



Design and Control of PV Hybrid System in Practice

Terbitan

Dipublikasikan oleh:

Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, atas nama Kementerian Federal Jerman untuk Kerja sama Ekonomi dan Pembangunan

Bekerja sama dengan:

Direktorat Energi Baru, Terbarukan dan Konservasi Energi (Ditjen EBTKE)
Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (KESDM) Republik Indonesia

Kantor terdaftar:

Bonn and Eschborn, Germany

1,000 Islands – Renewable Energy for Electrification Programme (REEP)

Energy Programme Indonesia/ASEAN

De RITZ Building, Lantai 3A

Jl. HOS. Cokroaminoto No. 91

Menteng, Jakarta Pusat 10310

Indonesia

Tel: +62 21 391 5885

Fax: +62 21 391 5859

Website: www.giz.de

Penulis:

M. Afkar Gumintang (Engineer, PT Synkrona Enjiniring Nusantara)

M. Faizal Sofyan (Engineer, PT Synkrona Enjiniring Nusantara)

Ilman Sulaeman (Project Manager, PT Synkrona Enjiniring Nusantara)

Diperiksa dan disetujui oleh:

Fajar Sastrowijoyo (Advisor, PT Synkrona Enjiniring Nusantara)

M. Husni Mubarak (Advisor, GIZ)

Dicetak dan didistribusikan oleh GIZ

Jakarta, 1 Juni 2020

Foto, gambar, dan elemen grafis lainnya adalah hak cipta intelektual yang dilindungi dan oleh karena itu tidak boleh diekstraksi secara terpisah dari publikasi ini. Akan tetapi bab-bab lengkap dari buku ini dapat diterjemahkan ke dalam bahasa lain dan dengan demikian direproduksi untuk tujuan pelatihan, asalkan penerbit diberitahu tentang tujuan tersebut dan diberi penghargaan yang layak.

Publikasi ini telah dibuat untuk mengilustrasikan “*Design and Control of PV Hybrid System in Practice*”. Segala perhatian yang layak telah diambil dalam persiapan publikasi ini. Penulis, kontributor, GIZ dan setiap individu serta pihak lain yang terlibat bertanggung jawab penuh atas isi dari publikasi ini.

Kata Pengantar

Indonesia sebagai negara maritim dengan lebih dari 17.500 pulau memiliki tantangan tersendiri dalam mewujudkan rasio elektrifikasi mendekati 100% di tahun 2020 dan target 23% energi baru terbarukan (EBT) pada bauran energi nasional di tahun 2025.

Untuk melistriki ribuan pulau, khususnya 6.000 pulau berpenduduk, perlu memperhitungkan kondisi lingkungan, ketersediaan infrastruktur pendukung, sumber daya energi lokal, dan kelayakan secara tekno-ekonomis. Pendekatan konvensional dengan menempatkan Pembangkit Listrik Tenaga Diesel (PLTD) di Pulau-Pulau Kecil Terluar (PPKT) bukan lagi menjadi satu-satunya pilihan. Perkembangan teknologi energi terbarukan, khususnya Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS), menjadikan energi terbarukan sebagai sumber energi alternatif yang semakin kompetitif dan terjangkau. Energi surya dengan ketersediaan melimpah di Indonesia, sangat menjanjikan sebagai sumber energi untuk penyediaan akses listrik yang handal dengan harga terjangkau bagi masyarakat yang tinggal di PPKT. Untuk meningkatkan kehandalan dan reliabilitas pembangkit, sumber-sumber energi terbarukan dapat dikombinasikan dengan sumber energi lainnya. Untuk PPKT yang sudah menggunakan PLTD sebagai sumber energi eksisting, dapat memanfaatkan teknologi PLTS hibrid sehingga harga energi listrik dapat diturunkan.

Proyek *1,000 Islands - Renewable Energy for Electrification Programme (REEP)* di bawah payung kerja sama Direktorat Jenderal Energi Baru, Terbarukan dan Konservasi Energi (EBTKE) Kementerian ESDM dan Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit GmbH (GIZ), meluncurkan buku *“Design and Control of PV Hybrid System in Practice”*. Buku ini diharapkan dapat menjadi panduan dalam merancang PLTS hibrid untuk pulau kecil yang memiliki beban puncak maksimum 10 MW dan biasanya dipasok oleh PLTD. Buku ini memberikan pengetahuan dasar dalam memahami desain berbagai teknologi sistem PV dan menjadi rujukan dalam proses perancangan, pemasangan, proses verifikasi, pengoperasian dan pemeliharaan sistem, serta pemahaman strategi kendali yang paling optimal ketika mengoperasikan PLTS baik *standalone* atau hibrida dengan pembangkit listrik lain.

Kami berharap Buku *“Design and Control of PV Hybrid System in Practice”* ini memberikan manfaat bagi semua pihak yang berpartisipasi dalam pengembangan energi terbarukan di Indonesia.

Jakarta, 1 Juni 2020

Direktur Jenderal Energi Baru, Terbarukan dan Konservasi Energi

F.X. Sutijastoto

Daftar Isi

Kata Pengantar.....	ii
Daftar Isi	iii
Daftar Gambar	vii
Daftar Tabel	ix
1 Pendahuluan	1
2 Tinjauan Sistem PV	3
2.1. Modul PV dan <i>Balance of System</i> (BOS)	4
2.1.1. Modul PV.....	4
2.1.2. <i>Charge Controller</i>	7
2.1.3. <i>PV Inverter</i>	7
2.1.4. <i>Mounting System</i>	11
2.1.5. <i>Battery Energy Storage System</i>	12
2.1.6. <i>Enclosure Box</i>	14
2.1.7. Kabel.....	15
2.2. Topologi Sistem PV	16
2.2.1. Sistem PLTS <i>Standalone</i>	16
2.2.2. Sistem PLTS <i>On-Grid</i> dengan Baterai untuk <i>Smoothing</i>	18
2.2.3. Sistem PLTS Hibrida/Mikrogrid Interaktif (PV-Baterai-Diesel)	21
2.2.4. Perbandingan Tiga Topologi Sistem PLTS.....	25
2.3. Analisis Konten Lokal.....	26
3 Pedoman Rancangan PLTS	31
3.1. Penentuan Topologi.....	32
3.2. PLTS <i>Standalone</i>	34
3.2.1. Perhitungan Kapasitas PLTS <i>Standalone</i>	34
3.3. PLTS <i>On-Grid</i> dengan Baterai <i>Smoothing</i>	39

3.3.1.	Evaluasi Sistem Eksisting	39
3.3.2.	Perhitungan Kapasitas PLTS <i>On-Grid</i> dengan Baterai <i>Smoothing</i>	41
3.4.	PLTS Mikrogrid Interaktif.....	44
3.4.1.	Evaluasi Sistem Eksisting	44
3.4.2.	Penentuan Skema Operasi	45
3.4.3.	Perhitungan Kapasitas PLTS Mikrogrid Interaktif.....	45
3.5.	Evaluasi Lahan PLTS	47
3.6.	Pemilihan Komponen.....	48
3.7.	Konfigurasi Sistem	48
3.7.1.	Konfigurasi Sistem PV	48
3.7.2.	Konfigurasi Sistem Baterai.....	49
3.8.	Analisis Performa	50
3.9.	Uji Performa.....	51
4	Pemilihan Komponen	52
4.1.	Modul PV	52
4.2.	Inverter PV.....	53
4.3.	<i>Battery Energy Storage System</i>	56
4.4.	Kabel	58
4.5.	<i>Field Panel</i>	58
4.6.	Sistem Proteksi	58
4.6.1.	Pentanahan	58
4.6.2.	Rele Proteksi	59
4.6.3.	Proteksi Petir.....	60
4.7.	<i>Mounting System</i>	61
4.8.	<i>Enclosure Box</i>	61
4.9.	<i>Power House</i>	62
5	Garansi Performa	63
5.1.	Garansi Performa Komersial Komponen	63

5.1.1.	Modul PV.....	64
5.1.2.	Inverter PV.....	64
5.1.3.	<i>Energy Storage System</i>	64
5.2.	Pengujian Performa	65
5.2.1.	Performa Modul PV.....	66
5.2.2.	Performa Inverter.....	67
5.2.3.	Performa Sistem Baterai	69
5.2.4.	Performa PLTS.....	71
6	Sistem Kendali	72
6.1.	Tujuan dan Prinsip Pengelolaan Energi.....	72
6.2.	Konsep Kendali Mikrogrid Interaktif.....	74
6.2.1.	Pola Operasi Normal	74
6.2.2.	Skenario <i>Trip</i>	75
6.2.3.	Prosedur Global Stop dan <i>Blackstart</i>	76
6.2.4.	Rekomendasi Fungsional Perangkat Kendali Mikrogrid.....	77
7	Migrasi Interkoneksi Sistem <i>Off-Grid</i> ke Utilitas.....	78
7.1.	Topologi Sistem PLTS Eksisting yang Umum.....	78
7.2.	Standar dan Aturan Jaringan Sistem Tenaga Listrik	80
7.3.	Tantangan dan Kesalahan Umum.....	82
8	Studi Kasus Desain PLTS.....	84
8.1.	Penentuan Topologi.....	85
8.2.	Evaluasi Sistem Eksisting	87
8.3.	Penentuan Skema Operasi.....	88
8.4.	Perhitungan Kapasitas	93
8.4.1.	Evaluasi Potensi Matahari.....	93
8.4.2.	Perhitungan Kapasitas PV dan Inverter PV	93
8.4.3.	Perhitungan Kapasitas Baterai dan Inverter Baterai.....	95
8.4.4.	Sistem PLTS Mikrogrid Interaktif	95

8.5.	Evaluasi Lahan	96
8.6.	Penentuan Komponen Utama.....	97
8.7.	Penentuan Konfigurasi	98
8.7.1.	Sistem PV	99
8.7.2.	Sistem Penyimpanan Energi.....	102
8.7.3.	Rangkuman Desain Sistem PLTS Mikrogrid Interaktif	105
8.8.	Analisis Performa Sistem PV PLTS.....	107
	Daftar Pustaka	109

Daftar Gambar

Gambar 2-1 Komponen Sistem PV	4
Gambar 2-2 Pengiriman Teknologi PV (2016) dan Produksi (2000 – 2017)	6
Gambar 2-3 Skema PV <i>Standalone</i>	16
Gambar 2-4 Contoh Pola Operasi PLTS <i>Standalone</i>	17
Gambar 2-5 Contoh Sistem PLTS <i>Standalone</i> di Desa Yambekiri, Rumberpon, Papua Barat	18
Gambar 2-6 Skema PLTS <i>On-Grid</i> dengan Baterai	19
Gambar 2-7 Contoh Pola Operasi PLTS <i>On-Grid</i> dengan Baterai.....	20
Gambar 2-8 Contoh Spesifikasi Sistem PLTS <i>On-Grid</i> dengan Baterai.....	21
Gambar 2-9 Skema Sistem Mikrogrid Interaktif	22
Gambar 2-10 Contoh <i>Flowchart</i> Mode Operasi <i>On-Grid</i> pada Topologi Mikrogrid Interaktif	23
Gambar 2-11 Contoh Pola Operasi PLTS Mikrogrid Interaktif.....	24
Gambar 2-12 Contoh Sistem PLTS Mikrogrid Interaktif di Semau, Nusa Tenggara Timur (proyek berjalan per tanggal 4 Maret 2020).....	24
Gambar 3-1 Alur Perancangan PLTS.....	32
Gambar 3-2 Alur Penentuan Topologi PLTS	33
Gambar 3-3 Contoh Tampilan Data Peta Radiasi Matahari pada SOLARGIS	34
Gambar 3-4 Contoh Data Durasi Penyinaran Matahari Harian Rata-Rata	35
Gambar 3-5 Neraca Daya Sulawesi Tenggara.....	40
Gambar 3-6 Contoh Grafik Transien PV tanpa Baterai.....	42
Gambar 3-7 Contoh Grafik Transien PV dengan Baterai	43
Gambar 5-1 Contoh Kurva Efisiensi pada Inverter	68
Gambar 6-1 Prinsip Pengelolaan Energi	73
Gambar 6-2 Pola Operasi Normal PLTS Mikrogrid Interaktif	74
Gambar 7-1 Sistem Topologi PV <i>Off-grid Multicluster</i>	78
Gambar 7-2 Konfigurasi sistem <i>DC-Coupling</i>	79
Gambar 8-1 Profil Beban Sistem Eksisting	84
Gambar 8-2 Penentuan Topologi Sistem PLTS	86
Gambar 8-3 Evaluasi Sistem Eksisting.....	87
Gambar 8-4 Kurva Efisiensi Pembangkit.....	88
Gambar 8-5 Skema Operasi	88
Gambar 8-6 Skema Kendali PLTS Mikrogrid Interaktif (1).....	90
Gambar 8-7 Skema Kendali PLTS Mikrogrid Interaktif (2).....	91
Gambar 8-8 Data Peak Sun Hour.....	93

Gambar 8-9 Kebutuhan Energi Siang Hari	94
Gambar 8-10 Hasil Awal Perhitungan Kapasitas	96
Gambar 8-11 Tahapan Penentuan Konfigurasi PV dan Inverter	99
Gambar 8-12 Langkah-Langkah Perhitungan Penentuan Sistem Penyimpanan Energi	102
Gambar 8-13 Skema PLTS Mikrogrid Interaktif	106
Gambar 8-14 Diagram Blok Analisis Performa Sistem PV PLTS Mikrogrid Interaktif	108

Daftar Tabel

Tabel 2-1 Perbandingan Detail Teknologi Modul PV <i>Crystalline-Silicon</i>	4
Tabel 2-2 Perbandingan Kinerja untuk Beberapa Teknologi Modul PV	5
Tabel 2-3 Pro-Kontra Sistem PV Terpusat (<i>Centralized</i>) dan Tersebar (<i>String</i>)	8
Tabel 2-4 Analisis Operasi dan Pemeliharaan.....	10
Tabel 2-5 Perbandingan VRLA, <i>Lead-Carbon</i> dan <i>Lithium-ion</i>	13
Tabel 2-6 Kelebihan dan Keterbatasan <i>Lithium-ion</i>	14
Tabel 2-7 Standar Warna Kabel AC menurut PUIL 2011.....	15
Tabel 2-8 Perbandingan Tiga Topologi Sistem PV.....	25
Tabel 2-9 Manufaktur Modul PV (produk di atas nilai minimum TKDN).....	27
Tabel 2-10 Manufaktur Baterai <i>Lead-Acid/Lead-Carbon</i> (produk di atas nilai minimum TKDN)	28
Tabel 2-11 Manufaktur Baterai <i>Lithium-Ion</i> (produk di atas nilai minimum TKDN)	28
Tabel 3-1 Data Cuaca dari Meteonorm.....	35
Tabel 3-2 Data untuk Evaluasi Sistem Eksisting	39
Tabel 3-3 Hasil Simulasi Transien Penentuan Kapasitas Inverter PV.....	43
Tabel 3-4 Hasil Simulasi Transien Penentuan Kapasitas Baterai	44
Tabel 4-1 Spesifikasi Modul PV	53
Tabel 4-2 Spesifikasi Inverter PV < 60 kVA.....	54
Tabel 4-3 Spesifikasi Inverter PV > 60 kVA.....	55
Tabel 4-4 Spesifikasi Inverter Baterai < 50 kVA	56
Tabel 4-5 Spesifikasi Inverter Baterai > 50 kVA.....	57
Tabel 4-6. Spesifikasi Rele Proteksi Multifungsi	60
Tabel 7-1 Aturan Jaringan Sistem Tenaga Listrik.....	81
Tabel 7-2 Contoh Kasus Desain Sistem Baterai TKDN	82
Tabel 8-1 Perhitungan Kapasitas PV dan PV Inverter.....	94
Tabel 8-2 Perhitungan Kapasitas Baterai dan Inverter Baterai	95
Tabel 8-3 Spesifikasi Modul TKDN yang dipilih pada Kondisi STC.....	97
Tabel 8-4 Spesifikasi Inverter yang dipilih	97
Tabel 8-5 Spesifikasi Baterai OPzV 2V / 420-1.000 Ah.....	98
Tabel 8-6 Spesifikasi Inverter Baterai.....	98
Tabel 8-7 Konfigurasi Seri-Paralel Baterai.....	105
Tabel 8-8 Perbedaan Nilai Kapasitas Desain	106
Tabel 8-9 Desain Sistem PLTS Mikrogrid Interaktif	107

1

Pendahuluan

1,000 Islands - Renewable Energy for Electrification Programme (REEP) adalah proyek yang fokus pada integrasi energi terbarukan di jaringan tenaga listrik untuk mencapai bauran energi terbarukan 23% di tahun 2025 di bawah Kebijakan Energi Nasional (KEN). Program ini diimplementasikan oleh Direktorat Jenderal Energi Baru Terbarukan dan Konservasi Energi – Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral sebagai perwakilan Pemerintah Indonesia dan *Deutsche Gesellschaft fur Internationale Zusammenarbeit* (GIZ) sebagai perwakilan dari Kementerian Federal Jerman untuk Kerja Sama Ekonomi dan Pembangunan (BMZ). Selain itu, REEP juga bekerja dekat dengan berbagai mitra termasuk Direktorat Jenderal Ketenagalistrikan dan PT. PLN (Persero).

Dalam mencapai akses listrik luas di Indonesia serta mempromosikan penggunaan energi terbarukan, sebuah solusi yang cocok untuk semua permasalahan tidak mungkin ada. Berbagai strategi perlu dilakukan untuk mencapai akses listrik luas dan meningkatkan pangsa energi terbarukan dalam bauran energi. Khusus untuk menyediakan listrik di pulau-pulau terpencil dan terluar, Indonesia jelas membutuhkan pendekatan baru yang terbukti layak secara teknis dan ekonomis. Pendekatan konvensional dengan menempatkan PLTD kecil ke pulau-pulau ini bukan lagi satu-satunya pilihan untuk menyediakan akses listrik yang andal dan hemat biaya. Untuk memberikan akses listrik di pulau-pulau terpencil dan terluar, sumber energi terbarukan yang tersedia secara lokal, yaitu *photovoltaic* (PV), akan memberikan opsi yang menjanjikan dan tidak hanya kompetitif dalam hal teknologi tetapi juga dalam hal biaya jika dibandingkan dengan PLTD kecil.

PV-battery Standalone, *PV-battery*, *PV-battery-diesel Hybrid* adalah beberapa solusi yang cukup umum jika dibandingkan dengan yang lain. Penting untuk dipahami bahwa PT PLN harus memilih teknologi yang paling optimal dalam menyalurkan listrik ke jaringan pulau kecil, hal ini terkait dengan penilaian teknologi - ekonomi. Oleh karena itu, sangat penting untuk memiliki pengetahuan mendasar dalam memahami desain berbagai teknologi sistem PV untuk menghindari gangguan teknis yang akan memberi dampak buruk pada teknologi sistem PV. Selain itu, penting juga untuk memahami strategi kendali yang paling optimal ketika mengoperasikan teknologi sistem PV baik *Standalone* atau Hibrida dengan pembangkit listrik lain. Untuk membantu PT PLN meningkatkan kapasitasnya, REEP bertujuan untuk berkontribusi dalam mengembangkan sebuah pedoman rancangan teknologi sistem PV untuk jaringan pulau kecil yang memiliki beban puncak maksimum 10 MW dan biasanya disuplai daya sebesar 100% oleh PLTD

berdasarkan latar belakang ini, REEP mencari Konsultan Nasional untuk menjadi mitra yang akan bekerja dengan tim dalam melakukan tugas "Pengembangan Pedoman Rancangan Pembangkit Listrik PLTS Hibrida untuk *Island Grid*".

Pada pedoman perancangan ini, pembahasan diawali dengan pembahasan mengenai komponen-komponen penyusun sistem PLTS dan jenis-jenis topologinya. Alur perancangan sistem PLTS dipaparkan dari penentuan topologi, evaluasi sistem eksisting, skema operasi, evaluasi potensi energi matahari, perhitungan kapasitas, evaluasi lahan, penentuan konfigurasi, analisis, hingga uji performa yang dibahas pada Bab 3. Pembahasan yang lebih detail terkait pemilihan komponen, uji performa, dan skema operasi dapat dilihat pada Bab 4, 5, dan 6. Aplikasi dari prosedur perancangan ini dicontohkan pada studi kasus yang dipaparkan pada Bab 8.

2

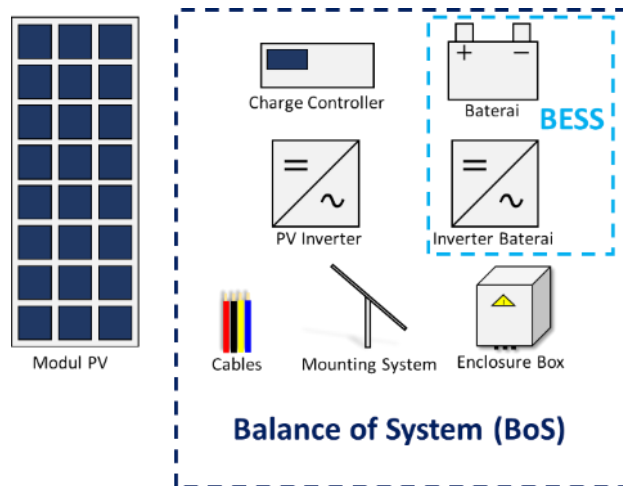
Tinjauan Sistem PV

Dalam sistem Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS), diperlukan komponen-komponen yang sesuai dan saling berkesinambungan agar PLTS dapat beroperasi sebagaimana mestinya dan dapat menghasilkan energi listrik secara maksimal sesuai dengan potensi energi sinar matahari yang ada pada lokasi tersebut. Terdapat berbagai macam topologi dan konfigurasi PLTS yang masing-masing memiliki kelebihan dan kekurangan tersendiri. Pada bab ini, akan dibahas komponen-komponen yang dibutuhkan pada sebuah PLTS dan beberapa jenis topologi yang umum diimplementasikan.

Hint 01	% Biaya Komponen PLTS terhadap Total					
*Komponen	PLTS <i>Standalone</i>		PLTS <i>On-Grid</i>			
	Modul PV TKDN	Modul PV Non-TKDN	Modul PV TKDN		Modul PV Non-TKDN	
			Operasi Baterai 15 menit	Operasi Baterai 30 menit	Operasi Baterai 15 menit	Operasi Baterai 30 menit
Modul Surya	15–32%	9–21%	44–48%	41–47%	34–38%	31–36%
Inverter	3–6%	9–20%	4–5%	4–5%	5–7%	5–7%
Sistem Monitoring	2–5%	1–2%	1–2%	1–2%	1–2%	1–2%
Sistem Baterai (BESS)	45–60%	45–77%	2–8%	5–15%	3–10%	6–18%
BoS (<i>exc.</i> BESS dan Inverter)	15–18%	5–10%	21–22%	19–22%	26–27%	23–27%
<i>Engineering</i> , Instalasi, dan Komisioning	10–15%	1–3%	11–12%	10–11%	13–14%	12–13%

2.1. Modul PV dan *Balance of System* (BOS)

Komponen-komponen utama yang ada pada sistem PLTS dapat dilihat pada Gambar 2-1. *Balance of System* terdiri dari *charge controller*, *Battery Energy Storage System (BESS)*, inverter PV, *mounting system*, dan *enclosure box*.



Gambar 2-1 Komponen Sistem PV

Balance of System	
Hint 02	Charge controller digunakan pada sistem DC coupling, tetapi saat ini sistem DC coupling sudah mulai jarang diaplikasikan.

2.1.1. Modul PV

Terdapat dua jenis teknologi modul surya *Crystalline Silicon* (c-Si) yang sering digunakan di Indonesia, yaitu *mono-crystalline* (*mono c-Si*) dan *poly-crystalline* (*poly c-Si*). Perbedaan kedua teknologi tersebut dapat dilihat pada Tabel 2-1. Modul *mono-crystalline* memiliki efisiensi tertinggi, tetapi biaya produksinya masih lebih tinggi daripada modul *poly-crystalline*.

Tabel 2-2 menunjukkan perbandingan kinerja untuk dua jenis teknologi modul surya *Crystalline Silicon*.

Tabel 2-1 Perbandingan Detail Teknologi Modul PV *Crystalline-Silicon*

Material	<i>Mono c-Si</i>	<i>Poly c-Si</i>
Kelebihan ¹	Efisiensi sekitar 15–20%, hemat ruang, dan daya tahan paling lama.	Prosesnya lebih sederhana dan membutuhkan biaya yang lebih rendah.

¹ Mathias Aarre Maehlum, 'Which Solar Panel Type Is Best? Mono- vs. Polycrystalline vs. Thin Film', *Energy Informative*, 2015 <<http://energyinformative.org/best-solar-panel-monocrystalline-polycrystalline-thin-film/>> [accessed 26 July 2017].

