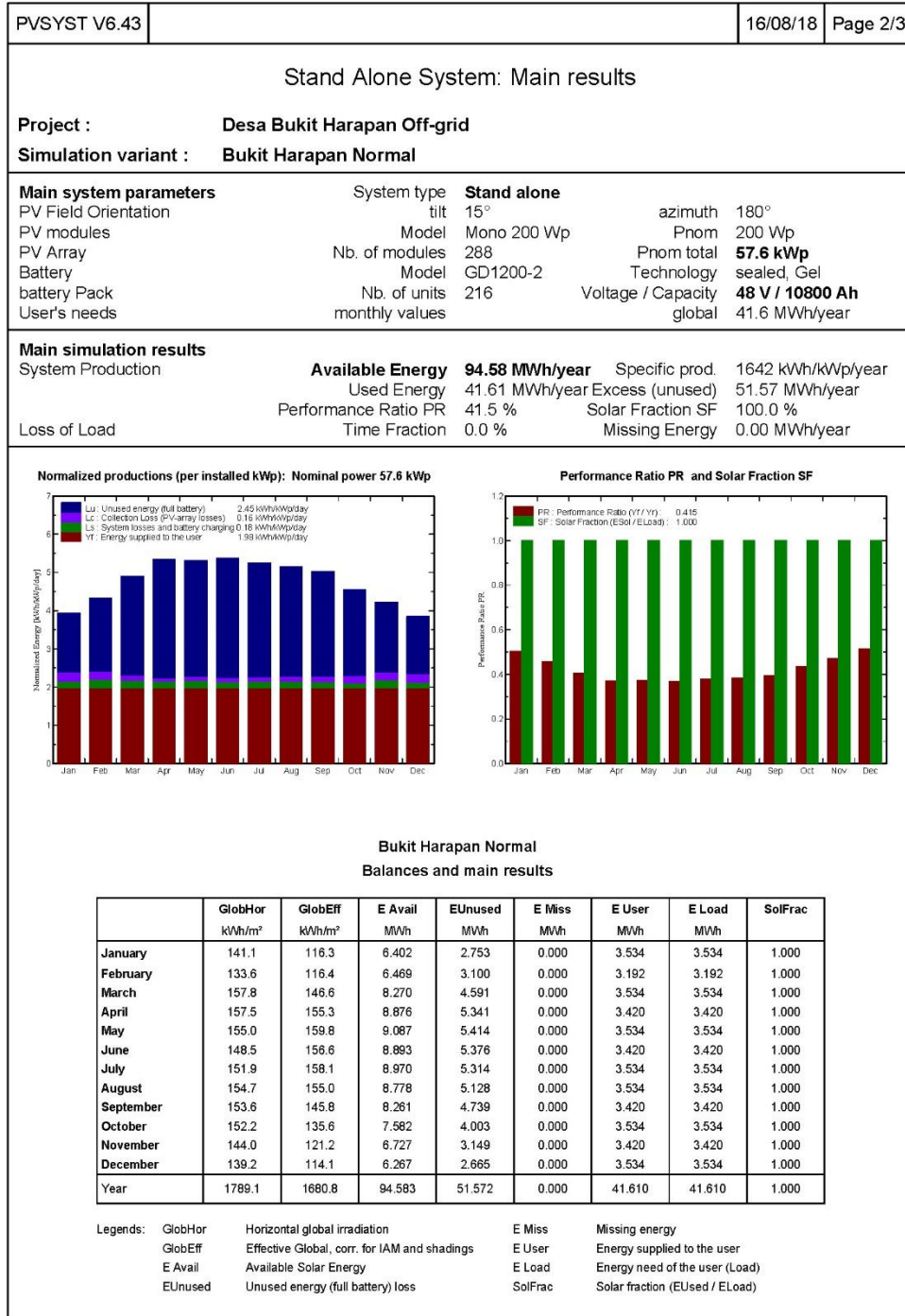
Gambar 4.10 Single line diagram panel distribusi AC