Material	Mono c-Si	Poly c-Si
Kekurangan ²	Lebih mahal dan performa berkurang semakin tinggi temperatur	Efisiensi panel surya sekitar 13–16%. Efisiensi ruang yang lebih rendah dibandingkan dengan Mono c-Si.

Tabel 2-2 Perbandingan Kinerja untuk Beberapa Teknologi Modul PV

Teknologi		Monocrystalline Silicon	Polycrystalline Silicon
Efisiensi	<i>Champion Research Cell & Theoretical Maximum</i> ^{a 3}	25,6% (28%)	21,3% (28%)
	Produksi Komersial Modul pada 2015 ^{b 4}	16% (14–22%)	16% (13–19%)
Durabilitas	Tingkat Degradasi (95% <i>confidence interval</i>) ⁵	0,5% hingga 0,8%/tahun	0,5% hingga 0,8%/tahun
	Rentang Total ⁶	0,4% hingga 2,8%/tahun	0,4% hingga 3,2%/tahun
Koefisien Temperatur	Rentang dari 90% <i>Confidence Interval</i> ^{c 7}	-0,3% hingga -0,5%/°C	-0,4% hingga -0,5%/°C
^a Efisiensi maksimum teoretis sesuai dengan perkiraan batas efisiensi radiasi. ^b Efisiensi modul produksi komersial di atas dimaksudkan untuk mewakili efisiensi modul tipikal yang paling banyak dikirimkan. ^c Kisaran tingkat degradasi dan koefisien temperatur masing-masing lebih dari 95% dan <i>confidence interval</i> 90%.			

² Maehlum.

³ Martin A. Green and others, 'Solar Cell Efficiency Tables (Version 51)', *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 26.1 (2018), 3–12 <<https://doi.org/10.1002/pip.2978>>.

⁴ Green and others.

⁵ D. C. Jordan and S. R. Kurtz, 'Photovoltaic Degradation Rates - An Analytical Review', *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 21.1 (2013), 12–29 <<https://doi.org/10.1002/pip.1182>>; Michael Woodhouse and others, 'On the Path to SunShot: The Role of Advancements in Solar Photovoltaic Efficiency, Reliability, and Costs', May, 2016, 44 <<https://doi.org/NREL/TP-6A20-65872>>.

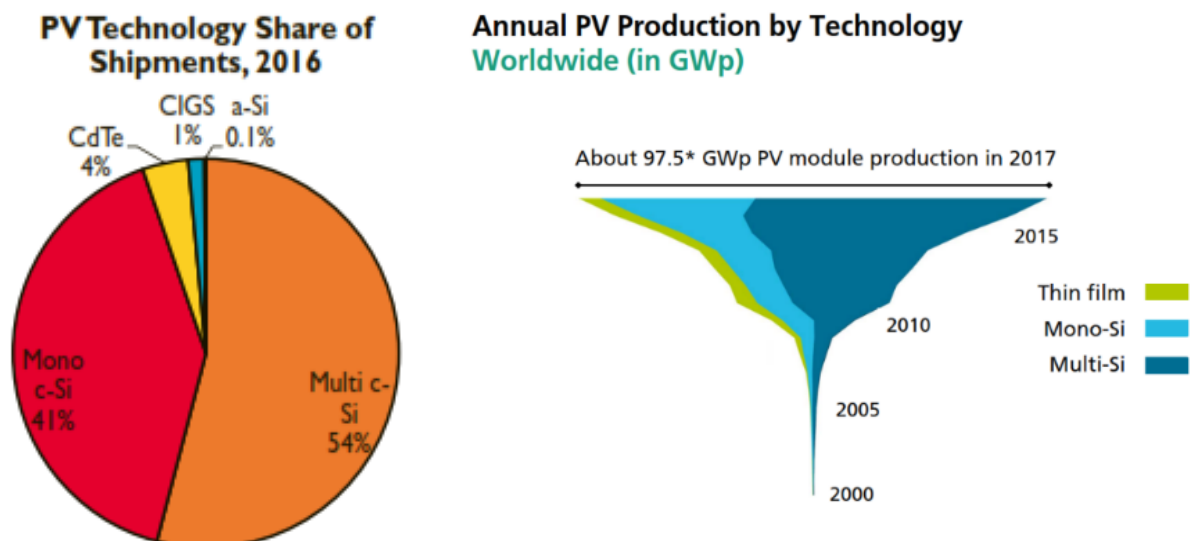
⁶ Jordan and Kurtz.

⁷ Geoffrey S. Kinsey and others, 'Concentrator Multifunction Solar Cell Characteristics under Variable Intensity and Temperature', *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 16.6 (2008), 503–8 <<https://doi.org/10.1002/pip.834>>.

Modul *poly-crystalline* juga telah mapan di pangsa pasar. Hal ini ditunjukkan oleh fragmen mayoritas dalam pangsa teknologi pengiriman PV pada Gambar 2-2. Terlihat bahwa pengiriman modul PV berteknologi *poly-crystalline* mencakup 54% dari total pengiriman modul PV di seluruh dunia pada tahun 2016 dan lebih dari sekitar 60% produksi modul PV merupakan modul berteknologi *poly-crystalline*.

Hal ini menunjukkan bahwa kemampuan produksi dari manufaktur teknologi *poly-crystalline* telah berkembang pesat dan teknologi tersebut telah banyak diimplementasikan di berbagai tempat di seluruh dunia. Walaupun teknologi *poly-crystalline* memiliki efisiensi yang sedikit lebih rendah dari pada modul *mono-crystalline*, berdasarkan harga, kemampuan produksi manufaktur, dan ketersediaan di lapangan, modul *poly-crystalline* dianggap pilihan yang lebih baik untuk diimplementasikan di Indonesia.

	Harga Modul PV
Hint 03	Kisaran harga modul PV yang ada di Indonesia dari berbagai vendor adalah sebagai berikut:
	1. Untuk Modul PV TKDN berada di rentang 0,37–0,43 USD/Wp
	2. Untuk Modul PV Non-TKDN berada di rentang 0,23–0,30 USD/Wp



Gambar 2-2 Pengiriman Teknologi PV (2016) dan Produksi (2000 – 2017) ⁸

⁸ Fraunhofer ISE, *Photovoltaics Report* (Freiburg, 2018).

2.1.2. **Charge Controller**

Charge controller merupakan komponen pada sistem PLTS yang menggunakan *DC-coupling*. Namun, saat ini sistem PLTS yang menggunakan *DC-coupling* sudah mulai jarang diimplementasikan.

Battery storage dalam sistem PLTS dengan *DC-coupling* harus dikendalikan dengan baik untuk menghindari kondisi operasi yang membahayakan seperti *charging* berlebihan maupun *deep discharging* yang terlalu sering dan dapat merusak baterai. Operasi *battery storage* yang buruk merupakan salah satu penyebab sebagian besar kegagalan sistem PLTS dan berkontribusi secara signifikan pada *initial cost* dan biaya penggantian komponen. *Charge controller* mengatur transfer muatan dan mencegah baterai agar tidak *charge* maupun *discharge* secara berlebihan. Dalam memilih *charge controller*, ada dua aspek yang harus diperhatikan, yaitu tegangan dan kapasitas arus⁹. Pada aspek tegangan, pilihlah *charge controller* yang sesuai dengan tegangan sistem. Konfigurasi standarnya adalah 12 V, 24 V, dan 48 V. Untuk aspek kapasitas arus, gunakan *charge controller* yang bisa menerima keluaran arus terbesar dari PLTS. Keluaran arus maksimum dari sebuah modul (atau *array*) adalah arus hubung singkat. Oleh karena itu, nilai ini harus dipertimbangkan untuk menentukan kapasitas arus dari *charge controller*.

2.1.3. **PV Inverter**

PLTS berkapasitas besar pada umumnya menggunakan inverter PV terpusat, sementara pembangkit listrik yang lebih kecil beroperasi lebih baik dengan inverter PV tersebar (*string*) karena fleksibilitas dan keandalannya. Namun, tidak ada pendekatan yang paling tepat dalam penentuan desain sistem terpusat atau tersebar karena banyaknya faktor kondisi dan lokasi yang perlu dipertimbangkan.

Berbagai persyaratan teknis dan ekonomi harus diperhitungkan dan disesuaikan dengan kebutuhan. Keuntungan dan kerugian antara sistem dengan inverter terpusat dan tersebar dirangkum pada

⁹ Webo Solar, 'Charge Controller Sizing and Selection' <<https://webosolar.com/charge-controller-sizing-selection-solar-panel/>>.

	PV Inverter
Hint 04	Penentuan jenis inverter terpusat/tersebar tidak selalu ditentukan oleh besarnya kapasitas, tetapi juga bergantung pada beberapa faktor penting lainnya seperti lokasi, akses, dan finansial.
	Kisaran harga inverter PV yang ada di Indonesia berdasarkan penawaran-penawaran dari berbagai vendor, adalah 0,4–0,8 USD/Wp

Tabel 2-3.

Total biaya sistem, pengembalian investasi yang menarik, *energy yield* yang tinggi, teknologi andal, fleksibilitas instalasi, medan lokasi, merupakan parameter-parameter yang perlu diperhitungkan oleh pengembang PLTS, operator, serta investor.

	PV Inverter
Hint 04	Penentuan jenis inverter terpusat/tersebar tidak selalu ditentukan oleh besarnya kapasitas, tetapi juga bergantung pada beberapa faktor penting lainnya seperti lokasi, akses, dan finansial.
	Kisaran harga inverter PV yang ada di Indonesia berdasarkan penawaran-penawaran dari berbagai vendor, adalah 0,4–0,8 USD/Wp

Tabel 2-3 Pro-Kontra Sistem PV Terpusat (*Centralized*) dan Tersebar (*String*)

	Pro	Kontra
Inverter Terpusat (<i>Central</i>)	<ul style="list-style-type: none"> • Harga awal sistem yang rendah • Biaya jaringan komunikasi lebih rendah • Tingkat efisiensi komponen maksimum • Jumlah unit inverter PV lebih sedikit: <i>monitoring</i> menjadi lebih sederhana dan akses mudah ke masing-masing inverter PV untuk temuan eror 	<ul style="list-style-type: none"> • Tidak cocok untuk sistem kecil, seperti skala perumahan dan komersial • <i>Shading</i> pada sebagian modul yang terhubung ke inverter menyebabkan inverter tidak bekerja pada titik optimumnya • Logistik dan instalasi relatif lebih sulit karena ukuran dan berat komponen • Kegagalan satu inverter dapat membuat penurunan daya yang signifikan di keseluruhan sistem PV
Inverter Tersebar (<i>String</i>)	<ul style="list-style-type: none"> • Konstruksi sederhana dan pemasangan cepat • <i>Energy yield</i> lebih tinggi akibat modul <i>mismatch</i> yang lebih rendah karena lebih sedikit <i>string</i> yang terhubung paralel untuk setiap <i>maximum power point tracker</i> (MPPT) • Inverter PV dapat diganti dan dipasang dengan cepat sehingga menghasilkan ketersediaan pembangkitan yang lebih tinggi • Pengembangan pembangkit listrik yang lebih fleksibel sederhana. 	<ul style="list-style-type: none"> • Biaya awal yang tinggi • <i>Monitoring</i> jaringan komunikasi menjadi rumit jika dalam jumlah besar • Efisiensi sedikit lebih rendah • Potensi kerugian yang lebih tinggi yang diakibatkan oleh ketidaksesuaian MPP karena jumlah unit inverter PV yang lebih banyak • Lebih sulit untuk <i>troubleshooting</i> dengan puluhan atau bahkan ratusan inverter PV

Tabel 2-4 Analisis Operasi dan Pemeliharaan

No.	Kriteria	<i>Centralized</i>	<i>String</i>
1	Modal awal (CAPEX)	★★★	★★
2	Biaya Operasi (OPEX)	★★	★★★★
3	<i>Energy yield (eff., self-consumption)</i>	★★★★	★★★★
4	Keahlian yang diperlukan untuk instalasi	★★	★★★★
5	Konsep <i>monitoring</i> jaringan komunikasi	★★★★	★★
6	Ketersediaan	★★★★	★★★★
7	Dampak terhadap sistem saat gangguan	★★	★★★★

Note: Tanda bintang lebih banyak menunjukkan sistem tersebut lebih baik

Hint 05	Fitur PV Inverter
<p>Berdasarkan beberapa masalah teknis untuk sistem PLTS di Indonesia, inverter PV yang dipilih sebaiknya memiliki fitur-fitur berikut:</p> <ul style="list-style-type: none"> • <i>Range</i> tegangan MPPT yang luas. Biasanya, temperatur di sekitar rangkaian elektronik <i>inverter</i> PV dapat bervariasi dari -20°C hingga 60°C dan menyebabkan variasi tegangan MPP yang lebih tinggi dalam modul PV. • Kisaran temperatur pengoperasian yang baik (di atas 40°C) karena temperatur lingkungan yang tinggi di Indonesia. • Memiliki jumlah <i>input</i> yang banyak untuk meminimalkan <i>combiner/DC junction box</i> dan biaya serta cocok untuk kategori iklim di Indonesia (menurut IEC 60721-3-4) • Memiliki proteksi yang tepat untuk tempat terbuka (minimum IP65 sesuai IEC60529). • Minimal lima tahun garansi untuk memastikan kualitas Inverter PV dari produsen. • Efisiensi tinggi dalam beban operasi parsial, berkisar hingga 10% dari beban parsial. • Emisi elektromagnetik rendah dan memiliki sertifikat keamanan jaringan. 	

Hint 05	Fitur PV Inverter
	<ul style="list-style-type: none"> • DC Switch Relay internal untuk memutuskan sambungan antara modul PV dan inverter PV secara otomatis ketika gangguan terjadi. Fitur ini penting untuk memastikan keselamatan personel selama perawatan dan penggantian. • DC Surge Protective Device (SPD) untuk mencegah overvoltage pada inverter PV. • Tidak menggunakan cooling-fan sebagai komponen utama dalam sistem pendingin inverter PV. Cooling-fan rentan terhadap gangguan dan mengurangi waktu rata-rata antar-gangguan inverter PV (MTBF) secara signifikan. • Frekuensi switching inverter PV harus berada pada rentang frekuensi yang tidak terdengar untuk meminimalkan emisi suara. • Fitur monitoring data berbasis web diperlukan untuk menjaga data Energy Yield yang direkam secara terpusat di pusat operasi pemilik. • Memiliki fitur proteksi internal yang akan menyebabkan inverter PV mati (tidak beroperasi secara elektrik) ketika tidak ada pembumian yang memadai antara inverter PV dan sistem pentanahan yang ada. • Memiliki fitur Low Voltage Ride Through (LVRT) dan Droop controller untuk mengikuti frekuensi jaringan • Fitur anti-islanding untuk memutuskan sistem dari jaringan selama ada gangguan jaringan dan memastikan operasi yang aman.

2.1.4. Mounting System

Ground-mounting merupakan sebuah rangka yang dipasang tepat ke tanah. Ketika banyak luas lahan yang tersedia dan pepohonan tidak menjadi masalah, pemasangan *ground-mounting* adalah cara yang ekonomis. Salah satu kelebihan menggunakan *ground-mounting* adalah bahwa panel mudah diakses untuk pemeliharaan dan pembersihan.

Pole-Mounting adalah rangka untuk menampung modul PV yang dipasang pada suatu (atau beberapa) tiang. Kelebihan dari *pole-mounting* daripada *roof-mounting* atau *ground-mounting* adalah pada lebih sedikitnya ruang permukaan tanah yang dibutuhkan daripada *ground-mounting*. Tiang akan menempatkan panel beberapa meter di udara.

Roof-mounting adalah tipe paling umum dari *mounting* sistem PV skala perumahan, biasanya digunakan pada perumahan dan bangunan. Prosedur instalasinya dinilai lebih rumit dan berbahaya. Instalasi *roof-mounting* lebih memakan waktu daripada memasang panel pada tiang (*pole-mounting*) atau *ground-mounting*.

2.1.5. Battery Energy Storage System

Hint 06	Kebutuhan Karakteristik Baterai
	<ul style="list-style-type: none">• Rasio harga/kinerja yang baik• Tidak membutuhkan banyak perawatan• Daya tahan operasi cukup panjang• <i>Self-discharging</i> rendah dan efisiensi energi yang tinggi• Dapat diisi dengan arus muatan kecil• Kerapatan energi dan daya tinggi (kebutuhan ruang dan berat)• Perlindungan terhadap bahaya kesehatan dan lingkungan

Battery Energy Storage System terdiri dari bank baterai dan inverter baterai. Inverter baterai mengontrol daya yang masuk atau keluar dari baterai berdasarkan parameter yang telah ditentukan. Ada beberapa jenis material kimia yang digunakan dalam teknologi baterai, yakni *liquid lead-acid*, *nickel-iron* (NiFe), *nickel-cadmium* (NiCad), *alkaline*, *gel-cell*, and *lithium-ion*. Baterai dapat diklasifikasikan ke dalam baterai tertutup atau baterai berventilasi. Secara umum, terdapat dua jenis fungsi utama baterai, yakni *starting* dan *deep-cycle*.

Baterai *starter* dirancang untuk daya *cranking* yang tinggi, seperti saat menyalakan kendaraan bermotor. Baterai jenis ini sebaiknya tidak digunakan untuk operasi *deep-cycle* karena tidak akan bertahan lama dan juga tidak disarankan untuk penyimpanan energi dalam sistem PLTS¹⁰. Baterai *deep-cycle* paling cocok untuk digunakan dengan *inverter*. Jenis baterai tersebut memiliki pelat yang lebih tebal dan bahan aktif yang menjaga muatan lebih padat untuk meningkatkan *life cycle*. Jenis baterai ini juga dirancang agar sebagian besar kapasitasnya digunakan sebelum diisi ulang. Teknologi yang terbukti sejauh ini, cukup dikenal, dan cocok untuk penggunaan *deep-cycle* adalah VLRA (*Valve-Regulated Lead Acid*), *Advanced Lead-Carbon*, dan *Lithium-ion*. Ketiga teknologi memiliki karakteristik yang berbeda, yang dapat dibandingkan seperti pada Tabel 2-5.

¹⁰ P Manimekalai, R Harikumar, and S Raghavan, 'An Overview of Batteries for Photovoltaic (PV) Systems', *International Journal of Computer Applications*, 82.12 (2013), 975–8887
<<http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download;jsessionid=00C47BEB31109763055AA51CCA461EA4?doi=10.1.1.401.7780&rep=rep1&type=pdf>>.

Tabel 2-5 Perbandingan VRLA, Lead-Carbon dan Lithium-ion^{11,12,13,14,15}

Karakteristik Kunci		Lead-Acid (VRLA)	Lead-Carbon (ALC)	Lithium-ion (Li-ion)
Kerapatan Energi		50 Wh/kg	30 Wh/kg	120 Wh/kg
Masa hidup		2 tahun	Lebih baik daripada lead-acid	4 tahun
Berat		Tinggi	Tinggi	2x lebih rendah daripada lead-acid
Recharge		Sedang	2-4x lebih cepat daripada lead-acid	> 5x lebih cepat daripada lead-acid
Biaya Pemeliharaan		0,17-0,22 USD/kWh	0,15-0,18 USD/kWh	0,20-0,22 USD/kWh
Perawatan Berkala		Pembersihan dan pengisian elektrolit	Pembersihan dan pengisian elektrolit	Tidak memerlukan pengisian elektrolit
Pertimbangan Transport		Fleksibel	Fleksibel	Darat (tidak diperbolehkan melalui udara)
Pembuangan / Daur Ulang		Tersebar luas	Tersebar luas	Sekali pakai, belum dapat didaur ulang
Biaya Utama *	TKDN	225-252 USD/kWh	235-263 USD/kWh	Tidak tersedia
	Non-TKDN	140-162 USD/kWh	160-183 USD/kWh	454-472 USD/kWh**

* Berdasarkan data yang diperoleh dari berbagi penawaran vendor hingga 4 Maret 2020

** Harga untuk satu paket BESS *Lithium-Ion* (Baterai, inverter, *installation*, and *commissioning*)

Lithium-ion menggunakan senyawa *lithium* sebagai elektrode positif dan bahan karbon sebagai elektrode negatif. Elektrode dan pemisah disatukan di dalam pembungkus dengan elektrolit. Dibandingkan dengan jenis baterai lainnya, baterai *Lithium-ion* memiliki kelebihan dan kekurangannya sendiri seperti dirangkum dalam Tabel 2-6.

¹¹ Hardik Keshan, Jesse Thornburg, and Taha Selim Ustun, 'Comparison of Lead-Acid and Lithium Ion Batteries for Stationary Storage in Off-Grid Energy Systems', 2016.

¹² Matteo Moncecchi and others, 'Battery Modeling for Microgrid Design: A Comparison between Lithium-Ion and Lead Acid Technologies', *SPEEDAM 2018 - Proceedings: International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion*, 2018, 1215-20 <<https://doi.org/10.1109/SPEEDAM.2018.8445343>>.

¹³ Cadex Electronics Inc., 'BU-214: Summary Table of Lead-Based Batteries', 2019 <https://batteryuniversity.com/learn/article/bu_214_summary_table_of_lead_based_batteries>.

¹⁴ Cadex Electronics Inc., 'BU-704: How to Transport Batteries', 2017 <https://batteryuniversity.com/learn/article/how_to_transport_batteries>.

¹⁵ Jon Lee Anderson and Jay Frankhouser, 'Advanced Lead Carbon Batteries for Partial State of Charge Operation in Stationary Applications', *2015 IEEE International Telecommunications Energy Conference (INTELEC)*, 2015, 1-5.

Tabel 2-6 Kelebihan dan Keterbatasan *Lithium-ion*¹⁶

Kelebihan	<ul style="list-style-type: none"> • Kemampuan beban energi spesifik yang tinggi • Siklus panjang • Kapasitas tinggi, resistansi internal rendah, efisiensi <i>coulombic</i> yang baik • Waktu pengisian pendek • <i>Self-discharge</i> rendah
Keterbatasan	<ul style="list-style-type: none"> • Membutuhkan perlindungan untuk <i>thermal runaway</i> jika operasi berlebih. • Degradasi pada temperatur tinggi dan saat disimpan pada tegangan tinggi • Tidak dapat melakukan pengisian cepat pada temperatur beku (<0°C, <32°F) • Regulasi transportasi diperlukan saat pengiriman dalam jumlah yang lebih besar

2.1.6. *Enclosure Box*

Enclosure box adalah kabinet peralatan listrik yang digunakan untuk mencegah sengatan listrik langsung kepada pengguna peralatan serta melindungi perlengkapan di dalam *enclosure box* dari pengaruh atau kondisi eksternal¹⁷ seperti :

- Benturan mekanis
- Korosi
- Pelarut korosi
- Jamur
- Kelembaban
- Hama
- Radiasi sinar matahari
- Lapisan es

Untuk menentukan tingkat efektivitas penyegelan *enclosure* listrik terhadap gangguan dari benda asing, standar yang digunakan adalah *rating IP*. *Rating IP* (atau “*Ingress Protection*”) didefinisikan dalam standar internasional EN 60529 (British BS EN 60529: 1992, European IEC 60509: 1989). Masing-masing angka yang tertulis setelah IP memiliki arti tertentu. Angka pertama menunjukkan tingkat proteksi (terhadap manusia) dari benda bergerak, serta proteksi peralatan tertutup dari benda asing. Angka kedua mendefinisikan tingkat proteksi dari berbagai bentuk kelembapan (tetesan, semprotan, perendaman, dan lain-lain). Beberapa

¹⁶ Suratsawadee Anuphappharadorn and others, ‘Comparison the Economic Analysis of the Battery between Lithium-Ion and Lead-Acid in PV Stand-Alone Application’, *Energy Procedia*, 56.C (2014), 352–58
<<https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.07.167>>.

¹⁷ IEC, *IEC 60529 - Degrees of Protection Provided by Enclosures (IP Code)*, 2001.

contoh penggunaan dari *enclosure box* adalah *combiner box*, *DC Box*, sistem kendali dan *switchboard*, serta *junction box*.

2.1.7. Kabel

Perlu diketahui bahwa kabel untuk menghantarkan daya AC dan DC tidak bisa disamakan karena karakteristiknya yang berbeda. Kabel yang digunakan dari modul surya hingga ke inverter harus menggunakan kabel DC, sementara kabel setelah inverter menggunakan kabel AC. Ukuran kabel keluaran dari *combiner box* DC harus lebih besar daripada kabel dari modul surya karena kabel tersebut menghantarkan arus yang lebih besar. Hal yang sama juga perlu dilakukan pada kabel AC yang digunakan setelah *combiner box* AC yang berukuran harus lebih besar dari pada kabel yang keluar dari inverter.

Hint 07	Kabel AC dan DC
	Penggunaan kabel AC dan DC harus sesuai dengan aplikasinya (AC atau DC) karena kedua kabel tersebut didesain berdasarkan karakteristik yang berbeda. Kesalahan dalam penentuan kapasitas dan penggunaannya berpotensi menyebabkan gangguan pada sistem.

Kapasitas dan jenis kabel dapat ditentukan berdasarkan besar arus yang akan dialirkan dan kemampuan hantar arus kabel yang telah distandarisasi. Pada umumnya, pemilihan dan instalasi kabel di Indonesia mengikuti standar Persyaratan Umum Instalasi Listrik (PUIL). Selain itu, PUIL juga mengatur terkait penggunaan warna isolasi kabel. Persyaratan warna isolasi kabel berlaku untuk semua instalasi, termasuk instalasi dalam perlengkapan listrik. Klasifikasi warna kabel AC dapat dilihat pada

Tabel 2-7. Untuk kabel DC, warna yang digunakan adalah merah untuk positif dan hitam untuk negatif. Standar ini diperlukan untuk mendapatkan kesatuan pengertian mengenai penggunaan warna yang digunakan untuk mengidentifikasi inti kabel, guna keseragaman dan mempertinggi keamanan¹⁸.

¹⁸ Persyaratan Umum Instalasi Listrik 2011 (Badan Standardisasi Nasional, 2011).

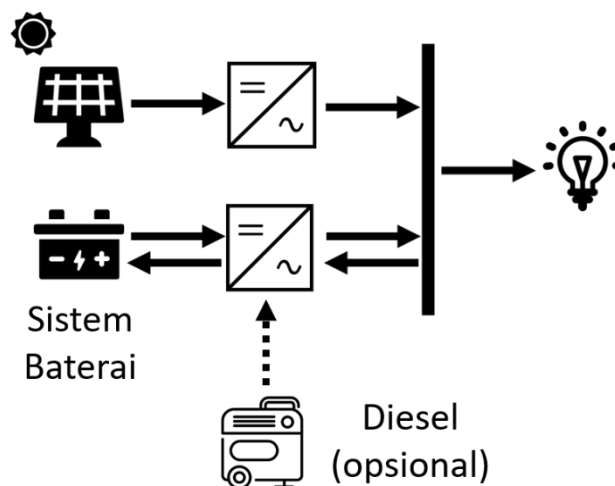
Tabel 2-3 Pro-Kontra Sistem PV Terpusat (*Centralized*) dan Tersebar (*String*)

Standar	Fasa / Phasa	Netral	Grounding
PUIL 2011			

2.2. Topologi Sistem PV

2.2.1. Sistem PLTS *Standalone*

Pada sistem *Standalone*, PLTS adalah satu-satunya sumber energi listrik. Sistem ini sering diimplementasikan di daerah yang belum terjangkau PLN dan tidak bergantung pada pembangkit listrik lain (tidak terhubung dengan jaringan utilitas). Untuk membentuk jaringan listrik yang berdiri sendiri dan mengimbangi *intermittency* sistem ini, umumnya digunakan sistem penyimpanan energi dalam bentuk baterai. Pada topologi ini, terdapat dua skema suplai, yakni suplai sebagian hari atau suplai 24 jam. Kapasitas baterai yang dipilih harus mampu diaplikasikan secara kontinu untuk durasi yang sesuai dengan skema suplai yang direncanakan. Topologi sistem PV *Standalone* ditunjukkan pada Gambar 2-3.

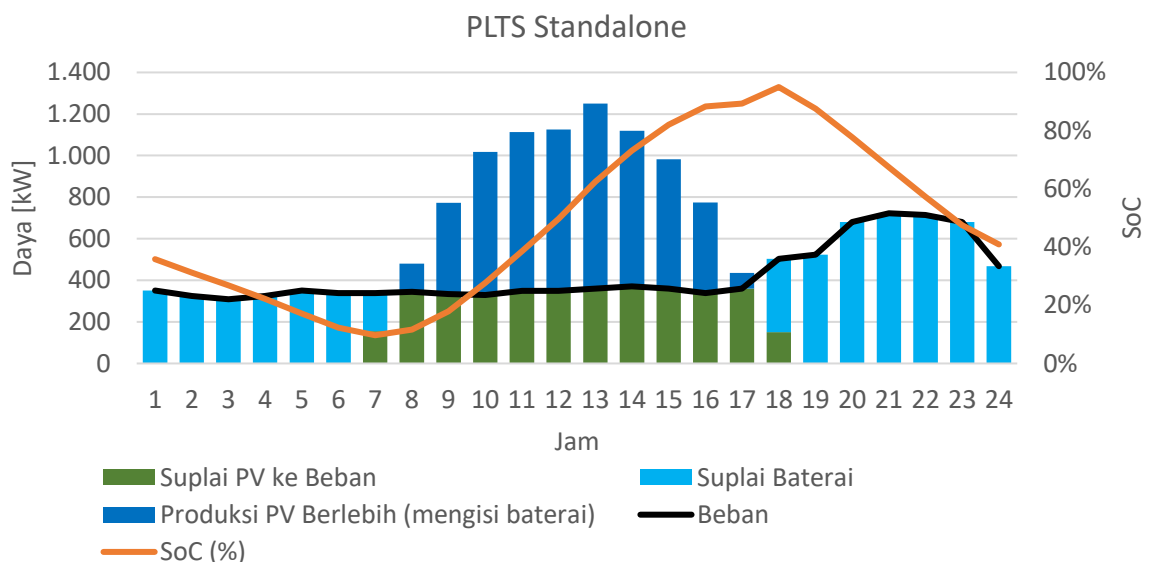


Gambar 2-3 Skema PV *Standalone*¹⁹

¹⁹ Icon made by Freepik from www.flaticon.com

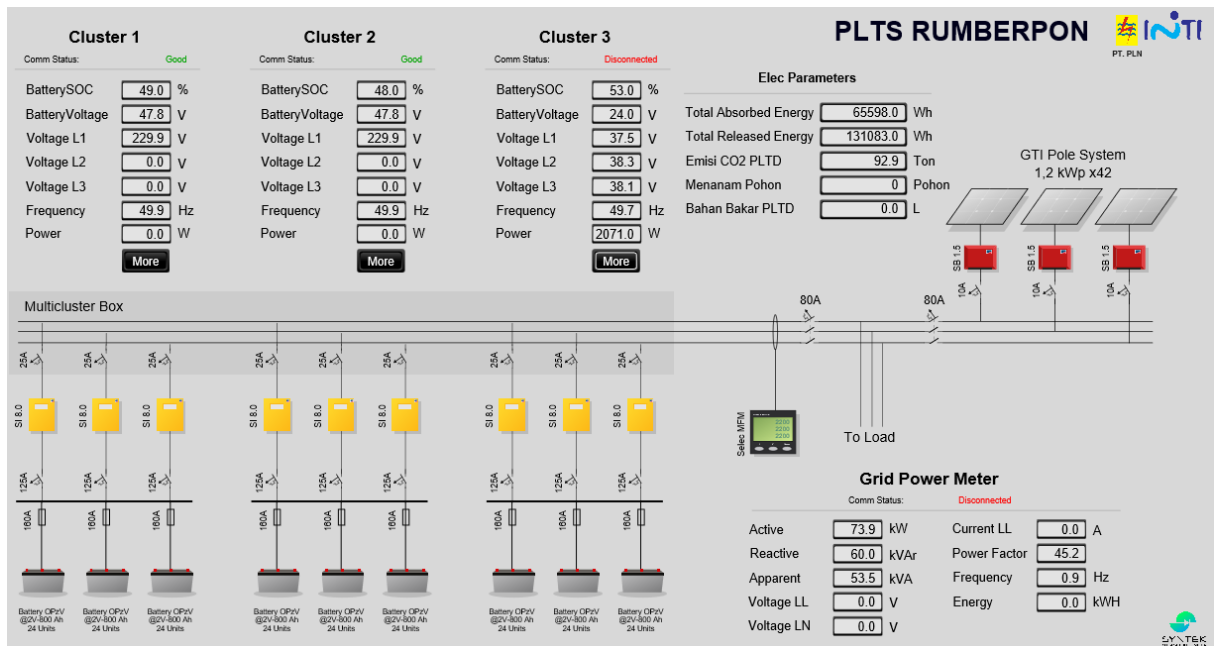
Pada sistem ini, inverter baterai akan bertindak sebagai *grid-former (voltage source)* sebagai referensi tegangan. Energi yang dihasilkan oleh PV akan disimpan di dalam baterai ketika energi yang dibangkitkan PV lebih tinggi dari pada beban selama *State of Charge (SoC)* baterai belum mencapai SoC maksimum. SoC menunjukkan tingkat energi yang tersimpan di dalam baterai. SoC maksimum menunjukkan bahwa baterai sudah terisi penuh, dan SoC minimum menunjukkan bahwa baterai sudah tidak bisa lagi menyuplai energi. Contoh pola operasi PLTS *Standalone* dapat dilihat pada Gambar 2-4.

Jika baterai sudah terisi penuh, baterai akan berada pada mode *floating* sehingga baterai bisa tetap menjadi *grid-former* dan daya keluaran PV harus dikurangi hingga mencapai nilai yang dibutuhkan beban (*curtailing*). Ketika daya PV lebih kecil dibandingkan permintaan beban (waktu sore, malam, atau kondisi berawan), baterai akan menyuplai daya ke beban selama SoC baterai masih lebih tinggi dibanding SoC minimum yang ditentukan.



Gambar 2-4 Contoh Pola Operasi PLTS *Standalone*

Sistem ini tidak memerlukan perangkat kendali eksternal dikarenakan sistem PV adalah satu-satunya sumber energi listrik sehingga sistem PV tidak perlu berinteraksi dengan komponen sistem lainnya. Contoh sistem PLTS *Standalone* dapat dilihat pada Gambar 2-5. Sistem “PLTS Desa Yambekiri Rumberpon Provinsi Papua Barat” pada 2017 menggunakan PV dengan kapasitas 50 kWp dan baterai kapasitas 54 kW.

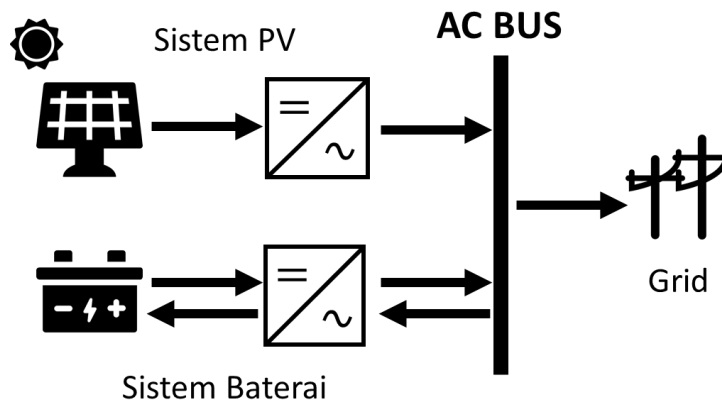


Gambar 2-5 Contoh Sistem PLTS *Standalone* di Desa Yambekiri, Rumberpon, Papua Barat

2.2.2. Sistem PLTS *On-Grid* dengan Baterai untuk *Smoothing*

Pada sistem PV *On-Grid* dengan baterai untuk *smoothing*, sistem PLTS dan jaringan utilitas menjadi sumber energi listrik, dan baterai sebagai sistem penyimpanan energi melengkapi sistem PLTS untuk mempertahankan daya keluaran tetap stabil (*smoothing*). Sistem ini terhubung dengan jaringan utilitas sebagai referensi tegangan dan frekuensi sehingga sistem ini akan berhenti beroperasi ketika tidak ada koneksi dengan jaringan utilitas (dikarenakan hilangnya referensi).

Berbeda dengan topologi *Standalone*, pada topologi ini, terdapat pembangkit-pembangkit lain yang tergabung di dalam jaringan utilitas sehingga sebagian dampak *intermittency* PLTS dapat ditanggulangi oleh pembangkit-pembangkit lain tersebut. Hanya saja, respons dari utilitas sangat bergantung kepada ketersediaan dan spesifikasi masing-masing pembangkit karena pembangkit-pembangkit tersebut tidak secara langsung diintegrasikan dengan PLTS. Sistem ini cocok untuk menyuplai sebagian kecil beban pada jaringan utilitas. Topologi sistem PLTS *On-Grid* dengan Baterai ditunjukkan pada Gambar 2-6.

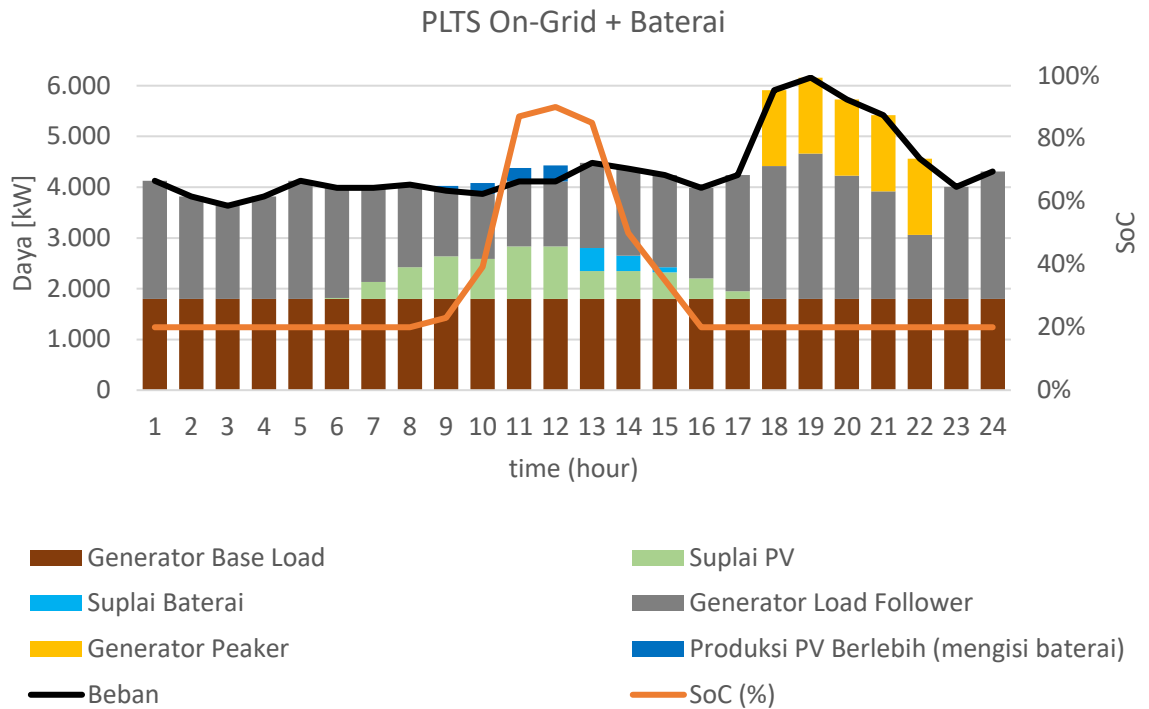


Gambar 2-6 Skema PLTS On-Grid dengan Baterai²⁰

Saat sistem penyimpanan energi beroperasi, inverter baterai bertindak sebagai *load-follower* dengan operasi *charge-discharge*. Ketika *shading* terjadi pada sistem PV dan menyebabkan frekuensi jaringan turun, baterai akan dengan cepat menggantikan daya untuk kembali menstabilkan frekuensi selama SoC baterai masih di atas SoC minimum. Pada saat frekuensi jaringan naik, *excess energy* dari PV dapat disimpan dalam baterai selama SoC baterai masih di bawah SoC maksimum. Jika frekuensi masih belum stabil, suplai PLTS akan dikurangi (*curtailing*) hingga frekuensi menjadi stabil.

Pada kondisi frekuensi naik/turun, utilitas beroperasi secara terpisah dari sistem PLTS karena respons baterai lebih cepat dari pembangkit-pembangkit pada jaringan utilitas. Contoh pola operasi PLTS On-Grid dengan baterai ditunjukkan pada Gambar 2-7. Diasumsikan bahwa jaringan utilitas terdiri dari dua buah PLTD yang berfungsi sebagai suplai *base load* dan *load follower*. Terlihat bahwa baterai digunakan untuk menggantikan daya PLTS agar perubahan dayanya tidak terlalu ekstrem.

²⁰ Icon made by Freepik from www.flaticon.com



Gambar 2-7 Contoh Pola Operasi PLTS On-Grid dengan Baterai

Sistem ini tidak mampu melakukan *blackstart* dikarenakan referensi tegangan dan frekuensi harus didapatkan dari jaringan utilitas. Diperlukan perangkat kendali utama yang mengintegrasikan perangkat kendali sistem PV dan sistem penyimpanan energi sehingga operasi seluruh komponen di sistem ini dapat dikendalikan. Contoh sistem PLTS On-Grid dengan Baterai dapat dilihat pada Gambar 2-8. Sistem “PLTS Hibrida Tambang Batubara Indonesia” oleh ABB yang telah diselesaikan pada tahun 2019. Sistem tersebut menggunakan PV dengan kapasitas 3 MWp, PowerStore Battery dengan kapasitas 2 MW / 2 MWh, SCADA, dan PLTD eksisting. BESS (*Battery Energy Storage System*) pada sistem ini digunakan untuk *smoothing* untuk *intermittency* PV. Pada sistem ini, jaringan listrik yang dimaksud adalah jaringan listrik kecil yang disuplai oleh PLTU dan PLTD.

Remote Industries

Indonesia Coal Mining – PV/BESS Hybrid with CFPP/Diesel Gens

About the Project

- **Project name:** Indonesia Coal Mining PV Hybrid
- **Location:** Indonesia
- **Customer:** -
- **Completion date:** 2019

Solution

- The resulting Microgrid system consists of:**
- PowerStore Battery (2 MW/2 MWh)
 - Microgrid Plus Control System
 - Solar PV (3 MWp)
 - STGs (2 x 7 MW)
 - Diesel Gens (8 x 0.8 MW)
 - Overall Sytem SCADA

Customer Benefits

- PV Hybrid Microgrid system is deployed to reduce the overall fuel consumption and carbon emissions from the existing power generations (STGs and DPPs) and maximize the renewable penetration to drive energy efficiency and sustainable growth.

Main Functions of BESS:

- Renewable Smoothing (ramp rate control)
- Dynamic Stability:
 - Frequency Support:
 - a. Support the grid during sudden loss of load (load rejection)
 - b. Support the grid during sudden trip of STG
 - Generator overload/underload control
- Spinning Reserve
- Renewable Limits
- Feeder monitoring

Currently the largest PV/BESS hybrid with CFPP/Diesel Generators in Indonesia

©ABB
February 4, 2020 | Slide 1

ABB

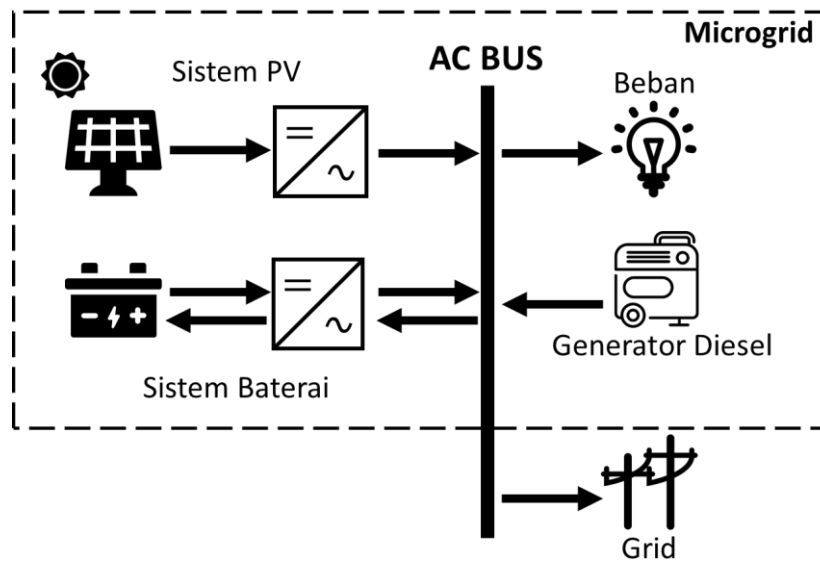
Gambar 2-8 Contoh Spesifikasi Sistem PLTS On-Grid dengan Baterai

2.2.3. Sistem PLTS Hibrida/Mikrogrid Interaktif (PV-Baterai-Diesel)

Mikrogrid didefinisikan sebagai kumpulan dari sumber pembangkit listrik dan beban yang beroperasi saat terhubung dengan jaringan utilitas, namun juga dapat tetap beroperasi saat terputus dari jaringan utilitas²¹. Topologi Mikrogrid Interaktif ditunjukkan pada Gambar 2-9. Pada sistem ini, terdapat sistem PLTS dan generator diesel sebagai sumber energi listrik, sistem penyimpanan energi dalam bentuk baterai, dan beban lokal. Siste=

=m PLTS pada topologi Mikrogrid Interaktif dapat beroperasi pada mode *on-grid* (dengan menggunakan jaringan utilitas sebagai referensi frekuensi dan tegangan) ataupun *islanded* (tanpa terhubung dengan jaringan utilitas). Sistem ini memiliki sistem kendali yang paling kompleks di antara tiga topologi sistem yang dijelaskan pada Subbab 0.

²¹ U.S. Department of Energy, 'Microgrid Definitions', *Microgrids at Berkeley Lab*, 2019 <<https://building-microgrid.lbl.gov/microgrid-definitions>> [accessed 6 February 2020].

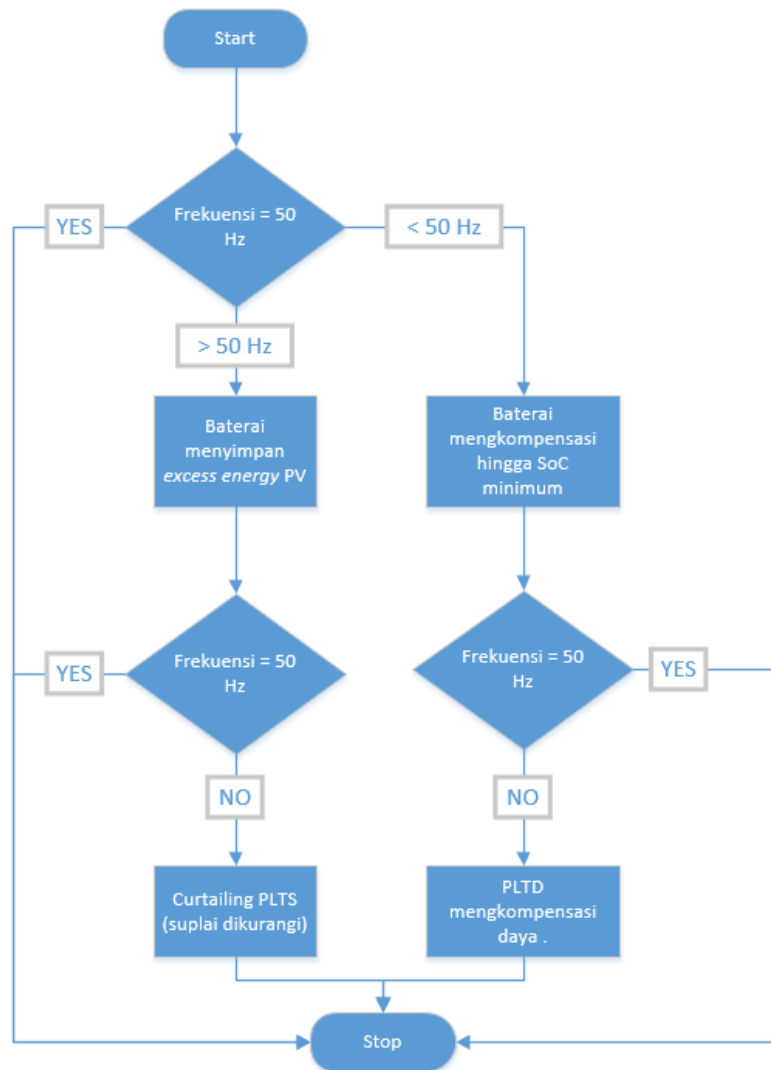


Gambar 2-9 Skema Sistem Mikrogrid Interaktif²²

Pada mode *on-grid*, sistem beroperasi seperti yang sudah dijelaskan pada Subbab 2.2.2 dan *flowchart* mode operasi ini dapat dilihat pada Gambar 2-10. Contoh sistem kendali sederhana pada topologi Mikrogrid bisa dilihat pada Subbab 6.2.