8. Sistem koneksi kabel



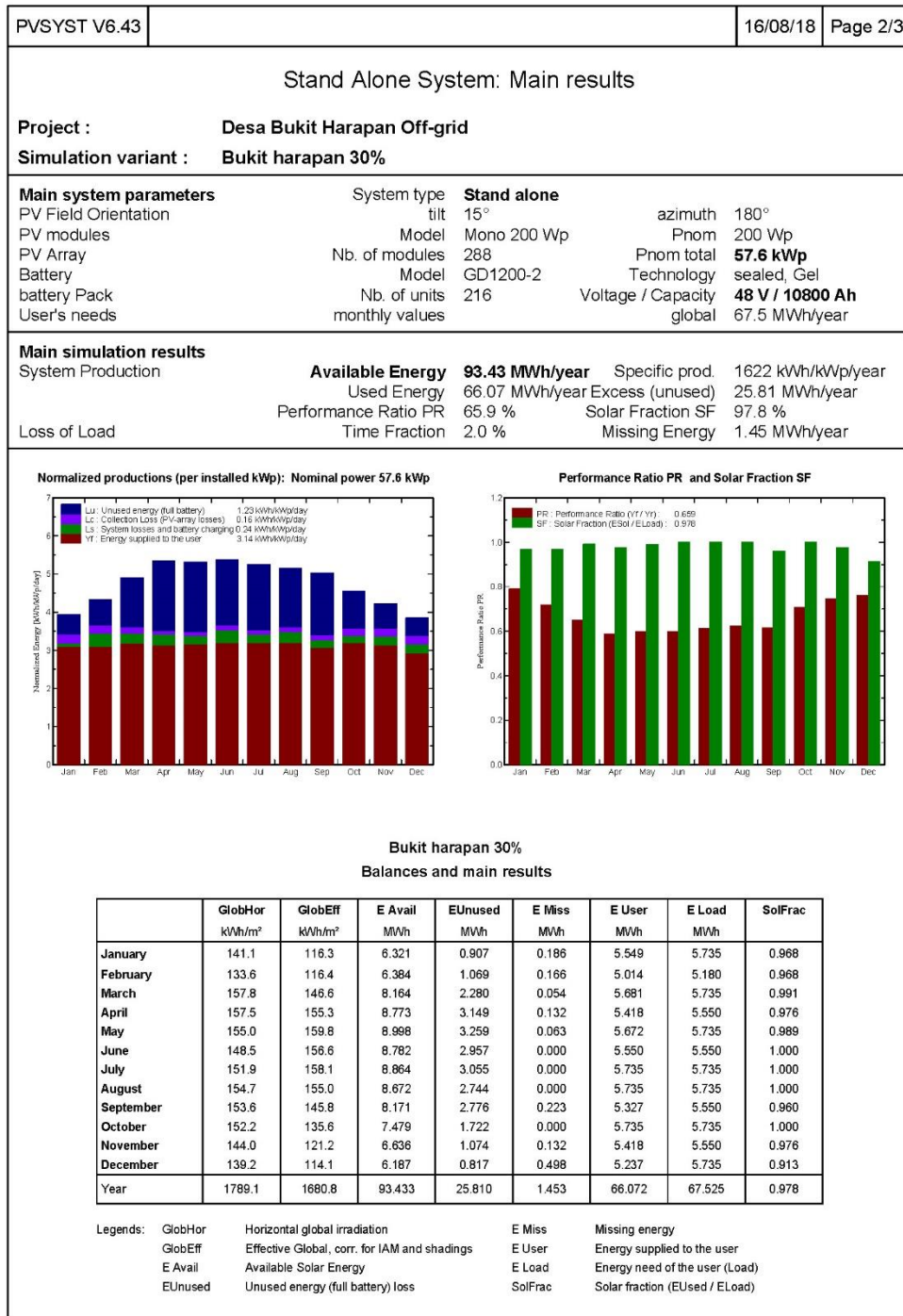
Gambar 4.11 Sistem koneksi kabel

9. Simulasi sistem ketika beban normal (PVSYST)



Gambar 4.12 Simulasi sistem dalam kondisi beban normal

9. Simulasi sistem ketika beban ditambah 30% (PVSYST)



Gambar 4.13 Simulasi sistem dalam kondisi beban 30% lebih banyak

4.5 Engineering Estimate

4.5.1 Biaya investasi awal

Biaya dibawah ini merupakan data peralatan yang dibutuhkan dan juga harganya untuk membangun PLTS Fotovoltaik Terpusat di Desa Bukit Harapan sesuai dengan rancangan sistem yang telah dibuat. Data harga-harga dibawah ini didapatkan dari salah satu distributor PLTS yang menjual barang-barang tersebut di internet. Harga pengiriman dari jakarta ke pulau Sebatik didapat dari harga salah satu jasa ekspedisi.

Berikut tabel biaya yang dibutuhkan untuk membangun PLTS 57,6 kWp:

Tabel 4.9 Rencana anggaran biaya pengadaan PLTS

Komponen	Qty.	Satuan	Unit Harga Unit (Rp)		Total Harga (Rp)
UTAMA					
Panel Surya 200 Wp	288	Pcs	2.799.300	/Pc	806.198.400
Conext XW+ Inverter 7 kW	9	Pcs	74.714.900	/Pc	672.434.100
Conext MPPT 80 600	12	Pcs	13.451.600	/Pc	161.419.200
JYC VRLA OPzV 1200 Ah	216	Pcs	10.857.000	/Pc	2.345.112.000
TOTAL 1					3.985.163.700
AKSESORIS					