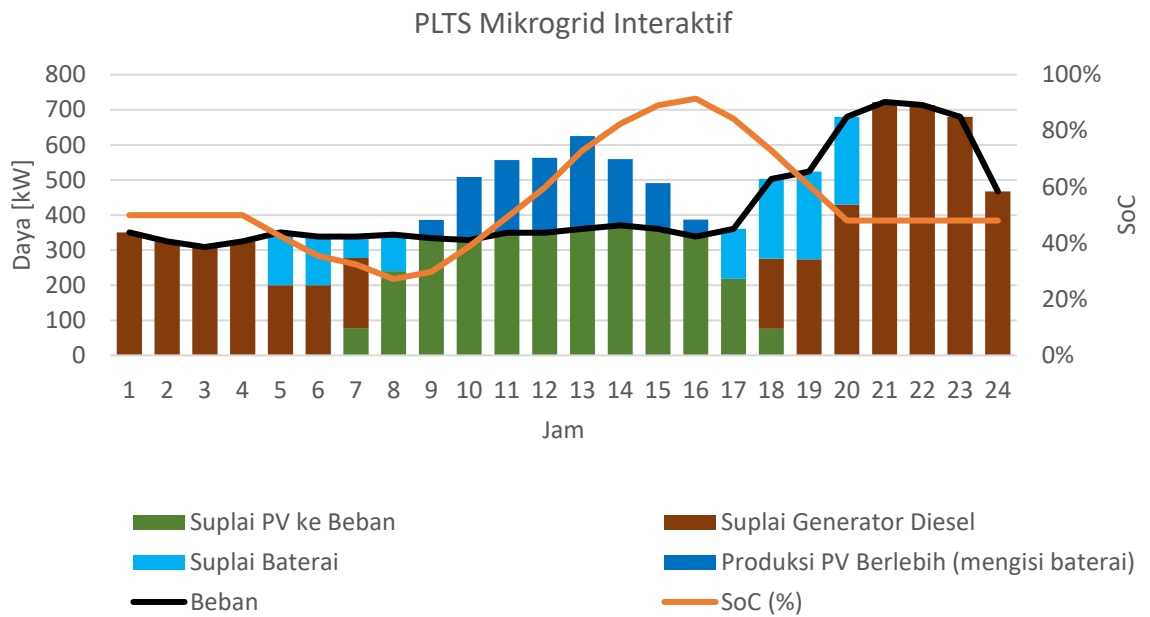
Pada mode *islanded*, komponen sistem penyimpanan energi atau generator diesel berperan sebagai *grid-former* sehingga sistem Mikrogrid Interaktif tetap beroperasi dan mampu menyuplai beban di dalam mikrogrid. Sistem Mikrogrid Interaktif mampu melakukan *blackstart* untuk menopang sistem pada saat kondisi transisi dari mode *on-grid* ke mode *islanded* yang tidak stabil sehingga seluruh unit generator harus dimatikan terlebih dahulu. Contoh pola operasi PLTS Mikrogrid Interaktif ditunjukkan pada Gambar 2-11. Terlihat bahwa operasi generator diesel dapat diatur agar operasinya berada pada nilai optimum dan tidak dibebani terlalu rendah.

²² Icon made by Freepik from www.flaticon.com

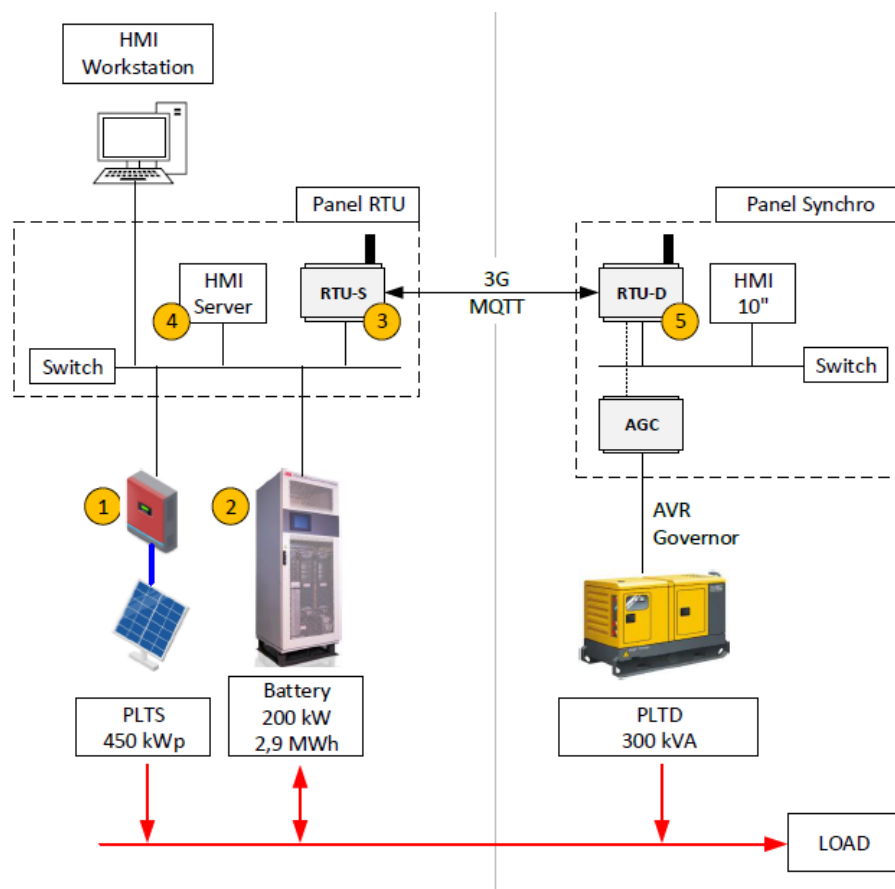


Gambar 2-10 Contoh *Flowchart* Mode Operasi *On-Grid* pada Topologi Mikrogrid Interaktif

Salah satu contoh implementasi topologi ini adalah mikrogrid yang sedang berjalan (*on-going*) di Semau, Nusa Tenggara Timur, yang ditunjukkan pada Gambar 2-12. Sistem ini menggunakan baterai 2.900 kWh dan inverter baterai 200 kW untuk mengatasi fluktuasi frekuensi, untuk mengelola suplai daya, dan mengatur pembangkitan bahan bakar fosil serta PLTS secara terkoordinasi.



Gambar 2-11 Contoh Pola Operasi PLTS Mikrogrid Interaktif



Gambar 2-12 Contoh Sistem PLTS Mikrogrid Interaktif di Sema, Nusa Tenggara Timur (proyek berjalan per tanggal 4 Maret 2020)

2.2.4. Perbandingan Tiga Topologi Sistem PLTS

Berdasarkan informasi yang telah dipaparkan pada Subbab 2.2.1–2.2.3, ketiga topologi tersebut dapat dibandingkan sebagai berikut,

Tabel 2-8 Perbandingan Tiga Topologi Sistem PV

Parameter	PLTS <i>Standalone</i>	PLTS <i>On-Grid</i> dengan Baterai	Mikrogrid Interaktif
Koneksi Utilitas	x	√	√
Operasi tanpa utilitas	√	x	√
Sistem kendali	Sederhana	Kompleks	Paling kompleks
Kemampuan <i>blackstart</i>	√	x	√
Fleksibilitas pengembangan	Sedang	Tinggi	Sedang

Tabel 2-8 menunjukkan bahwa sistem kendali yang dibutuhkan untuk sistem Mikrogrid Interaktif dinilai paling kompleks karena kebutuhan sistem tersebut dalam mengintegrasikan PV, baterai, diesel, dan utilitas. Dibutuhkan desain skema operasi yang sesuai agar sistem mampu merespons terhadap setiap kejadian dengan optimal. Hal ini dinilai sangat penting karena sistem Mikrogrid Interaktif dapat lebih andal dibandingkan topologi lainnya karena sistem tersebut terhubung ke utilitas dan juga mampu beroperasi secara *off-grid*. Hanya saja, kelebihan ini bisa diimplementasikan jika sistem kendali Mikrogrid Interaktif didesain secara komprehensif.

Pada sisi fleksibilitas pengembangan, PLTS *Standalone* dan Mikrogrid Interaktif tidak lebih fleksibel dibandingkan dengan PLTS *On-Grid* dengan Baterai karena kapasitas PLTS dan baterainya didesain sesuai dengan pola operasi dan kapasitas sistem tertentu. Berbeda dengan sistem PLTS *On-Grid* dengan Baterai yang terhubung dengan utilitas, kondisi kelebihan atau kekurangan daya dapat diantisipasi oleh utilitas. Perlu diperhatikan bahwa pengembangan pada sistem Mikrogrid Interaktif harus mempertimbangkan kondisi saat utilitas tidak tersedia (operasi *off-grid*). Kesalahan desain pengembangan akan membuat operasi sistem Mikrogrid Interaktif menjadi tidak optimal.

2.3. Analisis Konten Lokal

Pengembangan PLTS di Indonesia (pada saat pedoman desain ini selesai dibuat pada 31 Maret 2020) mengacu pada peraturan Tingkat Komponen Dalam Negeri (TKDN) yang mengatur konten lokal setiap komponen PLTS. Persyaratan TKDN untuk sistem PLTS diterangkan pada Peraturan Menteri Perindustrian Nomor 05 Tahun 2017. Berikut ringkasan mengenai persyaratan TKDN untuk sistem PLTS *off-grid* (PLTS Terpusat Berdiri Sendiri) yang tertera pada dokumen persyaratan TKDN tersebut.

1. Komponen barang PLTS Terpusat Berdiri Sendiri terdiri atas modul PV, inverter PV, *solar charge controller*, DC Combiner Box, panel distribusi, baterai, kabel (AC dan DC), sistem proteksi, penyangga modul, dan *energy limiter*.
2. Komponen jasa terdiri atas jasa pengiriman, jasa instalasi, dan jasa konstruksi.
3. Nilai TKDN minimum yang harus dicapai (per unit terpasang):
 - Komponen barang 37,47%
 - Komponen jasa 100%
 - Gabungan barang dan jasa 43,72%
4. Nilai TKDN minimum barang yang harus dicapai:

• Modul PV: 40%	• Panel Distribusi: 40%
• Baterai: 40%	• Sistem Proteksi: 20%
• Kabel: 90%	• Penyangga Modul: 42,4%
• DC Combiner Box: 20%	• Energy Limiter: 40%

Tabel 2-9 menunjukkan daftar manufaktur modul PV di Indonesia yang memiliki produk dengan nilai TKDN di atas nilai minimum (diakses pada tanggal 27 Februari 2020). Saat ini, kapasitas tertinggi modul jenis Mono *c-Si* diproduksi oleh PT Deltamas Solusindo (Solar Quest) dan PT Canadian Solar Indonesia dengan kapasitas maksimum 395 Wp.

Tabel 2-9 Manufaktur Modul PV (produk di atas nilai minimum TKDN)²³

No	Nama Perusahaan	TKDN	Nomor Sertifikat	Produk
1	PT Deltamas Solusindo	45,50%	397/SJ-IND.8/TKDN/9/2019	Solar Quest Mono c-Si
			396/SJ-IND.8/TKDN/9/2019	Solar Quest Poly c-Si
2	PT Sundaia Indonesia	45,50%	303/SJ-IND.8/TKDN/8/2019	Sundaia Mono c-Si
			261/SJ-IND.8/TKDN/8/2019	Sundaia Poly c-Si
3	PT Jembo Energindo	45,50%	511/SJ-IND.8/TKDN/10/2019	JEMBO PV Mono c-Si
			236/SJ-IND.8/TKDN/7/2019	JEMBO PV Poly c-Si
4	PT Swadaya Prima Utama	43,50%	419/ILMATE/TKDN/6/2018	iSOLAR-1 Poly c-Si & Mono c-Si
5	PT Wijaya Karya Industri Energi	43,50%	267/ILMATE/TKDN/8/2017	WIKAPV Poly c-Si & Mono c-Si
6	PT Sky Indonesia	43,50%	307/ILMATE/TKDN/9/2017	Skytech Solar Poly c-Si & Mono c-Si
7	PT SANKEINDO	43,50%	212/ILMATE/TKDN/2/2018	SANKELEX Poly c-Si & Mono c-Si
8	PT Sky Energy Indonesia	43,50%	268/ILMATE/TKDN/8/2017	JSKYE Poly c-Si & Mono c-Si
9	PT Surya Utama Putra	43,50%	269/ILMATE/TKDN/8/2017	Surya Utama Putra Poly c-Si & Mono c-Si
10	PT Adyawinsa Electrical and POWER	43,50%	270/ILMATE/TKDN/8/2017	Adyasolar Poly c-Si & Mono c-Si
11	PT Azet Surya Lestari	43,50%	289/ILMATE/TKDN/8/2017	ASL Mono c-Si
12	PT Len Industri (Persero)	43,50%	330/ILMATE/TKDN/10/2017	Len Poly c-Si & Mono c-Si
13	PT. Canadian Solar Indonesia	40,00%	155/SJ-IND.8/TKDN/2/2020	CS6(3)U(K)-P(M)

Tabel 2-10 menunjukkan daftar manufaktur yang memproduksi baterai *lead-acid* / *lead-carbon* di Indonesia dan memiliki produk dengan nilai TKDN di atas nilai minimum (diakses pada tanggal 27 Februari 2020), yaitu PT Nipress Tbk, PT Tri Mega Baterindo, PT Century Batteries Indonesia, dan PT Selatan Jadi Jaya.

²³ Peningkatan Penggunaan Produk Dalam Negeri, 'Sertifikat TKDN Modul Surya', 2020
<http://tkdn.kemenperin.go.id/search.php?where=produk&what=Modul+Surya> [accessed 27 February 2020].

Tabel 2-10 Manufaktur Baterai *Lead-Acid/Lead-Carbon* (produk di atas nilai minimum TKDN)²⁴

No.	Nama Perusahaan	TKDN	Nomor Sertifikat	Produk	Keterangan pada <i>Datasheet</i>
1	PT Nipress Tbk	57,90%	817/ILMATE/TKDN/12/2018	NS OGiV (<i>Lead-Carbon</i>)	Bisa untuk PLTS
		63,35%	307/ILMATE/TKDN/4/2018	NS OPzV (<i>Lead-Acid</i>)	Bisa untuk PLTS
2	PT Tri Mega Baterindo	76,17%	221/SJ-IND.8/TKDN/7/2019	Nagoya OPzV (<i>Lead-Acid</i>)	Bisa untuk PLTS
		80,58% – 83,78%	308/ILMATE/TKDN/4/2018		
3	PT Century Batteries Indonesia	75,87%	246/ILMATE/TKDN/8/2017	INCOE SA105FT-12 (<i>Lead-Acid</i>)	Bisa untuk SHS/PJU
4	PT Selatan Jadi Jaya	56,47%	1/ILMATE/TKDN/1/2018	KAYABA OPzV (<i>Lead-Acid</i>)	Bisa untuk UPS, telekomunikasi

Beberapa manufaktur menyatakan bahwa produknya dapat diimplementasikan untuk PLTS. Hanya saja, saat ini, mayoritas produk *Li-ion* tersebut pada umumnya diaplikasikan untuk PJU (Penerangan Jalan Umum). Tabel 2-11 menunjukkan baterai *lithium-ion* yang terdaftar TKDN (diakses pada tanggal 27 Februari 2020).

Tabel 2-11 Manufaktur Baterai *Lithium-Ion* (produk di atas nilai minimum TKDN)²⁵

No.	Nama Perusahaan	TKDN	Nomor Sertifikat	Produk	Spesifikasi
1	PT Nipress Tbk	42,86%–43,22%	412/SJ-IND.8/TKDN/9/2019	NS 12 Volt, NS 24 Volt, NS 48 Volt	25–120 Ah
2	PT Surya Utama Putra	41,08%	198/SJ-IND.8/TKDN/7/2019	Baterai Lithium	24 V / 10–80 Ah
		45,38%	541/SJ-IND.8/TKDN/11/2019	Battery Lithium Ferro	3–3,6 V / 5–200 Ah

²⁴ Peningkatan Produk Dalam Negeri, 'Sertifikat TKDN Baterai Lead-Acid/Lead-Carbon', 2020 <<http://tkdn.kemenperin.go.id/search.php?where=produk&what=baterai>> [accessed 27 February 2020].

²⁵ Peningkatan Penggunaan Produk Dalam Negeri, 'Sertifikat TKDN Baterai Lithium-Ion', 2020 <<http://tkdn.kemenperin.go.id/search.php?where=produk&what=baterai>> [accessed 27 February 2020].

No.	Nama Perusahaan	TKDN	Nomor Sertifikat	Produk	Spesifikasi
		43,42%	545/SJ-IND.8/TKDN/11/2019	Phosphate (LiFePO4)	12–14,4 V / 10–200 Ah
		40.30%	546/SJ-IND.8/TKDN/11/2019		24–28,8 V / 10–200 Ah
		40,29%	547/SJ-IND.8/TKDN/11/2019		48–54 V / 10–200 Ah
3	PT Adyawinsa Electrical And Power	44,02%–46,74%	734/SJ-IND.8/TKDN/12/2019	Adyapower Baterai Lithium LiFePO4	12,8–48 V / 10–100 Ah
4	PT SANTINILESTARI ENERGI INDONESIA	42,49%	674/SJ-IND.8/TKDN/12/2019	eSUN dan G Force Bell Baterai LiFePO4	24 V / 20–100 Ah
5	PT. Sentramitra Dayautama*	16,94%	312/ILMATE/TKDN/4/2019	TnD	7.4V / 2600mAh
6	PT. Indo Energi Elektrik	40,66%	240/SJ-IND.8/TKDN/7/2019	BiruBatt BB-4850 - BB-48100	48V / 50–100 Ah
		44,86%	710/SJ-IND.8/TKDN/12/2019	BiruBatt BB-1220 - BB-1260	12 V / 20–60 Ah
		40,64%	711/SJ-IND.8/TKDN/12/2019	BiruBatt BB-2420 - BB-2460	24 Volt / 20–60 Ah
7	PT. Celxpert Energy Indonesia*	17,59%–27,59%	102/ILMATE/TKDN/2/2019	LITHIUM BATTERY PACK	11,1–25,6 V / 50–70 Ah
8	PT. Sundaya Indonesia	45,44%	239/SJ-IND.8/TKDN/7/2019	Sundaya Lithium Ion Battery	48V / 52Ah
9	PT. SANKEINDO	40,53%–41,48%	384/SJ-IND.8/TKDN/9/2019	Battery Pack expendable energy storage	12,6–48 V / 20–100 Ah

*produk-produk tersebut tidak memenuhi nilai TKDN minimum komponen baterai sebesar 40%.

Hint 08	Penggunaan Baterai untuk PLTS
<p>Berdasarkan beberapa permasalahan teknis sistem PLTS di Indonesia, penggunaan baterai untuk sistem sebaiknya mengikuti persyaratan berikut:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Kesesuaian tegangan, arus, kapasitas dengan inverter, dan kebutuhan operasi sistem menjadi pertimbangan dalam menentukan baterai yang akan digunakan untuk PLTS • Syarat agar baterai <i>lithium-ion</i> dapat digunakan untuk PLTS adalah harus adanya <i>Battery Management System</i> (BMS) dan inverter baterai yang kompatibel 	

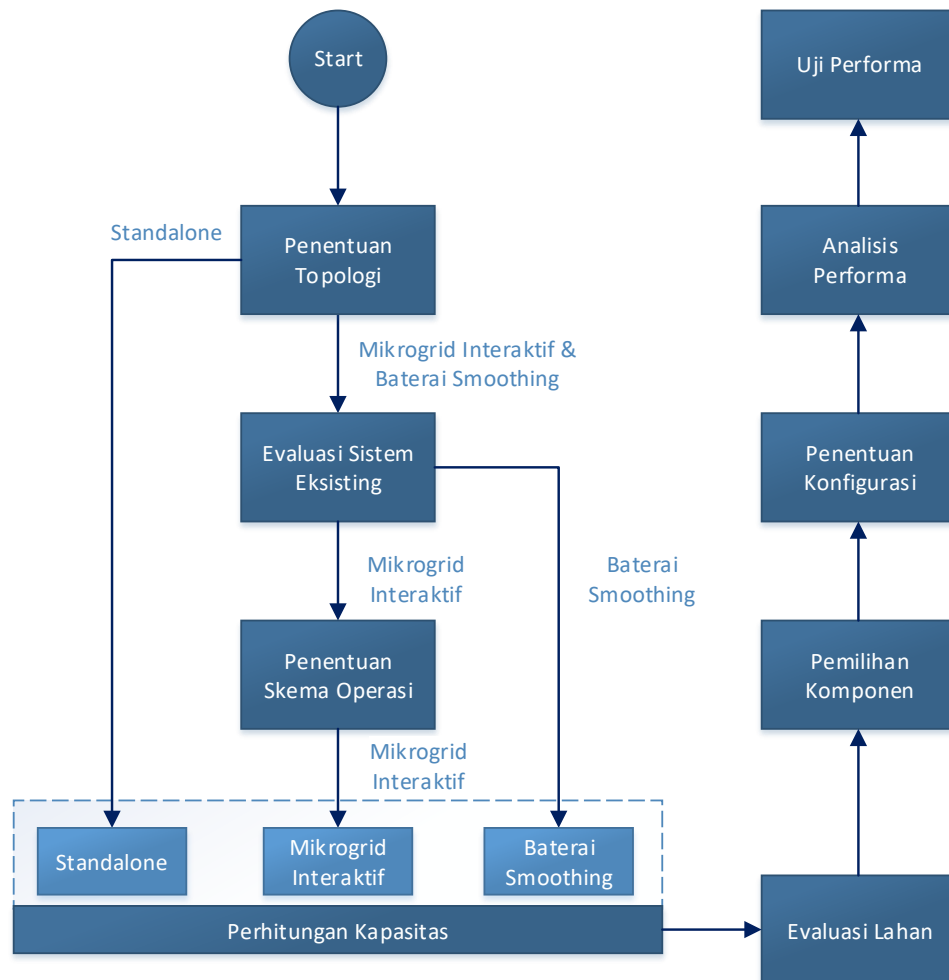
Pedoman Rancangan PLTS

Pengembangan PLTS harus didasari dengan desain yang tepat agar operasi dan kinerja PLTS sesuai dengan yang diharapkan dan dapat memberikan performa yang baik. Kesalahan dalam desain dapat berakibat pada banyak kerugian, seperti halnya ketidakandalan operasi karena sering mengalami kondisi *fault*, operasi yang tidak optimal, atau pembatasan suplai yang dikarenakan dampak pada utilitas atau tidak tersedianya beban. Hal-hal tersebut dapat dihindari dengan melakukan desain PLTS secara tepat dan disesuaikan dengan kondisi dan kebutuhan sistem.

Pembahasan pada bab ini dibatasi pada topologi yang telah dipaparkan pada Subbab 0, yakni PLTS *Standalone*, *On-Grid* dengan Baterai *Smoothing*, dan Mikrogrid Interaktif. Ketiga topologi ini memiliki alur desain yang hampir serupa namun terdapat beberapa tahapan tambahan perlu dilakukan dalam mendesain sistem PLTS *On-grid* dengan Baterai *Smoothing* dan Mikrogrid Interaktif mengingat kedua sistem ini berhubungan dengan sistem eksisting yang perlu dievaluasi terlebih dahulu. Secara umum, prosedur perancangan PLTS ditunjukkan pada Gambar 3-1.

Pada sistem PLTS *Standalone*, desain dapat dilakukan langsung ke tahap Perhitungan Kapasitas. Berbeda halnya dengan PLTS *On-Grid* dengan Baterai *Smoothing* dan Mikrogrid Interaktif, kedua topologi ini memerlukan evaluasi sistem eksisting karena keduanya akan berdampak kepada sistem tersebut. Evaluasi sistem eksisting ini diperlukan untuk memastikan bahwa PLTS dapat terserap secara optimal dan memastikan bahwa PLTS dapat terintegrasi dengan baik tanpa menimbulkan dampak negatif pada sistem.