Support Mounting 5 kWp	12	Set	18.139.000	/Set	217.668.000
Rak Baterai	9	Set	4.675.000	/Set	42.075.000
Combiner Box	12	Set	3.960.000	/Pc	47.520.000
Conext PDP	3	Pcs	18.116.250	/Pc	54.348.750
Panel Distribusi AC	1	Set	55.825.000	/Pc	55.825.000
Monitoring Baterai	3	Pcs	9.089.600	/Pc	27.268.800
Conext ComBox	3	Pc	11.853.000	/Pc	35.559.000
Conext SCP	2	Pcs	4.403.000	/Pc	8.806.000
Kabel NYAF 2x4 mm ²	150	Meter	703.000	/100m	2.109.000
Kabel NYFGbY 2x2,5 mm ²	250	Meter	21.000	/M	5.250.000
Kabel NYAF 2x25 mm ²	70	Meter	34.000	/M	4.760.000
Kabel NYAF 2x95 mm ²	150	Meter	124.000	/M	37.200.000
Kabel NYY 4x10 mm ²	50	Meter	6.330.000	/100m	3.165.000
TOTAL 2					541.554.550
TAMBAHAN					
Biaya Pengiriman	25207	Kg	22.000	/Kg	554.554.000
Biaya Pengerjaan + Instalasi	57,6	Kwh	2.500.000	/kWh	144.000.000
TOTAL 3					698.554.000
SUB TOTAL					5.225.272.250

Dari tabel perhitungan diatas didapatkan, estimasi untuk membuat PLTS Fotovoltaik Terpusat sesuai rancangan sistem di Desa Bukit Harapan membutuhkan total investasi awal sebesar Rp 5.225.272.250.

4.5.2 Biaya operasional

Biaya operasional adalah biaya yang dikeluarkan untuk menjalankan PLTS untuk keberlangsungan proses produksi listrik. Biaya operasional pada PLTS mencakup biaya operasional pembangkit dan biaya pemeliharaan.