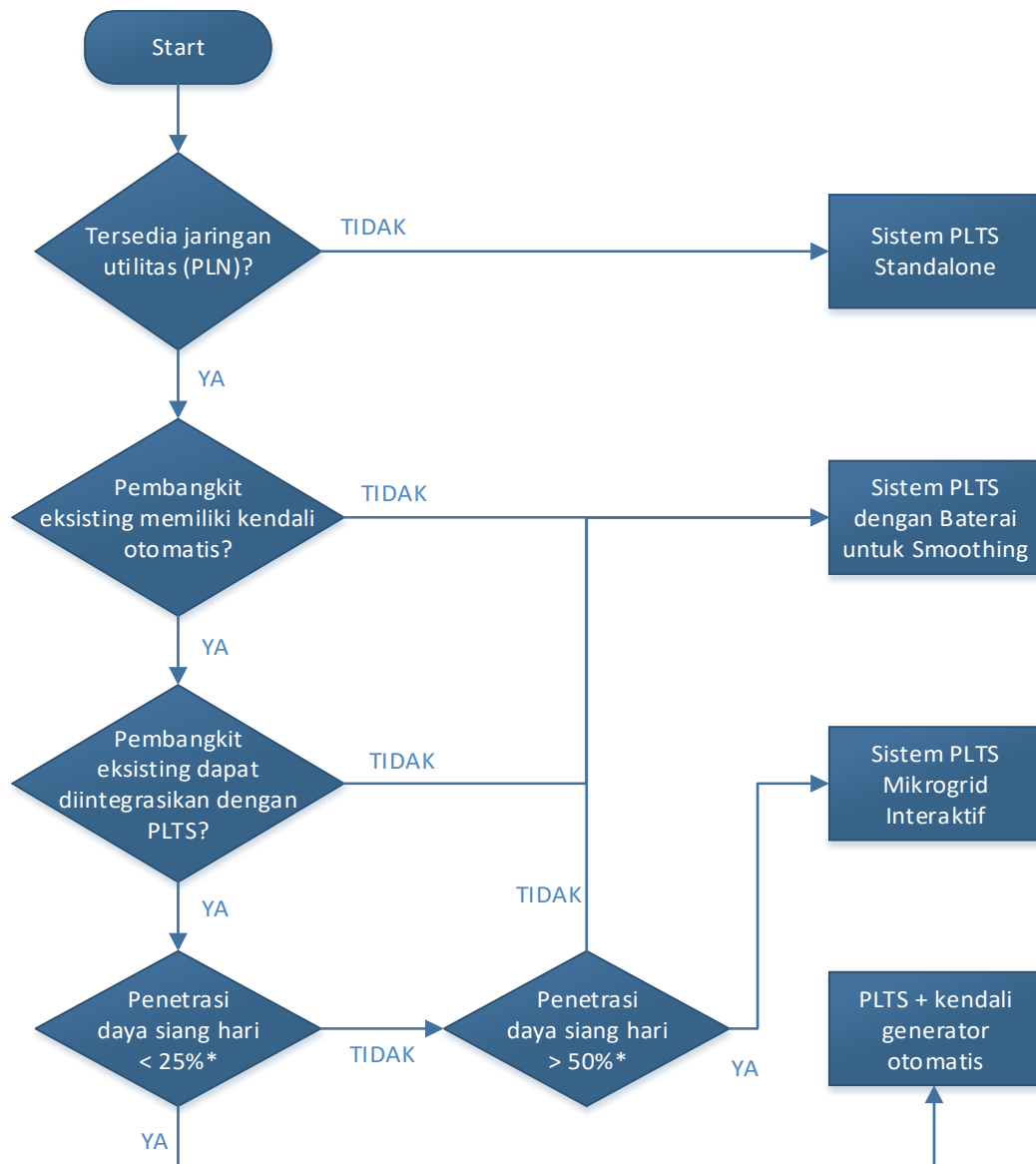
Terdapat tahapan tambahan lain khusus untuk PLTS Mikrogrid Interaktif, yakni Penentuan Skema Operasi. Tahapan ini dibutuhkan mengingat tingkat penetrasi PLTS yang cukup tinggi dibandingkan kedua topologi lainnya dan juga untuk memastikan agar PLTS dapat beroperasi dan menyesuaikan dengan kebutuhan operasi sistem eksisting.



Gambar 3-1 Alur Perancangan PLTS

3.1. Penentuan Topologi

Penentuan topologi PLTS didasari oleh kebutuhan dan kondisi sistem eksisting. Alur penentuan topologi ditunjukkan pada Gambar 3-2. Kendali otomatis yang dimaksud dalam alur penentuan topologi adalah kendali yang mampu mengoperasikan generator sesuai dengan kondisi *real-time* sistem. Parameter ‘dapat diintegrasikan dengan PLTS’ diartikan sebagai pembangkit yang dapat dioperasikan bersama PLTS. Pembangkit-pembangkit yang memiliki kemampuan *ramping* daya rendah dianggap sebagai pembangkit yang tidak dapat diintegrasikan dengan PLTS.



Gambar 3-2 Alur Penentuan Topologi PLTS

*Nilai 25% dan 50% ini merupakan nilai batas yang direkomendasikan berdasarkan pengalaman.

Namun nilai tersebut sebaiknya diverifikasi melalui studi sistem tenaga oleh konsultan yang kompeten agar sesuai dengan kondisi sistem aktual.

Berdasarkan alur penentuan topologi tersebut, jika pembangkit eksisting tidak dilengkapi dengan kendali otomatis dan tidak dapat diintegrasikan dengan sistem PLTS, maka topologi yang dapat digunakan adalah PLTS *On-Grid* dengan Baterai *Smoothing*. Semakin besar tingkat penetrasi PLTS, akan semakin besar baterai yang dibutuhkan. Hal ini dibahas lebih lanjut pada Subbab 3.3.2.

Di sisi lain, jika pembangkit eksisting dilengkapi dengan kendali otomatis dan penetrasi PLTS di bawah 25%, maka PLTS dapat dikoneksikan ke sistem tanpa memerlukan baterai. Jika penetrasi PLTS lebih besar dari 50% dan pembangkit eksisting dilengkapi dengan kendali otomatis serta dapat

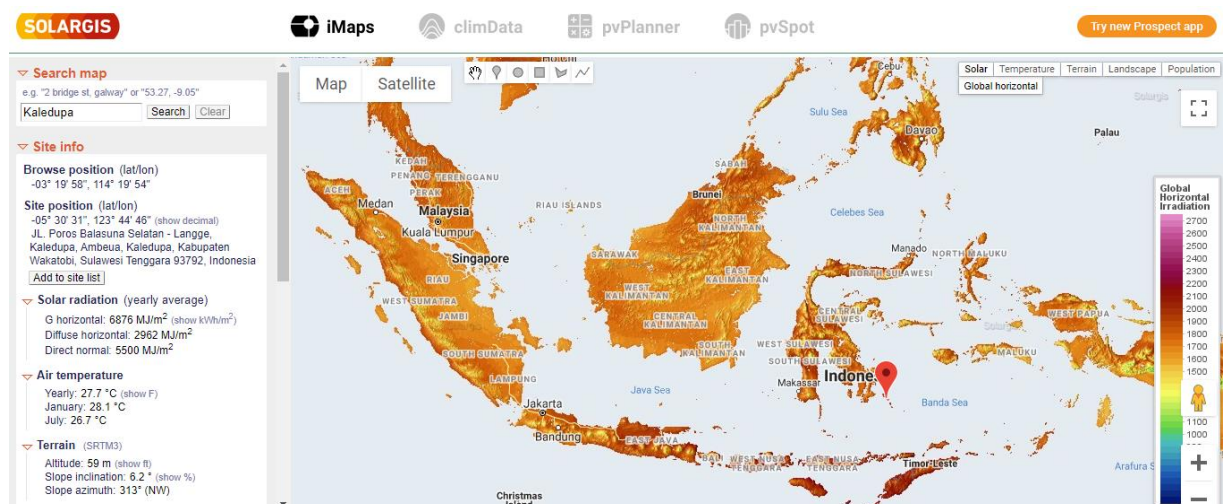
diintegrasikan dengan sistem PLTS, maka terdapat dua pilihan topologi, yakni topologi PLTS *On-Grid* dengan Baterai *Smoothing* dan topologi PLTS Mikrogrid Interaktif. Pada kasus ini, pemilihan antara topologi PLTS *On-Grid* dengan Baterai *Smoothing* dan PLTS Mikrogrid Interaktif perlu dianalisis lebih lanjut dengan mempertimbangkan biaya investasi baterai atau biaya integrasi dengan generator eksisting. Untuk penetrasi di antara 25–50% sebaiknya diverifikasi melalui studi sistem tenaga oleh konsultan yang kompeten.

3.2. PLTS *Standalone*

3.2.1. Perhitungan Kapasitas PLTS *Standalone*

3.2.1.1. Evaluasi Potensi Energi Matahari

Dalam menentukan lokasi tempat pemasangan PLTS, tingkat *irradiance* matahari merupakan hal yang sangat penting karena hal tersebut merepresentasikan produksi energi PLTS. Salah satu perangkat yang dapat digunakan untuk evaluasi ini adalah SOLARGIS.



Gambar 3-3 Contoh Tampilan Data Peta Radiasi Matahari pada SOLARGIS

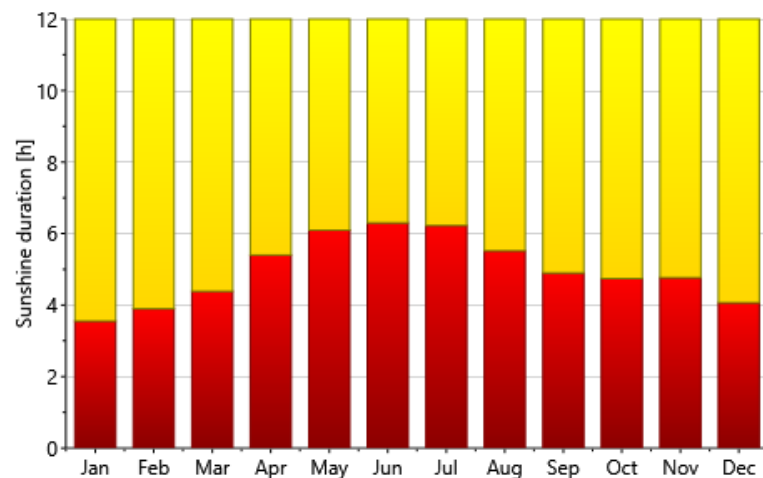
Selain menggunakan peta *irradiance* matahari, diperlukan juga perangkat lunak lain sebagai data *input* analisis energi PLTS, salah satunya adalah Meteonorm. Meteonorm memiliki *database* berbagai data meteorologi, mulai dari *irradiance* matahari, temperatur, kecepatan angin, kelembapan, dan data-data meteorologi lainnya.

Tabel 3-1 dan Gambar 3-4 menunjukkan contoh data cuaca *Global Horizontal Irradiance* (GHI), temperatur, dan data durasi penyinaran matahari di suatu wilayah berdasarkan dari perangkat lunak Meteonorm. Perkiraan *sun-hour* dapat dihitung sebagai berikut:

$$\text{Sun hour} = \frac{\text{Global Horizontal} \left[\frac{\text{Wh}}{\text{m}^2} \right]}{1000 \left[\frac{\text{W}}{\text{m}^2} \right] \times 365 \text{ hari}}$$

Tabel 3-1 Data Cuaca dari Meteonorm

Bulan	Global Horizontal Irradiance (kWh/m ² /bulan)	Temperatur (°C)	Keterangan
Januari	126	26,6	Simulasi dengan jangka waktu beberapa tahun dari Meteonorm menghitung fungsi probabilistik yang menggambarkan produksi energi listrik sebagai proses dinamis karena nilai <i>irradiance</i> dan kondisi cuaca yang berubah-ubah selama beberapa tahun operasi sistem PLTS. Basis data yang dimiliki oleh Meteonorm dapat diakses dalam periode yang relatif lama (1991–2010).
Februari	120	26,9	
Maret	129	27,1	
April	133	27	
Mei	135	27,6	
Juni	128	27,3	
Juli	140	27,2	
Agustus	142	27,5	
September	132	27,1	
Oktober	130	26,8	
November	143	26,6	
Desember	122	26,5	
Total/Rata-rata	1.579	27	



Gambar 3-4 Contoh Data Durasi Penyinaran Matahari Harian Rata-Rata

3.2.1.2. Perhitungan Beban PLTS Standalone

Kapasitas PLTS (atau total kapasitas inverter PV) *Standalone* ditentukan oleh kebutuhan beban yang harus disuplai serta faktor rasio performa yang dimiliki oleh PLTS tersebut. Kebutuhan beban yang disuplai oleh sistem adalah konsumsi energi harian / *daily energy consumption* (DEC) yang nilainya merupakan energi langsung dari PV ke beban ditambah dengan suplai dari baterai ke beban dengan memperhitungkan efisiensi baterai tersebut.

$$\text{DEC [Wh]} = \text{Energi dari PV ke beban} + \frac{\text{Suplai dari baterai ke beban}}{\eta_{\text{batt}}}$$
$$\text{DEC [Wh]} = E_{\text{PV-Load}} \times E_{\text{Batt-Load}}$$

3.2.1.3. Kapasitas Total PLTS

Dalam menentukan kapasitas PLTS, operasi sistem, PSH dan rasio performa PV harus diperhitungkan. Pada PLTS *Standalone*, diasumsikan sistem menyuplai daya langsung pada beban tanpa melalui baterai. PSH adalah jumlah waktu (dalam jam) dengan kWh/m² tercantum yang setara dengan *irradiance* matahari sebesar 1 kW/m². Nilai PSH merupakan nilai pendekatan yang hanya dapat digunakan pada penentuan kapasitas awal. Diperlukan analisis lanjut untuk memastikan suplai PLTS mencukupi kebutuhan setelah mempertimbangkan faktor cuaca, temperatur, dan parameter meteorologi lainnya. *PSH correction* merupakan nilai perbandingan antara PSH pada bulan dengan *irradiance* rendah dengan PSH rata-rata dalam satu tahun. Tujuannya agar PLTS tetap dapat menyuplai beban di bulan dengan *irradiance* rendah. Rasio performa PV menunjukkan seberapa efisien sistem PLTS memanfaatkan energi surya yang tersedia. Nilai total kapasitas PLTS *Standalone* dapat ditentukan dengan membagi beban harian dengan rasio performa PV dan memperhitungkan PSH, yakni sebagai berikut

$$\text{Kapasitas Inverter PV [W]} = \frac{\text{DEC [Wh]} / \text{Rasio performa PV}}{\text{PSH [jam]} \times \text{PSH Correction}}$$

3.2.1.4. Kapasitas Baterai

Pada Sistem PLTS *Standalone* tidak ada pembangkit lain selain PLTS sehingga baterai harus mampu memenuhi kebutuhan energi sistem pada kondisi ekstrem, yakni ketika hari mendung dan pembangkitan PLTS bernilai kecil. Desain kapasitas baterai pada sistem PLTS *Standalone* harus memastikan bahwa baterai cukup untuk menyimpan seluruh energi lebih dari PV di siang hari dan juga cukup untuk memberikan suplai ke beban selama PV tidak mencukupi. Perlu ditekankan bahwa energi PV yang disimpan ke

baterai pada siang hari hanya energi lebih yang tidak terpakai ke beban secara langsung, bukan seluruh energi yang diproduksi oleh PV.

Maka dari itu, energi yang perlu dipenuhi oleh baterai dapat dihitung dengan mengurangi konsumsi energi harian dengan energi efektif yang secara langsung disuplai dari PV ke beban. Dalam mendesain kapasitas baterai yang dibutuhkan, efisiensi baterai dan kapasitas efektif baterai yang bisa digunakan harus diperhitungkan sebagai berikut,

$$\begin{aligned} \text{Kapasitas Baterai [Wh]} &= \frac{\text{DEC [Wh]} - \text{Energi langsung PV ke Beban}}{\eta_{\text{BATT}} \times \text{DOD}_{\text{MAX}} [\%]} \\ &= \frac{\text{DEC [Wh]} - (\text{ADL[W]} \times 8 [\text{jam}])}{\eta_{\text{BATT}} \times \text{DOD}_{\text{MAX}} [\%]} \end{aligned}$$

Berdasarkan kondisi lokasi di Indonesia, dapat diperkirakan energi yang efektif disalurkan langsung dari PV ke beban adalah sekitar 8 jam. Oleh karena itu, beban yang perlu disuplai melalui baterai dapat dihitung dengan mengurangi beban harian dengan 8 jam rata-rata beban siang / *average day load* (ADL).

Estimasi 8 jam efektif ini merupakan angka yang didapat berdasarkan pengalaman desain di beberapa lokasi di Indonesia. Walaupun angka ini merupakan angka empiris, angka tersebut dinilai dapat digunakan untuk desain awal karena margin eror yang tidak besar. Namun, untuk mendapatkan angka yang lebih akurat, dibutuhkan analisis lebih lanjut menggunakan beberapa perangkat lunak seperti PVsyst, Matlab, dan macro-excel.

3.2.1.5. Hari Otonom pada PLTS *Standalone*

Hari otonom atau *days of autonomy* merupakan jumlah hari yang bisa disuplai oleh baterai tanpa adanya bantuan dari pembangkit lain. Pada kasus ini, parameter hari otonom digunakan untuk memastikan bahwa beban akan tetap tersuplai walaupun pembangkitan PLTS bernilai kecil atau tidak ada sama sekali. Hal ini dapat

Hint 09	Kapasitas dengan Hari Otonom
	Salah satu contoh studi <i>oversizing</i> sistem PLTS menunjukkan bahwa kapasitas PLTS perlu diperbesar 10–20% untuk mendapatkan 3 hari otonom dan diperbesar 50–70% untuk mendapatkan 5 hari otonom ²⁶ .

²⁶ Global Sustainable Energy Solutions, 'Oversized PV Arrays and Battery Days of Autonomy In Stand-Alone Power Systems', 2019 <<https://www.gses.com.au/technical-articles/oversized-pv-array-and-battery-days/>> [accessed 12 February 2020].

dilakukan dengan memastikan adanya sisa energi di dalam baterai di pagi hari dengan nilai energi sebesar dibutuhkan untuk jumlah hari otonom yang ditargetkan.

Energi sisa tersebut dapat diperoleh dengan memperbesar kapasitas total PLTS (*oversizing*) dari yang telah ditentukan pada Subbab 3.2.1.2. Pada lokasi dengan curah hujan tinggi, diperlukan kapasitas PLTS yang lebih tinggi untuk mendapatkan target hari otonom yang sama pada daerah dengan curah hujan rendah. Hal ini dikarenakan baterai harus lebih cepat diisi untuk memastikan ketersediaan energi pada hari hujan selanjutnya. Berdasarkan pembesaran kapasitas PLTS, kapasitas baterai yang dibutuhkan harus disesuaikan dengan formula berikut, dengan nilai n yang merepresentasikan banyaknya hari otonom yang diharapkan.

$$\text{Kapasitas Baterai [Wh]} = \frac{\text{DEC [Wh]} - (\text{ADL[W]} \times 8 \text{ [jam]})}{\eta_{\text{BATT}} \times \text{DOD}_{\text{MAX}} [\%]} \times \text{hari otonom}$$

Selain memastikan tersedianya suplai listrik pada saat produksi PLTS kecil atau tidak ada sama sekali, semakin besar target hari otonom, umur baterai akan semakin panjang. Hal ini dikarenakan kapasitas baterai yang besar sehingga operasi baterai berada pada DoD rendah. Semakin kecil DoD baterai, semakin tinggi umur siklus baterai. Pada sistem PLTS *Standalone*, kapasitas inverter baterai sebaiknya dibuat sama dengan Inverter PV, untuk memastikan energi PV pada suplai maksimumnya dapat disimpan ke baterai.

$$\text{Kapasitas Inverter Baterai [W]} = \text{Kapasitas Inverter PV [W]} - \text{ADL}$$

3.2.1.6. Kapasitas PV

Berdasarkan kapasitas inverter yang telah ditentukan pada Subbab 3.2.1.1–0, untuk sistem *Standalone* dan Mikrogrid Interaktif, kebutuhan kapasitas PV dapat dihitung dengan mengalikan total kapasitas inverter PV dengan rasio DC/AC yang diinginkan. Hal ini dapat dilakukan untuk ketiga jenis sistem. Pada desain PLTS, rasio DC/AC sebaiknya bernilai lebih dari 1 untuk mengoptimalkan operasi inverter karena karakteristik pembangkitan PLTS sebagian besar berada di bawah

Hint 10	Rasio DC/AC
	Berdasarkan rekomendasi manufaktur, rasio DC/AC (total daya modul dibanding inverter) yang cocok untuk daerah tropis adalah sekitar 1.1–1.3.

rating inverter (pagi dan sore hari atau ketika berawan).

$$\text{Kapasitas PV [Wp]} = \text{Kapasitas Inverter PV [W]} \times \text{rasio DC/AC}$$

3.3. PLTS On-Grid dengan Baterai Smoothing

3.3.1. Evaluasi Sistem Eksisting

Dalam melakukan desain PLTS On-Grid dengan Baterai Smoothing, kondisi beban, pertumbuhan beban, dan peralatan-peralatan yang terpasang pada sistem eksisting perlu dianalisis karena hal-hal ini berkaitan dengan kemampuan penerimaan sistem terhadap PLTS. Data yang diperlukan dapat dilihat pada Tabel 3-2. Spesifikasi dan kapasitas sistem PLTS didesain berdasarkan hasil analisis awal tersebut agar dapat diintegrasikan dengan baik dan bermanfaat bagi sistem.

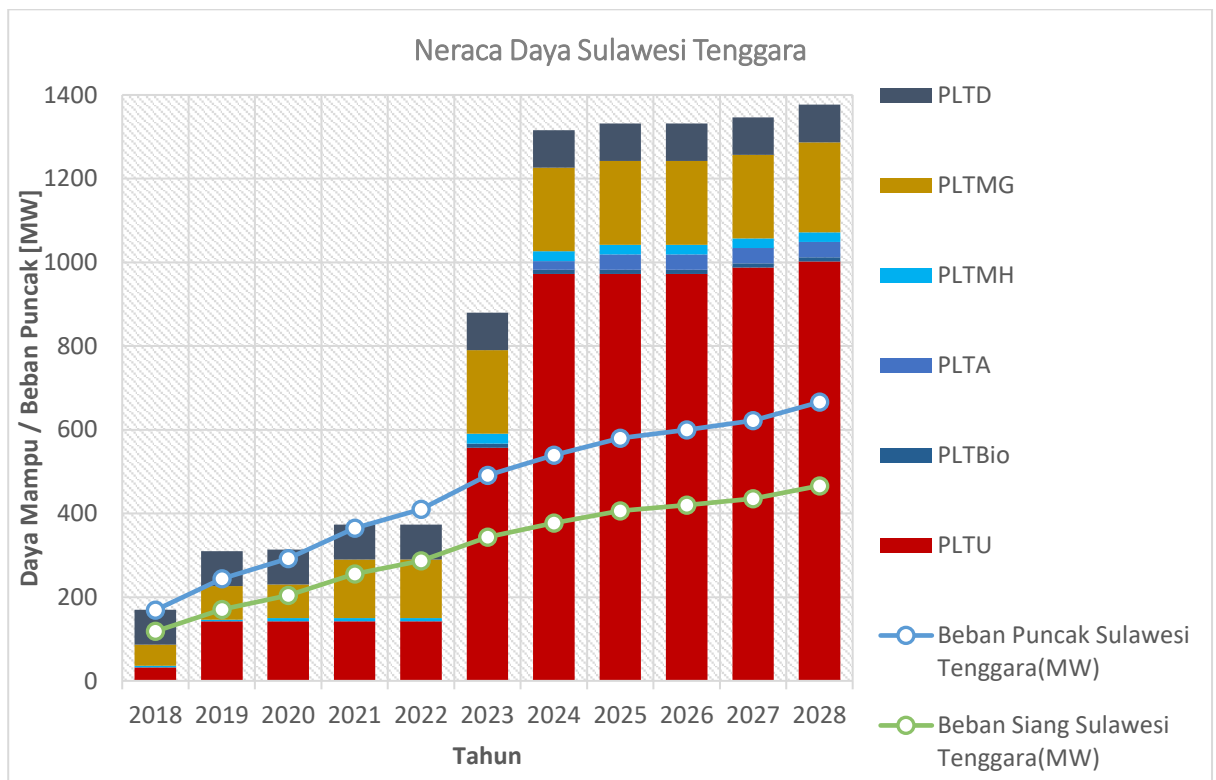
Tabel 3-2 Data untuk Evaluasi Sistem Eksisting

No	Data	Keterangan
1	Single line diagram Sistem	-
2	Data pembangkit	Spesifikasi, datasheet, dan manual
3	Data konfigurasi saluran transmisi maupun distribusi	Data kondisi eksisting serta tahun-tahun yang akan datang
4	Data operasi pembangkit	Mencakup merit order dan kondisi operasi normal (base load, peaker, load-follower, normally ON/OFF)
5	Data beban	24 jam yang mencakup data hari biasa, hari libur, dan hari raya.
6	Neraca daya	-

Metode analisis sistem eksisting dapat dilakukan dengan mengobservasi data neraca daya sistem yang menunjukkan kondisi beban, pertumbuhan beban, pembangkitan, rencana pengembangan pembangkitan, dan merit order sistem setiap tahun. Dalam menentukan merit order pembangkit dibutuhkan data-data pendukung yaitu data rencana pembangunan pembangkit dan biaya pembangkitan setiap pembangkitnya. Contoh gambaran umum kondisi sistem per tahun ditunjukkan pada Gambar 3-5 yang merupakan data sistem besar di Sulawesi Tenggara. Pada Gambar 3-5 urutan merit order hanya merupakan contoh dan bukan berdasarkan data sebenarnya.

Secara ideal, pada Gambar 3-5, PLTS harus berada di atas bar berwarna biru muda (PLTMH) dan di bawah garis hijau (beban siang). Hal ini menunjukkan bahwa dengan prioritas pemanfaatan

suplai yang lebih rendah dari pada PLTU, PLTG, PLTA, dan PLTMH, PLTS masih bisa diserap oleh sistem di siang hari. Berdasarkan contoh kasus di Sulawesi Tenggara, secara komposisi pembangkitan dan beban, PLTS dapat diterima jika mulai beroperasi pada tahun 2020. Hanya saja perlu diperhatikan pada tahun 2023, ketika PLTU dengan kapasitas besar masuk ke sistem, suplai daya PLTS kemungkinan tidak lagi bisa terserap. Jika demikian, maka dibutuhkan diskusi lebih lanjut dengan data yang lebih detail dalam melakukan proyeksi penyerapan PLTS dan rencana pembangunan pembangkit lainnya.



Gambar 3-5 Neraca Daya Sulawesi Tenggara

Selain itu dibutuhkan pula proyeksi pola operasi selama 24 jam pada tahun rencana interkoneksi PLTS, untuk memberikan gambaran penetrasi suplai PLTS ke sistem nantinya. Beberapa hal yang perlu diperhatikan adalah sebagai berikut:

1. *Spinning reserve*, baik yang disediakan oleh pembangkit eksisting atau baterai, paling tidak sebesar nilai suplai PLTS untuk mengantisipasi ketidakstabilan sistem ketika terjadi kondisi ekstrem.
2. Kemampuan *ramping* daya (naik/turun) pembangkit eksisting harus disesuaikan dengan kemungkinan fluktuasi daya PLTS.
3. Sebaiknya pembangkit eksisting dilengkapi dengan kendali generator untuk menjaga kestabilan sistem secara otomatis.

4. Jika pembangkit eksisting dinilai tidak mampu melakukan *ramping* daya, maka sebaiknya sistem PLTS dilengkapi dengan baterai.
5. Suplai PLTS sebaiknya tidak membuat generator diesel beroperasi pada nilai minimumnya karena akan membuat mesin tidak efisien.

Desain kapasitas PV, inverter, baterai, dan inverter baterai harus disesuaikan dengan kemampuan sistem eksisting dengan mempertimbangkan kelima poin tersebut. Pada analisis poin 4, perlu dilakukan analisis transien pada kondisi fluktuasi ekstrem suplai PLTS terhadap kemampuan respons generator eksisting.

3.3.2. Perhitungan Kapasitas PLTS *On-Grid* dengan Baterai *Smoothing*

3.3.2.1. Evaluasi Potensi Energi Matahari

Merujuk pada Subbab 3.2.1.1.

3.3.2.2. Kapasitas Total PLTS

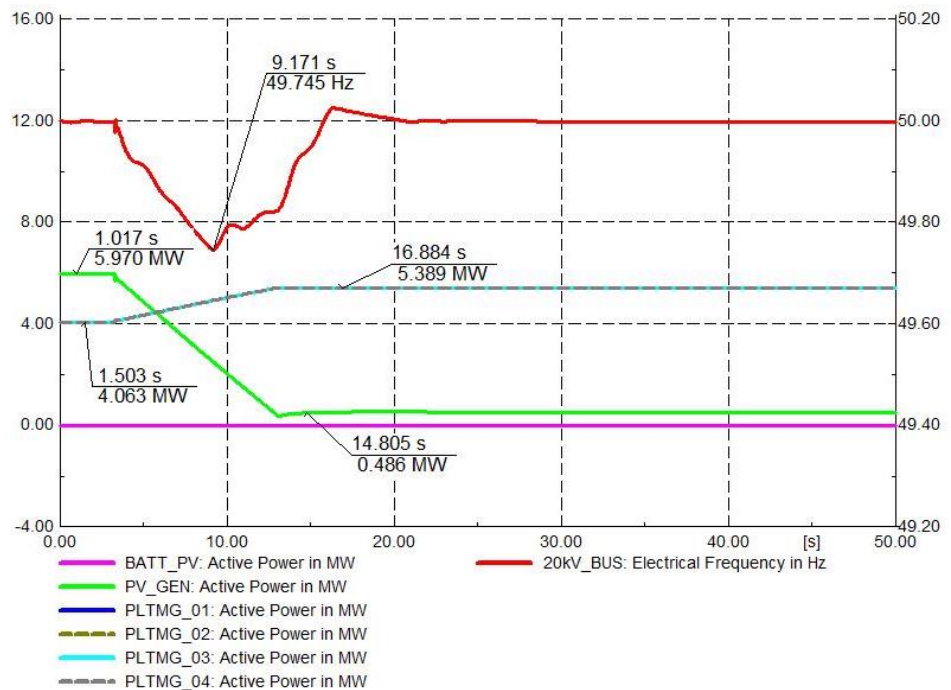
Dalam penentuan kapasitas PLTS (atau total kapasitas inverter PV), dibutuhkan analisis transien yang dapat dilakukan dengan bantuan perangkat lunak analisis sistem tenaga, salah satu contohnya adalah DIGSILENT Power Factory. Analisis dilakukan pada respons sistem terhadap kondisi ekstrem *intermittency* daya PLTS. Kasus ekstrem yang biasa digunakan adalah hilangnya suplai daya PLTS sebesar 90% selama 10 detik. Kondisi ini akan sangat jarang terjadi mengingat kecepatan angin di Indonesia yang dinilai memiliki kecepatan rendah. Oleh sebab itu, kondisi ekstrem sebaiknya disepakati berdasarkan kondisi yang sering terjadi di lokasi.

Hilangnya daya PLTS akan berakibat pada turunnya frekuensi sistem. Jika daya yang hilang tidak digantikan oleh pembangkit lain, maka frekuensi sistem akan terus turun dan ketika mencapai titik frekuensi terendah yang diperbolehkan, akan terjadi *trip*. PLTS kapasitas besar sebaiknya dilengkapi dengan sistem baterai yang berfungsi untuk mengkompensasi secara cepat daya PLTS yang hilang.

Sebagai contoh, penentuan kapasitas inverter PV dan baterai akan dilakukan pada sistem dengan beban puncak siang sebesar 19,5 MW dan diasumsikan frekuensi terendah yang diperbolehkan ketika terjadi transien PV drop adalah 49,7 Hz. Analisis transien dapat dimodelkan dan disimulasikan menggunakan perangkat lunak DIGSILENT Power Factory.

Hasil simulasi transien ditunjukkan Gambar 3-6, terlihat bahwa suplai PLTS (tanpa disertai baterai) turun secara mendadak dan berakibat pada turunnya frekuensi hingga

ke 49,75 Hz. Frekuensi kembali naik karena adanya kompensasi daya dari pembangkit lain di sistem. Semakin baik performa dari pembangkit yang tersedia di sistem, respons frekuensi akan semakin baik pula (nilai frekuensi terendahnya akan lebih tinggi dari 49,7 Hz).



Gambar 3-6 Contoh Grafik Transien PV tanpa Baterai

Simulasi selanjutnya dapat dilakukan dengan menggunakan kapasitas PLTS yang lebih besar dan mengamati respons frekuensinya hingga didapatkan nilai kapasitas PLTS maksimal yang dapat diterima sistem. Sebaliknya, jika nilai frekuensi respons berada di bawah nilai batas frekuensi terendah, hal ini berarti penetrasi PLTS terhadap sistem terlalu besar. Contoh hasil simulasi transien untuk penentuan kapasitas awal PLTS dapat dilihat pada Tabel 3-3. Jika nilai batas frekuensi terendah sebesar 49,7 Hz, maka kapasitas PLTS yang mampu diterima sistem berada di sekitar 6 MW.

Hint 11

Pertimbangan Kapasitas PLTS

Kapasitas PLTS harus didesain agar tidak membuat pembangkit eksisting beroperasi pada pembebanan rendah karena akan membuat pembangkit tersebut menjadi kurang efisien dan dapat berakibat pada meningkatnya biaya produksi. Efisiensi sistem PLTS berada pada rentang 70-80% dari total kapasitas terpasang.

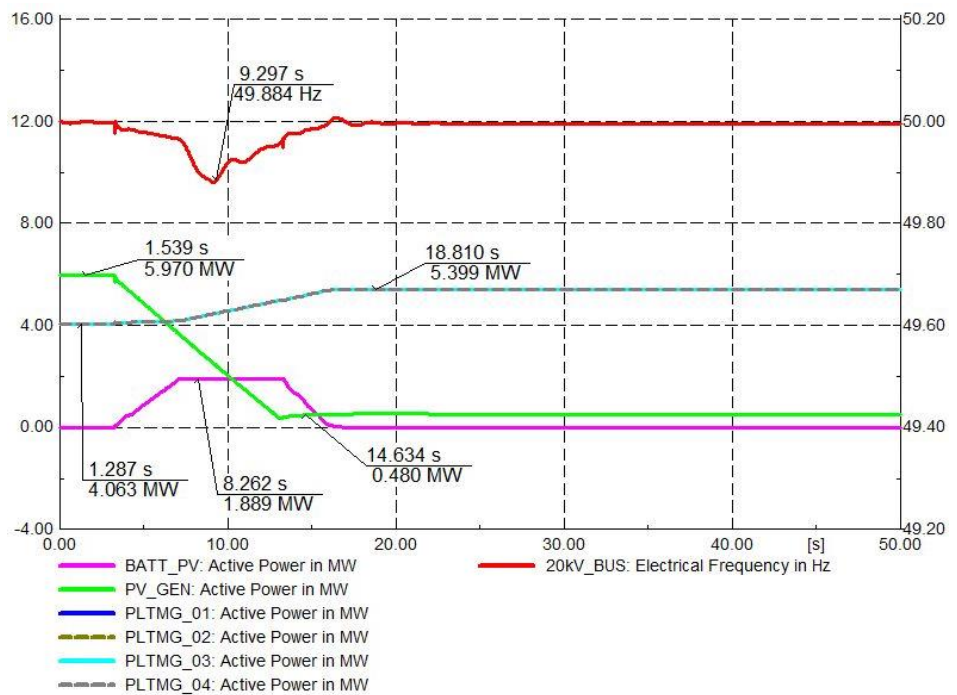
Tabel 3-3 Hasil Simulasi Transien Penentuan Kapasitas Inverter PV

Kapasitas PLTS	Tingkat Penetrasi PV (Kapasitas PV / Beban Total)	Frekuensi Sistem Terendah setelah Gangguan
5 MW	25,7 %	49,79 Hz
6 MW	30,8 %	49,75 Hz
7 MW	35,9 %	49,68 Hz

3.3.2.3. Kapasitas Baterai

Baterai memiliki kemampuan untuk mengkompensasi fluktuasi daya PLTS secara cepat karena mekanismenya dilakukan secara elektronik, berbeda dengan pembangkit listrik konvensional yang memiliki keterbatasan mekanis sehingga kecepatan naik/turun dayanya terbatas. Melengkapi PLTS dengan baterai membuat sistem menjadi lebih andal dalam mengantisipasi kondisi ekstrem.

Gambar 3-7 menunjukkan bahwa kompensasi daya dibantu oleh baterai (biru) sehingga respons frekuensi sistem menjadi lebih baik yang ditunjukkan dengan meningkatnya frekuensi terendah dari 49.75 Hz (Gambar 3-6) ke 49,88 Hz.



Gambar 3-7 Contoh Grafik Transien PV dengan Baterai

Selanjutnya kita dapat melakukan beberapa simulasi transien dengan kapasitas baterai dan PLTS berbeda untuk melihat respons frekuensi sistem. Hasil simulasi transien dengan beberapa kapasitas baterai pada contoh kasus yang sama dengan Subbab 3.3.2.2 dapat dilihat pada Tabel 3-4. Dari Tabel 3-4 terlihat bahwa dengan kapasitas baterai sebesar 1 MW, kapasitas PLTS dapat dibuat menjadi 7 MW dengan nilai frekuensi terendah berada di atas dari nilai batas frekuensi terendah.

Tabel 3-4 Hasil Simulasi Transien Penentuan Kapasitas Baterai

Kapasitas PV	Kapasitas Baterai	Rasio PV dan Baterai (Kapasitas Baterai / PV)	Frekuensi Sistem Terendah setelah Gangguan
6 MW	1 MW	16,67%	49,81 Hz
6 MW	2 MW	33,33 %	49,88 Hz
7 MW	1 MW	14,29%	49,78 Hz
7 MW	2 MW	28,57%	49,84 Hz

3.3.2.4. Kapasitas PV

Merujuk pada Subbab 0.

3.4. PLTS Mikrogrid Interaktif

3.4.1. Evaluasi Sistem Eksisting

Dalam menentukan seberapa besar penetrasi PLTS, analisis terhadap kondisi dan pertumbuhan beban perlu dilakukan. Hal ini untuk memastikan energi dari PLTS dapat diserap secara maksimal. Pada sistem

Hint 12	Definisi Sistem (yang digunakan pada pedoman ini) berdasarkan Beban Puncak	
	Komunal	: < 1 MW
	Mikro	: 1–10 MW
	Kecil	: 10–100 MW
	Sedang	: 100–1000 MW
	Besar	: > 1000 MW

komunal, umumnya suplai energi diestimasikan berdasarkan jumlah kepala keluarga yang terdapat pada lokasi tersebut. Rencana pengadaan suplai energi kemudian dibuat berdasarkan alokasi untuk setiap kepala keluarga dan proyeksi peningkatannya. Data yang dibutuhkan untuk evaluasi sistem eksisting dapat dilihat pada Tabel 3-2. Berdasarkan data tersebut, kebutuhan energi per tahun dapat diestimasikan.

3.4.2. Penentuan Skema Operasi

Pada sistem Mikrogrid Interaktif, terdapat generator diesel yang diintegrasikan dengan sistem PLTS dan baterai. Generator diesel ini mampu membuat respons frekuensi sistem menjadi lebih baik yang ditunjukkan dengan semakin baiknya nilai frekuensi terendah ketika terjadi kondisi ekstrem. Integrasi mikrogrid interaktif dilengkapi oleh komponen *microgrid controller* yang memastikan sistem beroperasi sesuai desain dengan mengolah data sistem dan kemudian memberikan perintah operasi kepada

Hint 13

Pertimbangan Kapasitas PLTS dan Diesel

Kapasitas PLTS harus didesain agar pada saat suplai maksimumnya tidak membuat generator diesel bekerja pada pembebanan rendah karena akan membuat mesin diesel menjadi kurang efisien dan dapat berakibat pada meningkatnya biaya produksi.

setiap komponen di dalam mikrogrid interaktif. *Microgrid Controller* dapat berupa *ready-to-use controllers*, atau *custom controllers using PLC/DCS*. Pada umumnya, dengan sistem Mikrogrid Interaktif, kapasitas PLTS dapat dibuat lebih besar dan kapasitas baterai dapat didesain lebih kecil dibandingkan dengan sistem PLTS *On-Grid*.

Terdapat beberapa parameter penting terkait operasi sistem yang perlu diperhatikan, yakni sebagai berikut:

1. *Spinning reserve*, baik yang disediakan oleh generator diesel atau baterai, paling tidak sebesar nilai suplai PLTS untuk mengantisipasi ketidakstabilan sistem ketika terjadi kondisi ekstrem.
2. Kemampuan kompensasi daya (naik/turun) generator diesel harus disesuaikan dengan kemungkinan fluktuasi daya PLTS.
3. Jika pembangkit diesel generator dinilai tidak mampu melakukan kompensasi daya, maka kapasitas baterai perlu dinaikkan atau kapasitas PLTS perlu diturunkan.
4. Suplai PLTS sebaiknya tidak membuat generator diesel beroperasi pada nilai minimumnya karena akan membuat mesin tidak efisien.

3.4.3. Perhitungan Kapasitas PLTS Mikrogrid Interaktif

3.4.3.1. Evaluasi Potensi Energi Matahari

Merujuk pada Subbab 3.2.1.1.

3.4.3.2. Perhitungan Beban PLTS Mikrogrid Interaktif

Merujuk pada Subbab 3.2.1.2.

3.4.3.3. Kapasitas Total PLTS

Kapasitas PLTS (atau total kapasitas inverter PV) Mikrogrid Interaktif ditentukan oleh kebutuhan beban yang harus disuplai, faktor efisiensi yang dimiliki oleh sistem PLTS tersebut, serta proporsi pembangkitan dari generator diesel. Kebutuhan beban yang disuplai oleh sistem adalah konsumsi energi harian

Hint 14

Kapasitas PLTS Mikrogrid Interaktif

Penentuan kapasitas PLTS pada Sistem Mikrogrid Interaktif perlu mempertimbangkan selisih biaya antara biaya pokok pembangkitan dari generator diesel dengan biaya investasi PLTS dan baterai

/ *daily energy consumption* (DEC) dibagi dengan *Peak Sun Hours* (PSH). *PSH correction* merupakan nilai perbandingan antara PSH pada bulan dengan *irradiance* rendah dengan PSH rata-rata dalam satu tahun. Tujuannya agar PLTS tetap dapat menyuplai beban di bulan dengan *irradiance* rendah.

Berbeda dengan PLTS *Standalone*, pada PLTS Mikrogrid Interaktif, terdapat generator diesel yang dapat digunakan untuk menyuplai beban. Semakin kecil kapasitas PLTS dan baterai, semakin banyak energi yang diperlukan dari generator diesel untuk menyuplai beban. Berdasarkan hal ini, kapasitas PLTS Mikrogrid Interaktif dapat disesuaikan dengan jumlah energi di siang hari yang tidak disuplai oleh generator diesel, yakni sebagai berikut, dengan variabel *day DEC* yang merepresentasikan konsumsi energi di siang hari.

$$\text{Kapasitas Inverter PV [W]} = \frac{\text{day DEC [Wh]} / \text{Rasio Performa PV}}{\text{PSH [jam]} \times \text{PSH Correction}}$$

Pada pedoman perancangan ini, diasumsikan sistem PLTS Mikrogrid akan memberikan suplai 12 jam dari PLTS dan baterai dan 12 jam dari generator diesel. Oleh sebab itu, konsumsi energi di siang hari yang terhitung adalah 12 jam dari pukul 06:00 hingga pukul 17:00.

3.4.3.4. Kapasitas Baterai

Pada PLTS Mikrogrid Interaktif, cara yang hampir sama dengan perhitungan kapasitas baterai PLTS *Standalone* dapat digunakan. Hanya saja komponen penyebut, DEC, perlu disesuaikan mempertimbangkan adanya generator diesel yang menyediakan suplai energi untuk beban. Kapasitas baterai pada PLTS Mikrogrid Interaktif tidak perlu didesain untuk mampu menyuplai keseluruhan beban namun cukup untuk menyimpan kelebihan energi dari PLTS dan suplai di siang hari.

Sama halnya dengan pada sistem PLTS *Standalone*, perlu ditekankan bahwa energi PV yang disimpan ke baterai pada siang hari hanya energi lebih yang tidak terpakai ke beban secara langsung, bukan seluruh energi yang diproduksi oleh PV.

Maka dari itu, energi yang perlu dipenuhi oleh baterai dapat dihitung dengan mengurangi konsumsi energi harian di siang hari dengan energi efektif yang secara langsung disuplai dari PV ke beban. Dalam mendesain kapasitas baterai yang dibutuhkan, efisiensi baterai dan kapasitas efektif baterai yang bisa digunakan harus diperhitungkan. Menggunakan perkiraan energi yang efektif disalurkan langsung dari PV ke beban seperti halnya pada sistem PLTS *Standalone*, yakni 8 jam, perhitungan kapasitas baterai dapat menggunakan persamaan sebagai berikut,

$$\begin{aligned} \text{Kapasitas Baterai [Wh]} &= \frac{\text{day DEC [Wh]} - \text{Energi langsung PV ke Beban}}{\eta_{\text{BATT}} \times \text{DOD}_{\text{MAX}} [\%]} \\ &= \frac{\text{day DEC [Wh]} - (\text{ADL[W]} \times 8 [\text{jam}])}{\eta_{\text{BATT}} \times \text{DOD}_{\text{MAX}} [\%]} \end{aligned}$$

Untuk kapasitas inverter baterai pada sistem PLTS Mikrogrid Interaktif, dapat menggunakan formula berikut yang telah mempertimbangkan kebutuhan daya reaktif dan deviasi daya maksimum.

$$\text{Kapasitas Inverter Baterai [W]} = \frac{125\% \text{ Maximum Day Load [kW]}}{\text{PF} \times (1 + \text{safety factor})}$$

3.4.3.5. Kapasitas PV

Merujuk pada Subbab 3.2.1.6.

3.5. Evaluasi Lahan PLTS

Sebelum melakukan perancangan PLTS, perlu dipastikan terlebih dahulu lahan PLTS yang akan digunakan karena hal ini berdampak pada kelayakan PLTS tersebut (dari sisi teknis maupun finansial).

Beberapa hal yang perlu diperhatikan dalam menentukan lahan untuk PLTS adalah sebagai berikut,

1. Luas lahan yang cukup. Lahan yang dibutuhkan secara kasar dapat diestimasikan sebagai berikut, dengan rasio DC/AC yang merupakan

Hint 15	Lahan PLTS
	Dalam menentukan lahan PLTS, faktor-faktor seperti luas, biaya, akses, dan legalitas merupakan hal penting yang harus dipertimbangkan.

perbandingan total daya modul dengan inverter. Luas lahan

$$[\text{ha}] = \text{Kapasitas Total PLTS [MW]} \times \frac{\text{DC}}{\text{AC}} \text{ ratio} \times 1,3$$

2. Total biaya pembelian/sewa. Lahan dengan kontur berbukit-bukit / tanah gambut / bebatuan keras akan memerlukan biaya persiapan dan instalasi yang lebih tinggi.
3. Rencana peruntukan calon lahan perlu dipastikan agar PLTS dibangun pada lokasi yang sesuai, yakni tidak pada hutan lindung, tidak berpotensi banjir/longsor, jauh dari potensi debu tebal, dekat beban, dan lain sebagainya.
4. Kejelasan dokumen calon lahan untuk menghindari sengketa.
5. Aksesibilitas jalur transmisi.
6. Aksesibilitas jalur transportasi dan logistik.

3.6. Pemilihan Komponen

Setelah melakukan perhitungan kapasitas komponen PLTS, pemilihan komponen berdasarkan ketersediaan di pasaran merupakan langkah penting untuk memastikan bahwa hasil perhitungan kapasitas komponen tersebut dapat direalisasikan. Pada umumnya, akan ditemukan perbedaan antara hasil perhitungan kapasitas dengan nilai kapasitas yang disusun berdasarkan komponen yang tersedia. Oleh karena itu, untuk proses lebih lanjut seperti halnya lelang, pembuatan ToR, penentuan harga satuan, dan referensi lainnya, dianjurkan untuk mengacu pada nilai kapasitas yang telah disesuaikan. Pemilihan komponen dibahas dengan detail pada Bab 4.

3.7. Konfigurasi Sistem

3.7.1. Konfigurasi Sistem PV

Konfigurasi sistem PV terdiri dari jumlah inverter dan modul PV, jumlah seri modul PV per *string*, dan jumlah *string* PV per inverter. Informasi mengenai parameter komponen yang dipilih akan menjadi acuan dalam menentukan konfigurasi sistem PV. Penentuan konfigurasi sistem PV dicontohkan pada Subbab 8.7.1.

Hint 16	Parameter untuk Konfigurasi Sistem PV		
<div>01. Penentuan Jumlah Inverter dan modul PV</div> <div><ul style="list-style-type: none">• P_{inverter} (daya nominal inverter)</div>	<div>02. Penentuan Jumlah Seri Modul PV per String</div> <div><ul style="list-style-type: none">• V_{mp} (tegangan saat daya maksimum modul PV)• V_{oc} (tegangan <i>open-circuit</i> modul PV)</div>	<div>03. Penentuan Jumlah String PV per Inverter</div> <div><ul style="list-style-type: none">• I_{mp} (arus saat daya maksimum modul VP)• I_{sc} (arus short-circuit modul PV)</div>	

Hint 16	Parameter untuk Konfigurasi Sistem PV		
01. Penentuan Jumlah Inverter dan modul PV <ul style="list-style-type: none">• P_{max} (daya maksimum modul PV)	02. Penentuan Jumlah Seri Modul PV per String <ul style="list-style-type: none">• V_{sistem-max} (tegangan maksimum sistem PV)• V_{PV-max} (tegangan maksimum <i>string</i> PV yang mampu diterima inverter)• V_{PV-min} (tegangan minimum <i>string</i> PV agar nilai MPPT didapatkan)• V_{PV-start} (tegangan minimum <i>string</i> PV agar inverter menarik daya dari PV)• V_{PV-range} (rentang tegangan <i>string</i> PV agar inverter menghasilkan daya nominal)	03. Penentuan Jumlah String PV per Inverter <ul style="list-style-type: none">• I_{PV-max} (maksimum arus string PV yang dapat diolah inverter)• I_{sc_{PV}} (maksimum arus short-circuit <i>string</i> PV yang dapat diterima inverter)• N_{mppt} (jumlah MPPT tiap inverter)• Jika ada, N_{string/mppt} (maksimum jumlah <i>string</i> PV setiap <i>input</i> MPPT)	

3.7.2. Konfigurasi Sistem Baterai

Jumlah inverter baterai, jumlah baterai, jumlah baterai dalam seri, dan jumlah paralel baterai dapat ditentukan berdasarkan informasi kebutuhan sistem dan parameter komponen (baterai dan inverter baterai). Penentuan konfigurasi baterai dan inverter baterai dicontohkan pada Subbab 8.7.2.