Berikut ini merupakan tabel biaya operasional yang dibutuhkan:

Tabel 4.10 Biaya operasional pembangkit

No	Deskripsi	Unit	Harga	Total Harga
1	Gaji teknisi 2 orang	12 bulan	2.630.178	63.124.272
2	Perawatan rutin	1 tahun	15.000.000	15.000.000
Total				78.124.272
Pengeluaran tak terduga 10%				7.812.428
Sub Total				85.936.700

Dari tabel perhitungan diatas didapatkan, biaya operasional PLTS Fotovoltaik Terpusat di Desa Bukit Harapan membutuhkan dana sebesar Rp 85.936.700 per tahun.

4.6 Analisis Ekonomi dari PLTS

4.6.1 *Cash flow*

Perhitungan *cash flow* atau arus kas pada penelitian ini dilakukan berdasarkan ketentuan Peraturan Menteri ESDM Nomor 19 Tahun 2016 tentang pembelian listrik oleh PLN dari Pembangkit Listrik Tenaga Surya Fotovoltaik, yang menyebutkan bahwa pembelian tenaga listrik dari PLTS akan ditetapkan dengan harga US\$ 16,5 sen/kWh untuk wilayah Kalimantan Utara.

Jika,

$$1 \text{ US\$} = \text{Rp } 14.000$$

maka

$$0,165 \text{ US\$} = \text{Rp } 2.310$$

Jadi harga listrik yang harus dibayar oleh masyarakat adalah Rp 2.310 per kWh.

4.6.2 Inflow

Inflow atau penerimaan kas PLTS pada penelitian ini diperoleh dari pembayaran pelanggan listrik dengan pemakaian maksimum 400 Wh per hari atau 12 kWh per bulan untuk rumah tangga dan pemakaian maksimum 500 Wh per hari atau 15 kWh per bulan untuk fasilitas umum dengan tarif listrik sesuai dengan harga yang ditetapkan.

Berikut ini merupakan tabel penerimaan kas PLTS:

Tabel 4.11 Penerimaan kas PLTS

Jumlah Pelanggan	Total Beban (kWh)	Penghasilan per Bulan (Tarif Listrik Rp 2310/kWh)	Penghasilan per Tahun (Tarif Listrik Rp 2310/kWh)
273	12	7.567.560	90.810.720
10	15	346.500	4.158.000
Total		7.914.060	94.968.720

Jadi penerimaan kas PLTS selama satu tahun adalah sebesar Rp 94.968.720

4.6.3 Outflow

Outflow atau aliran modal keluar dalam analisis kelayakan finansial pembangkit listrik dibagi menjadi dua, yaitu biaya investasi awal dan biaya operasional selama 25 tahun.

$$\begin{aligned}
 \text{Total investasi} &= \text{Investasi awal} + \text{Biaya operasional 25 tahun} \\
 &= \text{Rp } 5.225.272.250 + \text{Rp } 2.148.417.500 \\
 &= \text{Rp } 7.373.689.750
 \end{aligned}$$

Namun, karena penggantian suku cadang pembangkit yang diharapkan akan diganti di tahun ke-9 (perkiraan umur baterai). Maka akan ada tambahan biaya investasi di tahun ke-9 dan di tahun ke-18

$$\begin{aligned}
 \text{Outflow} &= \text{Total Investasi} + \text{Biaya pergantian baterai} \\
 &= \text{Rp } 7.373.689.750 + \text{Rp } 4.690.224.000 \\
 &= \text{Rp } 12.063.913.750
 \end{aligned}$$

4.6.4 Analisis kelayakan finansial untuk pengoperasian PLTS

Kriteria analisis kelayakan yang digunakan untuk menilai layak atau tidak layaknya pengoprasian PLTS pada penelitian ini menggunakan nilai *Return Of Investment* (ROI), *Payback Period* (PP), *Net Present Value* (NPV) dan *Internal Rate Return* (IRR). Suku bunga yang digunakan dalam analisis ini adalah 5,5%, sesuai dengan suku bunga acuan BI pada Agustus 2018.