Hint 17	Parameter untuk Konfigurasi Sistem Baterai		
01. Penentuan Jumlah Baterai dan Jumlah Inverter Baterai	02. Penentuan Jumlah Baterai dalam Seri	03. Penentuan Jumlah Paralel Baterai	
<ul style="list-style-type: none">• P_{nom} (daya nominal inverter baterai)• V_{bat} (tegangan nominal baterai)• Q_{bat} (kapasitas nominal baterai dalam satuan Ah)	<ul style="list-style-type: none">• P_{nom} (daya nominal inverter baterai)• V_{bat} (tegangan nominal baterai)• $V_{bat-range}$ (rentang tegangan baterai yang dapat diterima inverter baterai)	<ul style="list-style-type: none">• V_{bat} (tegangan nominal baterai)• $I_{bat-max}$ (arus maksimum baterai)	

Hint 17	Parameter untuk Konfigurasi Sistem Baterai	
01. Penentuan Jumlah Baterai dan Jumlah Inverter Baterai	02. Penentuan Jumlah Baterai dalam Seri <ul style="list-style-type: none"> • I_{\max} (arus DC maksimum inverter baterai) 	03. Penentuan Jumlah Paralel Baterai

Berbeda dengan baterai yang tersedia per *cell*, manufaktur sistem baterai yang menggunakan teknologi *Li-ion* pada umumnya menggabungkan baterai *Li-ion*, baterai inverter, sistem *monitoring* dan kendali, dan tempat penyimpanan menjadi satu kesatuan produk. Hal ini untuk memastikan sistem proteksi dan kendalinya terintegrasi dengan baik sesuai standar manufaktur. Kesatuan produk baterai *Li-ion* tidak dijual per *cell*, namun dalam bentuk modul baterai dengan total kapasitas tertentu. Oleh karena itu, kebutuhan jumlah modul sistem tersebut dapat ditentukan dengan membagi kebutuhan kapasitas sistem baterai dengan kelipatan kapasitas modul komponen manufaktur tersebut.

3.8. Analisis Performa

Performance Ratio (PR) didefinisikan sebagai rasio antara energi listrik AC yang dihasilkan oleh pembangkit dengan hasil perhitungan teoretis yang akan dihasilkan oleh pembangkit jika modul mengonversi *irradiance* yang diterima menjadi energi listrik berdasarkan kapasitas pembangkit tersebut. Perhitungan teoretis ini didasari oleh data *irradiance* yang terukur di lapangan. Definisi lengkap PR terdapat pada IEC 61724 “*Photovoltaic system performance monitoring—Guidelines for measurement data exchange and analysis*.”²⁷. Rasio performa dapat didefinisikan sebagai berikut :

$$PR = \frac{AC \text{ yield [kWh]} \times 1 \left[\frac{\text{kW}}{\text{m}^2} \right]}{DC \text{ Installed Capacity [kWp]} \times \text{Plane of Array Irradiation} \left[\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2} \right]} \times 100\%$$

PR menghitung efek keseluruhan dari kerugian sistem pada PLTS, termasuk kerugian yang disebabkan oleh modul, temperatur, pengurangan efisiensi cahaya rendah, inverter, pemasangan kabel, bayangan, dan pengotoran.

Prediksi terhadap nilai PR sebuah PLTS dapat dilakukan dengan bantuan perangkat lunak PVSyst yang dapat melakukan simulasi produksi energi dan menunjukkan performa sistem berupa:

²⁷ IEC 61724, ‘Photovoltaic System Performance Monitoring— Guidelines for Measurement, Data Exchange and Analysis’.

- Produksi energi total (MWh/y) sebagai evaluasi profitabilitas sistem pembangkit listrik tenaga surya.
- Rasio performa (%) yang menunjukkan seberapa efisien sistem PLTS memanfaatkan energi surya yang tersedia.
- Energi spesifik (kWh/kWp) adalah indikator produksi berdasarkan *irradiance* yang tersedia pada sebuah lokasi dan desain PLTS.

3.9. Uji Performa

Hasil perhitungan pada analisis performa menunjukkan perkiraan kinerja PLTS yang dilakukan secara teoritis baik menggunakan perhitungan manual maupun perangkat lunak enjiniring seperti halnya PVsyst, Homer, PVsol, dll. Pada kondisi aktual setelah PLTS selesai dibangun, terdapat beberapa hal penting yang perlu diuji untuk memastikan bahwa setiap komponen dapat berfungsi dengan baik dan sesuai desain. Hasil pengujian performa ini nantinya dapat dibandingkan dengan hasil perhitungan dari hasil analisis performa guna menentukan kesesuaian kinerja aktual dengan yang diharapkan berdasarkan desain. Uji performa dibahas dengan detail pada Bab 5.

4

Pemilihan Komponen

4.1. Modul PV

Jenis sel PV yang biasa digunakan adalah tipe *polycrystalline* dengan pertimbangan berbagai faktor seperti kondisi iklim Indonesia, efisiensi, biaya, dan pangsa pasar global. Umumnya modul PV memiliki spesifikasi teknis yang dibedakan dalam dua kondisi, *Standard Test Condition (STC)*

Hint 18	Kapasitas Modul PV
	Penggunaan modul PV berkapasitas tinggi dapat membuat penggunaan lahan menjadi efektif dan mengurangi luas lahan yang dibutuhkan.

dan *Normal Operating Test Condition (NOTC)*. STC adalah kondisi laboratorium saat modul PV diuji dan merupakan tolak ukur yang dipakai untuk membandingkan berbagai jenis modul PV, walaupun bukan dari pabrikan yang sama pada STC. Modul PV akan diuji dalam kondisi berikut²⁸: *irradiance* 1000 watt per meter persegi, temperatur permukaan 25°C, dan spektrum cahaya yang merepresentasikan penyinaran sinar matahari setara dengan nilai *Air Mass* 1.5.

Modul PV harus disertifikasi dengan standar IEC 61215 dan IEC 61730. IEC 61215 adalah pemeriksaan standar penuaan/degradasi untuk modul PV *Crystalline*, sedangkan IEC 61730 adalah pemeriksaan standar untuk persyaratan tahan api menurut ANSI/UL 70.

Detail spesifikasi tentang PV modul yang memenuhi desain dan direkomendasikan pada pembangunan sistem PLTS Hibrida dapat dilihat di Tabel 4-1.

²⁸ TiSoft, 'STC and NOCT', 2016 <https://www.ti-soft.com/en/support/help/electrical/libraries/pvmodules/stc_and_noct> [accessed 12 April 2019].

Tabel 4-1 Spesifikasi Modul PV

No.	Kriteria	Spesifikasi
1	STC Maximum Power (P_{max})	145–395 Wp
2	STC Maximum Power Voltage (V_{mp})	18,35–42,25 V
3	STC Maximum Power Current (I_{mp})	7,76–9,89 A
4	STC Open Circuit Voltage (V_{oc})	22,67–48,49 V
5	STC Short Circuit Current (I_{sc})	8,43–10,39 A
6	Operating Module Temperature	-40°C to +85°C
7	Maximum System Voltage	1000 V dc
8	Maximum Series Fuse Rating	14–30 A
9	Power Tolerance	0–5 %
10	Temperature Coefficient of P_{max}	(-0,47)–(-0,36) %/°C
11	Temperature Coefficient of V_{oc}	(-0,40)–(-0,29) %/°C
12	Temperature Coefficient of I_{sc}	$\pm 0,05$ %/°C
13	Nominal operating cell temperature	(42–45) ± 2 °C
14	Frame Type	Anodized Aluminium Alloy
15	Junction Box IP Rating	Min. IP 67
16	Net weight	12,85–27 kg
17	Maximum Dimension	(689 x 1484 x 50)–(1960 x 992 x 50) mm
18	Output Cables	TÜV 1×4.0 mm ² Length: 900mm, 1100mm, 1160mm, or Customized Length
19	Application Class	Class A
20	Maximum Static Load (Front/Back)	5400/ (2400–3600) Pa
21	Solar Cell Type	Polycrystalline
22	Efficiency	16.16–20.18 %
23	Coating	AR Coating
24	Degradation Rate Warranty	$\leq 3\%$ in the first year $\leq 1\%$ /year following year
25	Certificates	Min. IEC 61215 and IEC 61730
26	Warranty Service	Min 8 years

4.2. Inverter PV

Untuk menentukan jumlah modul secara seri dan paralel beberapa faktor yang harus dipertimbangkan adalah tegangan MPP minimum dan maksimum dari inverter, jumlah MPPT dan *string*, *input* arus maksimum, *input* arus dan tegangan modul maksimum, dan tegangan rangkaian terbuka. Untuk menentukan jumlah seri, tegangan rangkaian terbuka (V_{oc}) modul tidak boleh melebihi tegangan *input* maksimum inverter.

Jumlah *string* yang terhubung pada sebuah *array* PV dan satu PV-inverter harus mengikuti spesifikasi jumlah *string* maksimal pada PV-inverter tersebut. Arus maksimum yang diperbolehkan dalam PV-inverter, per *input string* atau per MPPT tidak boleh melebihi batas. Sebagai kesimpulan, penentuan

jumlah modul-string, pemilihan DC combiner box dan kecocokan dengan PV-inverter harus dilakukan dengan sesama selama proses perancangan sistem PV.

Sertifikasi pada inverter PV berfungsi untuk memastikan bahwa inverter PV dapat beroperasi sesuai standar yang ada. Beberapa contoh sertifikasi yang umum digunakan pada inverter PV adalah sebagai berikut:

- IEC 61727: syarat-syarat yang diperlukan inverter PV untuk interkoneksi sistem PV pada sistem distribusi utilitas. Inverter dengan sertifikasi yang memenuhi standar ini dinilai layak untuk dipasang.
- IEC 62116: standar ini adalah tentang syarat-syarat minimum fitur *anti-islanding* pada inverter PV
- IEC 62109-1 dan IEC 62109-2: standar ini melingkupi syarat-syarat teknis keamanan (*safety*) pada inverter PV baik itu *Standalone*, *on-grid*, maupun mikrogrid interaktif.
- IEC 60068: standar ini melingkupi pengujian produk maupun komponen elektronik terhadap keadaan lingkungan, seperti temperatur dingin dan panas yang ekstrem.

Dari standar-standar tersebut, **IEC 62109** adalah standar krusial yang wajib dimiliki oleh semua Inverter, karena ini terkait dengan *safety*.

Detail spesifikasi tentang inverter PV yang memenuhi spesifikasi dan direkomendasikan untuk digunakan pada pembangunan PLTS Hibrida dirangkum di dalam Tabel 4-2 untuk inverter dengan kapasitas di bawah 60 kVA dan

Tabel 4-3 untuk inverter dengan kapasitas di atas 60 kVA.

Tabel 4-2 Spesifikasi Inverter PV < 60 kVA

No	Kriteria	Spesifikasi
1	Input (DC)	
	Max. input voltage	1000–1100 V
	MPP voltage range	200–1000 V
	Max. input current	17,6–120 A
	Minimum number of independent MPP inputs / DC inputs	(1–6) / (1–12)
2	Output (AC)	
	Max. apparent AC power	12–60 kVA
	AC voltage range	180–530 V
	Rated power frequency	50 Hz
	Max. output current	17,4–87 A
	Power factor at rated power	>0,99
	Total current harmonic distortion	<0,03
3	Efficiency	

No	Kriteria	Spesifikasi
	Max. efficiency / European weighted efficiency	98,1–99 % / 97,8–98,7 %
4	Others	
	Isolation level	Transformerless
	Degree of Protection	Inverter : Min. IP66 PV DC Combiner Box : Min. IP54
	Features	Night Q SVG (optional), LVRT, HVRT, active & reactive power control, and power ramp rate control, Off-grid and PV-Diesel Capable, Anti-Islanding Protection,
	Certificates	Minimum 5 years of guarantee Declaration of conformity Certificate of Compliance with International Standard: Min. IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068,
	Service Warranty	Min. 5 years

Tabel 4-3 Spesifikasi Inverter PV > 60 kVA

No	Kriteria	Spesifikasi
1	Input (DC)	
	Max. input voltage	1000–1100 V
	MPP voltage range	200 V–1000 V
	Max. input current	234 A–260 A (26 A per MPPT)
	Minimum number of independent MPP inputs / DC inputs	(9–10) / (18–20)
2	Output (AC)	
	Max. apparent AC power	100–110 kVA
	AC voltage range	320–460 V
	Rated power frequency	50 Hz
	Max. output current	158,8–168,8 A
	Power factor at rated power	>0,99
	Total current harmonic distortion	<0,03
3	Efficiency	
	Max. efficiency / European weighted efficiency	98,1–99 % / 97,8–98,7 %
4	Others	
	Isolation level	Transformerless
	Degree of Protection	Inverter : Min. IP66 PV DC Combiner Box : Min. IP54
	Features	Night Q SVG (optional), LVRT, HVRT, active & reactive power control, and power ramp rate control, Off-grid and PV-Diesel Capable, Anti-Islanding Protection,
	Certificates	Minimum 5 years of guarantee Declaration of conformity Certificate of Compliance with International Standard: Min. IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068,

No	Kriteria		Spesifikasi
	Service Warranty	Min. 5 years	

4.3. Battery Energy Storage System

Battery energy storage system (BESS) terdiri dari dua peralatan utama yaitu baterai dan *bi-directional* inverter. Kapasitas baterai harus didesain agar dapat mengakomodasi *ramping* daya maksimum dengan kapasitas energi yang sesuai. Baterai membutuhkan kemampuan untuk *charge* dan *discharge* secara cepat sehingga siap untuk mengkompensasi karakteristik *intermittency* PLTS. BESS yang tersedia di pasaran terbagi menjadi 2 tipe, yaitu sistem yang baterai + inverter yang menjadi satu kesatuan dan sistem yang inverter dan baterainya terpisah. Untuk kedua tipe, perlu dilakukan perhitungan kapasitas baterai sesuai pada subbab 3.2.1.3 untuk topologi PLTS *standalone*, subbab 3.3.2.3 untuk PLTS *On-Grid* dengan Baterai *Smoothing*, dan subbab 3.3.3.3 untuk PLTS Mikrogrid Interaktif, namun untuk sistem yang inverter dan baterainya terpisah maka harus dilakukan konfigurasi baterai sesuai dengan parameter *input* dari inverter baterai tersebut. .

Untuk sistem yang inverter dan baterainya terpisah, detail spesifikasi tentang inverter baterai yang memenuhi spesifikasi dan direkomendasikan untuk digunakan pada pembangunan PLTS Hibrida dirangkum di dalam Tabel 4-4 untuk inverter baterai dibawah 50 kVA, dan untuk inverter baterai di atas 50 kVA. Untuk konfigurasi inverter dan baterai yang terpisah adalah menyesuaikan parameter *input* DC inverter dengan baterai, serta memperhatikan kapasitas inverter baterai tersebut.

Tabel 4-4 Spesifikasi Inverter Baterai < 50 kVA

No	Kriteria		Spesifikasi
1	Input (DC)		
	Max. input voltage		20–68 V
	Max. input current		10.6–140 A
2	Output (AC)		
	Max. apparent AC power		3–6 kVA
	AC voltage range		202–253 V
	Rated power frequency		50 Hz
	Max. output current		42–120 A
	Power factor at rated power		>0.99
3	Efficiency		
	Max. efficiency / European weighted efficiency		95,5%–99%
4	Others		
	Degree of Protection	IP20 – IP65 or higher	

No	Kriteria	Spesifikasi
	<i>Features</i>	<i>Advanced islanding detection technology, LVRT/HVRT capacity, reactive power compensation and other functions, Off-Grid independent operation</i>
	<i>Certificates</i>	IEC 62116, IEC 61727, IEC 62109-1/-2, EN 50438:2013, EN 61000-3-2, EN 61000-3-3, EN 61000-6-3, EN 61000-6-1, BDEW 2008, C10/11:2012, , G59/RfG compliant, UTE C 15-712-1, VDE 0126-1-1/A1, VDE-AR-N 4105, VFR 2014 CE mark , RCM mark,
	<i>Service Warranty</i>	2–10 years

Tabel 4-5 Spesifikasi Inverter Baterai > 50 kVA

No	Kriteria	Spesifikasi
1	Input (DC)	
	<i>Max. input voltage</i>	535–900 V
	<i>Max. input current</i>	90–1200 A
2	Output (AC)	
	<i>Max. apparent AC power</i>	55–693 kVA
	<i>AC voltage range</i>	315–460 V
	<i>Rated power frequency</i>	50 Hz
	<i>Max. output current</i>	504–1111 A
	<i>Power factor at rated power</i>	>0.99
3	Efficiency	
	<i>Max. efficiency / European weighted efficiency</i>	95,5%–99%
4	Others	
	<i>Degree of Protection</i>	IP20 – IP65 or higher
	<i>Features</i>	<i>Advanced islanding detection technology, LVRT/HVRT capacity, reactive power compensation and other functions, Off-Grid independent operation</i>
	<i>Certificates</i>	IEC 62116, IEC 61727, IEC 62109-1/-2, EN 50438:2013, EN 61000-3-2, EN 61000-3-3, EN 61000-6-3, EN 61000-6-1, BDEW 2008, C10/11:2012, , G59/RfG compliant, UTE C 15-712-1, VDE 0126-1-1/A1, VDE-AR-N 4105, VFR 2014 CE mark , RCM mark,
	<i>Service Warranty</i>	2–10 years

4.4. Kabel

- Kabel daya (*power*) dari *combiner box* ke *inverter* surya menggunakan *rating* minimum 1000 VDC
- Kabel daya (*power*) dari *inverter* ke panel distribusi menggunakan tipe NYY dengan diameter yang sesuai dengan arus nominal *inverter* dan standar SPLN/SNI
- Untuk setiap koneksi kabel, insulasi kabel yang memadai antara kabel dan konektor kabel harus terjamin.
- Pemilihan material instalasi dan peralatan pentanahan harus sesuai dengan kapasitas pembangkitan dan arus hubung singkat yang mungkin terjadi pada sistem
- *Cabel tray* terbuat dari logam *stainless steel* dengan ketinggian yang cukup tinggi di atas tanah untuk menghindari gangguan air dari genangan di sekitarnya.

4.5. Field Panel

- *Field panel* (jika dibutuhkan) dilengkapi dengan, *Molded Case Circuit Breaker* (MCCB), saklar terminal, rel, dan kontaktor. Bagian depan, atas, bawah, dan belakang tertutup rapat untuk mencegah kontak listrik dengan personel. *Field panel* juga dilengkapi dengan ventilasi namun lubang ventilasi harus terlindungi dari hewan, benda kecil, atau tetes air
- Kapasitas daya minimum harus sesuai dengan keluaran daya.
- Jumlah *feeder* minimum harus sesuai dengan keluaran daya
- Sistem tegangan: 380/400 VAC untuk 3 fasa
- Sistem proteksi: dilengkapi pemutus arus, kapasitas harus sesuai dengan nilai *rating* arus
- Bagian depan *Field Panel* dilengkapi dengan lampu indikator dan tanda bahaya listrik/bertegangan.

4.6. Sistem Proteksi

4.6.1. Pentanahan

- Sistem pentanahan untuk *array* PV menggunakan kabel hijau kuning tipe NYY dengan diameter yang ditentukan berdasarkan perhitungan dan disesuaikan dengan standar SPLN/SNI. Kabel harus dihubungkan secara elektrik ke terminal *array* PV (menggunakan baut)
- Resistansi pentanahan tidak boleh melebihi 5 ohm²⁹.

²⁹ Persyaratan Umum Instalasi Listrik 2011.

- Sistem pentanahan pada PLTS harus didesain sedemikian rupa sehingga tegangan sentuh pada sistem pentanahan lebih kecil daripada batas tegangan sentuh untuk manusia.
- Sistem pentanahan pada PLTS juga harus didesain sedemikian rupa sehingga tegangan step lebih kecil daripada batas tegangan step untuk manusia. Tegangan step adalah perbedaan potensial yang dapat terjadi ketika seseorang berada dalam jarak 1 meter, dengan kaki yang tidak menyentuh komponen maupun perangkat yang dibumikan.
- Semua konduktor proteksi dan pembumian fungsional sebaiknya dihubungkan ke satu terminal pembumian utama tunggal.
- Sistem pentanahan untuk *Power House* dan *combiner box* harus disatukan dalam satu wadah (*control box*). Pentanahan *Control box* tersebut terbuat dari bahan cor dan batu yang telah disemen, dan dilengkapi dengan *cover box* dan pegangan. Ukuran dan kedalaman *control box* harus dirancang dengan baik untuk mempermudah proses pemeliharaan dan perawatan.
- Proses perancangan sistem pentanahan direkomendasikan untuk mengikuti Standar IEEE no. 80 tahun 2013.

4.6.2. Rele Proteksi

Relay proteksi digunakan untuk menghindari *thermal runaway* atau kejadian lain yang dapat menyebabkan kerusakan ketika gangguan listrik terjadi. Konfigurasi dan interaksi antara komponen sensor untuk tegangan dan arus, rele dan pemutus arus harus diatur sedemikian rupa sehingga mampu bereaksi lebih cepat daripada persyaratan waktu tertentu dalam standar dan peraturan umum yang telah ditetapkan. Berdasarkan penggunaan dan undang-undang yang berlaku, berbagai standar seperti ANSI C37.90, IEC255-4, IEC60255-3, dan IAC mengatur waktu respons rele terhadap kondisi kesalahan yang mungkin terjadi.

Hint 19	Relay Proteksi LV
	<p>Dalam upaya mencegah agar gangguan sistem LV tidak terbebani sepenuhnya ke inverter, relay-relay proteksi dengan fungsi berikut perlu dipasang :</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Proteksi <i>overvoltage</i> 2. Proteksi <i>overcurrent</i> 3. Proteksi <i>earth fault</i> 4. Proteksi <i>under/over frequency</i> 5. Proteksi <i>reverse power</i>

Tabel 4-6. Spesifikasi Rele Proteksi Multifungsi

No.	Deskripsi	Spesifikasi
1	Proteksi Utama	
	<i>Phase Overcurrent</i>	50 /51
	<i>Earth fault overcurrent</i>	50/51N &50/51G
	<i>Breaker Failure</i>	50BF
	<i>Unbalance/Negative Sequence</i>	46
	<i>Reverse Power</i>	32
	<i>Thermal Overload</i>	49
	<i>Under voltage</i>	27
	<i>Over voltage</i>	59
	<i>Over frequency</i>	81H
	<i>Under frequency</i>	81L
2	Proteksi Cadangan	
	<i>Phase Overcurrent</i>	50 /51
	<i>Earth fault overcurrent</i>	50/51N &50/51G

Di Indonesia, waktu respons diatur di Kepdir PLN No.4 2009 tentang Aturan Distribusi Tenaga Listrik. *Relay* proteksi harus mampu melindungi sistem dari berbagai macam gangguan seperti ditunjukkan pada

Tabel 4-6. Proteksi cadangan digunakan sebagai proteksi sekunder jika rele proteksi utama gagal beroperasi.

4.6.3. Proteksi Petir

- Menggunakan terminal udara dengan tipe *splicer* untuk model sistem pasif Tinggi. Jumlah terminal udara akan tergantung pada area proteksi petir yang dibutuhkan.
- Menggunakan konduktor *bare-copper* (BC) dengan 50mm² sebagai konduktor turun.
- Jumlah terminal udara yang dibutuhkan, serta jarak satu dengan lainnya ditentukan berdasarkan ketinggian terminal udara, jumlah terminal udara dan penempatannya, serta luas area sistem PLTS.
- Kalkulasi proteksi petir pada PLTS mengacu pada standar IEC 62305-3.