1. *Return Of Investment* (ROI)

$$\text{ROI} = \frac{(\text{Pendapatan} - \text{Biaya investasi})}{\text{Biaya investasi}} \times 100\%$$

$$\text{ROI} = \frac{(\text{Rp } 2.374.218.000 - \text{Rp } 12.063.913.750)}{\text{Rp } 12.063.913.750} \times 100\% = -80,32\%$$

2. *Payback Period* (PP)

Dikarenakan pada nilai *inflow* setiap tahunnya adalah sama, sehingga untuk mencari *payback period* bisa menggunakan rumus:

$$\text{PP} = \frac{\text{Jumlah Investasi}}{\text{Aliran Kas}}$$

$$\text{PP} = \frac{\text{Rp } 12.063.913.750}{\text{Rp } 94.968.720} = 127,03 \text{ Tahun} \approx 127 \text{ Tahun } 1 \text{ Bulan}$$

3. *Net Present Value* (NPV)

Perhitungan NPV dibuat dengan proyeksi perhitungan pendapatan dan biaya yang terjadi selama 25 tahun berdasarkan dengan penggunaan tingkat suku bunga (*interest*) sebesar 5,5% setiap tahun

Arus kas keuangan disajikan dalam tabel di bawah ini:

Tabel 4.12 Arus kas keuangan

Tahun	Kas Masuk (Rp)	Kas Keluar (Rp)	DF 5,5%	Nilai Present Value (Rp)
0		5.225.272.250	1.0	-5.225.272.250
1	94.968.720	85.936.700	0,94787	8.561.180
2	94.968.720	85.936.700	0,89846	8.114.908
3	94.968.720	85.936.700	0,85162	7.691.848
4	94.968.720	85.936.700	0,80722	7.290.827
5	94.968.720	85.936.700	0,76514	6.910.759
6	94.968.720	85.936.700	0,72525	6.550.472
7	94.968.720	85.936.700	0,68744	6.208.971
8	94.968.720	85.936.700	0,65160	5.885.264
9	94.968.720	2.431.048.700	0,61763	-1.442.833.078
10	94.968.720	85.936.700	0,58544	5.287.705
11	94.968.720	85.936.700	0,55492	5.012.048
12	94.968.720	85.936.700	0,52599	4.750.752
13	94.968.720	85.936.700	0,49857	4.503.094
14	94.968.720	85.936.700	0,47257	4.268.261
15	94.968.720	85.936.700	0,44794	4.045.803
16	94.968.720	85.936.700	0,42458	3.834.815
17	94.968.720	85.936.700	0,40245	3.634.936
18	94.968.720	2.431.048.700	0,38147	-891.144.430
19	94.968.720	85.936.700	0,36158	3.265.797
20	94.968.720	85.936.700	0,34273	3.095.544
21	94.968.720	85.936.700	0,32486	2.934.142
22	94.968.720	85.936.700	0,30793	2.781.229
23	94.968.720	85.936.700	0,29187	2.636.175
24	94.968.720	85.936.700	0,27665	2.498.798
25	94.968.720	85.936.700	0,26223	2.368.466
NPV				-7,447,107,404

4. *Internal Rate Return* (IRR)

Nilai *Internal Rate Return* (IRR) pada penelitian ini tidak dapat dihitung atau mempunyai nilai ∞ (*infinity*) karena tidak ada nilai *interest rate* untuk mendapatkan nilai NPV positif.

Dari hasil perhitungan nilai berdasarkan 4 kriteria analisis dapat disimpulkan bahwa proyek PLTS Fotovoltaik Terpusat pada penelitian ini tidak dapat diterima. Faktor utama yang mempengaruhinya adalah tingginya biaya penggantian baterai pada tahun ke-9 dan ke-18 (perkiraan umur baterai).