4.7. Mounting System

- Fondasi akan menggunakan beton sebagai alas dan akan ditanam ke tanah mengingat daerah tersebut memiliki kohesi tanah dan *refusal rate* yang moderat. Penyesuaian lebih lanjut harus dilakukan setelah hasil uji tanah diperoleh.
- Tiang penopang harus dibuat balok dengan ketebalan minimum 3 mm atau ukuran bentuk L dengan dimensi 10 x 10 cm dengan ketebalan minimum 4mm, *hot deep galvanized* pada semua bagian di permukaan.
- PV *mounting* menggunakan model rel dan klip yang terbuat dari bahan *stainless steel* dengan ketebalan minimum 1,5 mm dan ukuran disesuaikan dengan dimensi modul PV.
- PV *mounting* harus dirancang dengan memperhitungkan kemiringan modul surya, untuk memastikan penempatan modul PV yang optimal untuk mendapatkan hasil energi maksimum.
- Modul PV diatur dalam rel yang dilengkapi dengan klem tengah (antara modul) dan klem ujung (di ujung rel) yang berfungsi untuk menjaga modul PV dan mencegah pergeseran. Jika memungkinkan, klem tengah harus dipasang di bagian atas modul PV sehingga tidak ada celah di antara modul. Alternatif lain untuk meminimalkan *gap* adalah dengan menggunakan *free mid-clamp rail*. Tujuan dari menghilangkan celah ini adalah untuk melindungi *combiner box* dari percikan air (misalkan hujan) seandainya *combiner box* dipasang di bawah modul-PV.
- Ketinggian antara modul dan tanah setidaknya 70 cm. Hal ini untuk memudahkan pengkabelan (*wiring*) dan instalasi *junction box*. Jika terlalu pendek, *junction box* dan pengkabelan (*wiring*) akan sulit untuk dilakukan
- Jarak antara modul surya harus diatur sehingga tidak ada bayangan pada permukaan PV oleh *array* lainnya. Ini juga berlaku untuk jarak antara modul PV dan *Power House*
- *Array* PV harus diatur dengan baik pada garis simetris. Jarak antara setiap *array* harus memadai bagi personel untuk melakukan pemeliharaan.

4.8. Enclosure Box

- Sambungan PV *array* disatukan dan ditempatkan di *combiner box (marshalling kiosk)* dengan insulasi kelas IP66 dan rangkaian terbuka maksimum 1000VDC. Ukuran *combiner box* harus cukup bagi operator untuk melakukan pengecekan dan proses pemeliharaan.
- *Combiner box* harus dilengkapi dengan sekring, isolator DC, dan pelindung surja/*surge trap*.

4.9. *Power House*

- Dengan tujuan penempatan operasional, *power house* dan ruang kendali (*control room*) harus dibangun pada bangunan yang terpisah.
- Pada ruang baterai harus dipasang *container*.
- Ruangan harus memiliki ventilasi yang cukup untuk sirkulasi udara.
- Dilengkapi dengan instalasi tenaga listrik.
- *Power house* harus dilengkapi dengan sistem proteksi petir untuk melindungi seluruh mesin pembangkit dan sistem pembangkit.
- *Power House* dapat berupa bangunan permanen ataupun sementara. Jika *power house* merupakan bangunan permanen, spesifikasi minimum yang harus dipenuhi adalah sebagai berikut:
 - Fondasi menggunakan batu gamping atau material yang setara,
 - Dinding pembangkit tenaga listrik menggunakan bata atau material yang setara
 - Atap menggunakan genteng
 - Pintu berbahan kayu lapis / aluminium dilengkapi dengan kunci

5

Garansi Performa

Setelah menentukan komponen-komponen yang akan digunakan dalam sistem PV, proses selanjutnya adalah instalasi sistem PV pada lokasi yang telah ditentukan. Proses Instalasi ini mengikuti prosedur dan mekanisme EPC (*Engineering, Procurement, Construction*) yang telah disetujui. Setelah instalasi sistem PV, perlu dilakukan pengujian performa dari masing-masing komponen. Subbab 5.1 memberikan gambaran garansi secara umum yang tersedia dan Subbab 5.2 menggambarkan proses untuk pengujian performa masing-masing komponen dalam sistem PV.

5.1. Garansi Performa Komersial Komponen

Berikut ini adalah garansi umum dari produk yang tersedia untuk setiap komponen, yang didasarkan pada *best practice* dan *quotation*. Garansi untuk setiap komponen harus dinegosiasikan dan disetujui oleh produsen dan pelanggan. Sistem secara keseluruhan memiliki garansi performa tipikal satu tahun. Berikut ini adalah deskripsi garansi dari peralatan utama.

Hint 20	Garansi Performa
1.	Modul PV dari daftar komponen yang telah dipaparkan pada dokumen ini, rata-rata memiliki garansi produk dengan kisaran 8–10 tahun , dan garansi daya keluaran linear selama 25 tahun
2.	Inverter PV dari daftar komponen yang telah dipaparkan pada dokumen ini, rata-rata memiliki garansi produk dengan kisaran 5–10 tahun
3.	Sistem penyimpanan energi (ESS) dari daftar komponen yang telah dipaparkan pada dokumen ini memiliki kisaran jangka waktu garansi produk yang bervariasi. <ol style="list-style-type: none">Paket baterai + inverter baterai memiliki garansi produk dengan kisaran 5–10 tahunInverter baterai memiliki garansi produk dengan kisaran 5–10 tahunBaterai <i>lithium-ion</i> memiliki garansi performa dengan kisaran 10 tahun, sedangkan untuk baterai <i>lead-acid</i> dan <i>lead-carbon</i> memiliki jangka waktu pemakaian selama 5 tahun.

5.1.1. Modul PV

Modul dengan konektor dan kabel DC rakitan pabrik dijamin bebas dari cacat, jika ada, dalam material maupun performa pada kondisi normal, penggunaan, instalasi, dan kondisi layanan untuk jangka waktu 120 bulan sejak tanggal mulai garansi. Jika modul tidak berfungsi karena cacat pada bahan atau pengerjaan selama periode 120 bulan sejak tanggal mulai garansi, sebagaimana dibuktikan oleh lembaga pengujian independen yang akan dipilih dan dikonfirmasi oleh Produsen di muka, modul yang tidak berfungsi akan, sebagai satu-satunya pilihan, diperbaiki atau diganti.

5.1.2. Inverter PV

Inverter memiliki garansi standar 10 tahun. Proses perbaikan dan material tercakup selama masa garansi. Terdapat aksesibilitas ke layanan lokasi global dan jaringan mitra untuk *troubleshooting* di tempat (dikenakan biaya). Kerusakan yang timbul dari: penggunaan peralatan yang tidak benar; deteriorasi yang disebabkan oleh transportasi atau kondisi lingkungan tertentu; melakukan perawatan dengan cara yang salah atau tidak sama sekali; perbaikan yang merusak atau tidak aman; penggunaan atau pemasangan oleh orang yang tidak berkualifikasi tidak membuat vendor bertanggung jawab.

5.1.3. Energy Storage System

Sistem penyimpanan energi terdiri dari baterai dan inverter baterai. Produk baterai dijamin dari kerusakan material, pabrikan, dan ketidaksesuaian dengan spesifikasi yang disepakati bersama yang disebabkan oleh pabrikan. Masa garansi adalah dihitung sejak tanggal *commissioning* produk. Jika produk gagal memenuhi spesifikasi teknis selama periode garansi produk, atas pilihan pabrikan, akan diperbaiki atau diganti. Semua biaya perbaikan atau penggantian yang wajar sehubungan dengan produk yang tidak sesuai atau cacat akan menjadi tanggung jawab pabrikan. Pabrikan juga bertanggung jawab untuk pengembalian suku cadang yang rusak dan pemasangan pengantinya.

Garansi performa dalam produk baterai, dalam “Periode Garansi” (yang ditentukan berdasarkan perjanjian dengan pabrikan), harus sesuai dengan performa baterai di bawah kondisi operasi yang ditentukan. Untuk meminta kompensasi berdasarkan Garansi Performa, *log-in-file* yang menetapkan pola keseluruhan PCS dan dokumen-dokumen mengenai informasi pemesanan, yaitu, nomor seri produk, nomor pelacakan, dan faktur, harus disediakan oleh pelanggan.

Berdasarkan kontrak antara Produsen dan Pelanggan, Pelanggan berhak atas penggantian atau pengembalian uang untuk kegagalan besar dan untuk kompensasi atas kerugian atau

kerusakan yang dapat diperkirakan pada *inverter* baterai. Selain itu, produk dijamin terhadap cacat karena desain, bahan, dan pengerjaan yang salah. Jika terbukti oleh Produsen bahwa Barang yang diproduksi oleh Produsen tidak bebas dari cacat karena desain, bahan, dan pengerjaan yang salah, produsen harus, tanpa biaya dan pada pilihannya, agar memperbaiki / mengganti Barang, melakukan kembali pelayanan, atau mengembalikan uang kepada Pelanggan, sesuai dengan kontrak.

Garansi tidak berlaku untuk cacat yang disebabkan oleh: *handling*, pengoperasian, dan / atau pemeliharaan yang tidak sesuai dengan instruksi dan spesifikasi produk Pabrikan, pekerjaan sipil atau bangunan yang cacat, kejadian alami yang berada di luar kendali Produsen, atau perubahan / perbaikan yang tidak memenuhi spesifikasi daya dan pentanahan (*grounding*) Barang, dan karena keausan yang wajar.

5.2. Pengujian Performa

Sistem PV harus diuji secara menyeluruh pada saat *commissioning* dan secara berkala. Perubahan hasil pengujian dari waktu ke waktu digunakan untuk penilaian degradasi sistem dan mengidentifikasi masalah yang memerlukan perhatian karena alasan keselamatan atau performa. Ada beberapa jenis pengujian kelistrikan yang dilakukan pada sistem PV untuk memverifikasi performa sistem. Kebanyakan dari pengujian ini dapat dilakukan dengan peralatan pengujian listrik pada umumnya, sementara beberapa pengukuran membutuhkan instrumen khusus. Dalam banyak kasus, informasi performa sistem PV diukur, direkam dan ditampilkan oleh inverter PV atau *charge controller* dan dapat digunakan untuk memverifikasi fungsi sistem dan operasi yang tepat.

Hint 21	Komisioning Sistem PLTS
<p>Berdasarkan sistem PLTS yang telah dipasang di Indonesia, ditemukanlah hal-hal berikut.</p> <p>Tahapan komisioning yang umum dilakukan di Indonesia</p> <ul style="list-style-type: none"> • Memeriksa <i>nameplate</i> dari masing-masing komponen dan dibandingkan dengan hasil keluaran (<i>output</i>) dari komponen tersebut, dan memeriksa kesesuaiannya. <p>Idealnya komisioning dilakukan dengan durasi minimal 1 bulan. Hal ini berdampak pada biaya <i>manpower</i> untuk <i>standby</i> di lapangan, terlebih pada area terpencil (<i>remote area</i>) untuk PLTS <i>Standalone</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • Pada Modul PV, dilakukan pemeriksaan <i>Performance Ratio</i> (PR) selama minimal 1 bulan. 	

Hint 21	Komisioning Sistem PLTS
<ul style="list-style-type: none"> • Pada <i>Battery Energy Storage System</i> (BESS), baterai <i>discharge</i> menggunakan <i>load</i> bank yang setara dengan PV paling besar (untuk <i>On-Grid</i>) atau setara dengan beban paling besar (<i>Standalone</i>). • Ketersediaan <i>pyranometer</i> dan <i>weather station</i> di lokasi PLTS untuk dapat memantau nilai <i>irradiance</i>, kelembapan, temperatur, dll. <p>Kendala komisioning pada PLTS <i>Standalone</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • Durasi komisioning modul PV yang bertambah dikarenakan PLTS <i>Standalone</i> tidak menyuplai secara terus menerus. • Pada PLTS <i>Standalone</i> juga umumnya tidak terdapat sinyal komunikasi yang memadai sehingga pada saat-saat pengujian berkala, personil diharuskan untuk datang langsung ke lokasi (<i>site</i>). • Kapasitas <i>load</i> bank yang sesuai dengan beban lokal tidak selalu tersedia, dan adanya kendala logistik pengiriman dikarenakan lokasi yang berada di daerah terpencil (<i>remote area</i>). 	

5.2.1. Performa Modul PV

Pengujian performa modul PV bertujuan untuk memastikan masing-masing modul PV bekerja dengan baik. Pengujian Modul PV adalah sebagai berikut³⁰:

- Pemeriksaan (inspeksi) dilakukan sebelum pengujian dan sebelum instalasi sistem dinyalakan. Pemeriksaan dilakukan dengan persyaratan standar IEC 60364-6.
- Pengujian kontinuitas proteksi pembumian dan/atau Konduktor Ikatan Ekipotensial. Pengujian kontinuitas listrik harus dilakukan pada semua konduktor tersebut.
- Pengujian polaritas semua kabel dan komponen DC menggunakan alat uji yang sesuai. Sambungan ke terminal pembumian utama juga harus diverifikasi. Pengujian kontinuitas dilakukan sebelum pengujian-pengujian yang lain.
- Pengujian Tegangan Sirkuit Terbuka untuk setiap *string* PV dilakukan sebelum menutup setiap saklar atau memasang perangkat proteksi arus lebih. Nilai yang terukur harus dibandingkan dengan nilai yang diharapkan sebagai pemeriksaan untuk pemeriksaan yang benar. Untuk sistem dengan *multi-string* identik dan kondisi *irradiance* stabil, tegangan antar *string* harus dibandingkan (nilai ini harus sama, biasanya 5% untuk kondisi *irradiance* yang stabil).
- Jika kondisi *irradiance* tidak stabil, maka metode yang dilakukan adalah: 1. Pengujian mungkin ditunda, 2. Pengujian dilakukan dengan menggunakan beberapa meter,

³⁰ PT.PLN (Persero), 'SPLN D6.001 2012: Persyaratan Minimum Uji Komisioning Dan Inspeksi Pembangkit Listrik Tenaga Surya - PLTS', 566, 2012.

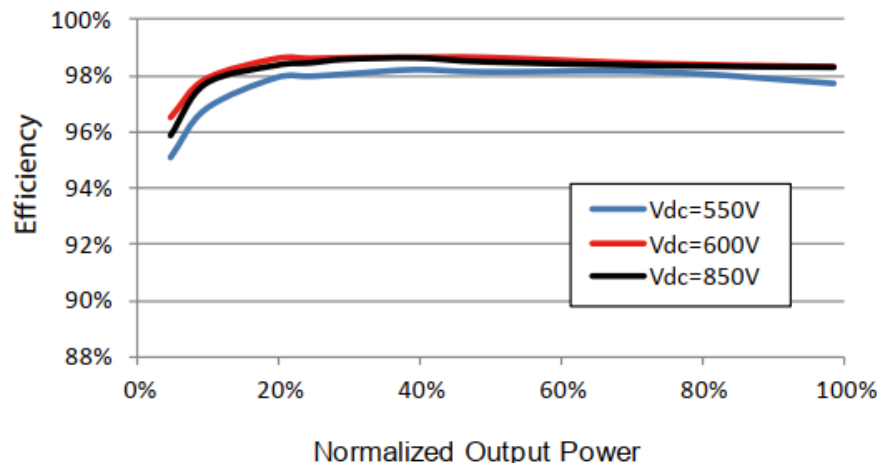
dengan satu meter pada *string* acuan, 3. Pembacaan meter *irradiance* dapat digunakan untuk menyesuaikan pembacaan saat ini.

- Pengujian hubung singkat *string* PV diukur menggunakan alat uji yang sesuai, kemudian dibandingkan antara nilai yang terukur dengan nilai yang diharapkan. Untuk sistem dengan *multi-string* identik dan kondisi *irradiance* stabil, pengukuran arus dalam *string* individu harus dibandingkan (nilai ini harus sama, biasanya 5% untuk kondisi *irradiance* yang stabil).
- Pengujian arus *string* PV pada mode operasi normal. Arus diukur dengan menggunakan *clip-on* ammeter ditempatkan pada kabel *string*. Nilai yang terukur dibandingkan dengan nilai yang diharapkan. Untuk sistem dengan *multi-string* identik dan kondisi *irradiance* stabil, pengukuran arus dalam *string* individu harus dibandingkan (nilai ini harus sama, biasanya 5% untuk kondisi *irradiance* yang stabil).
- Pengujian resistansi insulasi larik (*array*) PV dilakukan berulang untuk setiap larik PV sebagai syarat minimum. Untuk tegangan sistem kurang dari 120 V, resistansi insulasi minimum adalah 0,5 M Ω . Sedangkan untuk tegangan sistem 120 V hingga di atas 500 V, resistansi insulasi minimum adalah 1 M Ω .

5.2.2. Performa Inverter

Pengujian performa inverter bertujuan untuk memastikan setiap inverter memiliki efisiensi dan kondisi temperatur yang baik. Efisiensi inverter bervariasi tergantung dengan tingkat pembebanan, tegangan *input*, dan dipengaruhi juga oleh temperatur inverter. Pada pembebanan rendah, efisiensi inverter dinilai belum stabil, hal ini ditunjukkan dengan tidak terpetakannya nilai efisiensi inverter pada Gambar 5-1. Berdasarkan hal ini, pengujian performa inverter harus dilakukan pada kondisi *irradiance* yang tidak terlalu rendah untuk mengurangi eror³¹.

³¹ International Electrotechnical Commission, *IEC TS 61724-2 : Photovoltaic System Performance Part 2 : Capacity Evaluation Method*, 2016.



Gambar 5-1 Contoh Kurva Efisiensi pada Inverter

Tegangan dan arus *input* DC juga dapat diukur untuk menentukan daya *input* inverter. Daya AC dapat ditentukan dengan mengukur tegangan AC dan arus keluaran inverter. Pengukuran dilakukan pada alat *metering* yang terdapat pada inverter, atau menggunakan alat pengukuran lainnya³².

- Efisiensi inverter merupakan rasio energi AC dan DC. Jika terdapat perbedaan sebesar 3% pada efisiensi rata-rata satu inverter dengan semua inverter, maka inverter tersebut dianggap tidak memenuhi kriteria performa inverter.
- Pengujian performa inverter dilakukan dengan mencatu daya ke inverter melalui pencatu daya yang mampu mensimulasikan karakteristik arus dan tegangan. Impedansi pencatu daya tidak boleh lebih dari 5% dari impedansi keluaran inverter.
- Inverter tidak boleh mencapai temperatur yang dimungkinkan untuk terbakar, merusak material, berpotensi mengaktifkan peralatan proteksi, apabila beroperasi maksimum pada temperatur sekitar yang normal yaitu 25°C. Temperatur inverter perlu diperhatikan baik dengan data dari sensor temperatur pada masing-masing inverter (jika ada) atau alat pengukur temperatur lain. Sebelum menilai tingkat temperatur pada inverter, perlu dipastikan tingkat akurasi dari masing-masing sensor temperatur.
- Inverter harus mampu bertahan 1 menit tanpa mengalami kerusakan untuk uji pada 1000 Volt ditambah dua kali tegangan maksimum. Titik ujinya adalah 1) Antara sirkit

³² International Electrotechnical Commission, 'IEC 62446 Grid Connected PV Systems – Minimum Requirements for System Documentation, Commissioning Tests, and Inspection', 2016.

masukan dan bagian logam inverter 2) Antara sirkit keluaran dan bagian logam inverter 3) Antara Sirkit masukan dan sirkit keluaran³³.

- Untuk topologi *PLTS Standalone*, Inverter harus memenuhi syarat tegangan keluaran dalam $\pm 10\%$ dari tegangan pengenalnya apabila dihubungkan dengan pasokan *input* pengenalnya dan dibebani sesuai dengan keluaran arus pengenalnya. Frekuensi dalam rentang $\pm 1\text{Hz}$ dari frekuensi pengenalnya.
- Untuk topologi *On-Grid*, inverter harus mampu beroperasi pada keluaran arus $+10\%$ ketika dibebani dan terhubung sesuai dengan masukan pengenalnya. Frekuensi keluaran dalam rentang $\pm 0,5\text{Hz}$ dari frekuensi pengenalnya.
- Untuk topologi *On-Grid*, inverter harus mampu beroperasi normal apabila daya masukannya sesuai dengan spesifikasi rentang masukannya, masukan inverter akan diatur mulai dari tegangan minimum hingga tegangan maksimum.
- Kompabilitas dengan jaringan PLN (mengacu pada *grid code*).

5.2.3. Performa Sistem Baterai

Penilaian performa sistem baterai yang dilakukan adalah sebagai berikut:

- Pengukuran tegangan hubung-terbuka (*open-circuit*) baterai yang dibandingkan dengan nilai desain. Pengukuran tegangan untuk memastikan polaritas dari baterai. Indikasi polaritas dari baterai dapat dilihat pada simbol (+) maupun (-) dari nilai yang terdapat pada alat ukur. Polaritas yang terbalik dapat menyebabkan kerusakan pada modul PV. Jika inverter baterai memiliki *rectifier* pada *input* DC maka bahaya ini dapat diantisipasi.
- Pengukuran nilai minimum harian tegangan baterai dan total energi yang masuk dan keluar dari baterai dapat dilakukan untuk menilai apakah baterai melakukan pengisian muatan (*charging*) dengan cukup. Pengisian muatan (*charging*) yang kurang dapat dilihat dari tegangan baterai yang terus menurun³⁴.
- Pengujian daya tahan siklus pada aplikasi PLTS (Kondisi ekstrem) yang merupakan percepatan dari kondisi operasi baterai pada PLTS dan dihubungkan dengan baterai monoblock selama 150 siklus (50 siklus fase A dan 100 Siklus fase B). Fase A adalah siklus

³³ PT.PLN (Persero), 'SPLN D3.022-2 2012: Inverter Untuk Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) Persyaratan Umum Dan Metode Uji', 562, 2012.

³⁴ Seaward Solar, *Photovoltaic System Commissioning and Testing : A Guide for PV System Technicians and Engineers*.

dalam pada kondisi pengisian rendah, sedangkan fase B adalah siklus dalam pada kondisi pengisian tinggi³⁵.

- Pengujian kapasitas baterai dilakukan setelah setiap periode 150 siklus (fasa A+B). Setelah fase B, baterai didinginkan hingga temperatur yang ditentukan dan stabil pada nilai ini selama 16 jam. Nilai kapasitas yang telah diukur harus direkam.

Adapun tahapan pengujian performa inverter dan baterai bank adalah sebagai berikut:

- Pengujian dilakukan per teknologi secara sekuensial. Yaitu per 1 buah inverter dan Baterai bank
- Inverter diset untuk beroperasi hingga *Depth of Discharge* (DoD) sebesar 80% dari kapasitas baterai
- Baterai dipastikan berada pada kapasitas 100% sebelum pengujian dilakukan. Kapasitas tersebut dilihat dari *display* ataupun *monitoring* dari inverter yang akan diuji.
- Inverter dan baterai bank kemudian dibebani oleh beban real dengan jenis beban berupa lampu, PC, dan motor (kulkas, AC, pompa).
- Pembebanan Inverter dan baterai dilakukan pada kondisi temperatur ruang di *Equipment Building* pada saat itu dengan pendingin ruangan AC 1 PK dalam kondisi dinyalakan dan temperatur dijaga agar mendekati 25°C.
- Inverter dan Baterai dibebani hingga proteksi *Depth of Discharge* bekerja. Yaitu pada 80% DoD atau kapasitas baterai tinggal 20% dari nominal. Kapasitas baterai dibaca dari *display* inverter.
- Kemudian jumlah energi yang disalurkan oleh inverter dan baterai dihitung dari meter yang terletak di sisi AC bus. Adapun jumlah energi yang terbaca oleh meter dikonversikan menjadi *performance ratio*

Syarat minimum *performance ratio* rata-rata total setiap baterai sehingga pekerjaan diterima adalah sesuai dengan penawaran dari pelaksana pekerjaan dan minimal 95%. Apabila terdapat salah satu teknologi baterai yang tidak mencapai nilai tersebut namun apabila dirata-rata dengan teknologi lainnya mampu mencapai nilai sesuai dengan penawaran dari pelaksana pekerjaan, maka diperbolehkan.

³⁵ PT.PLN (Persero), 'SPLN D3.022-3 2012 : Baterai Sekunder Untuk Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) Persyaratan Umum Dan Metode Uji', 2012.

5.2.4. Performa PLTS

Dalam kondisi sistem PLTS dilakukan uji khusus untuk menjamin bahwa sistem berfungsi dengan benar, yaitu pengujian waktu sinkronisasi untuk memastikan perangkat sinkron berfungsi dengan benar

Dalam melakukan evaluasi performa PLTS, terdapat 3 tahapan, yakni prediksi jumlah energi (*predicted*), perhitungan jumlah energi sesuai desain (*expected*), dan jumlah energi yang telah diukur (*measured*). Dari ketiga nilai ini didapat nilai *performance ratio* (PR)³⁶. Nilai prediksi didapatkan berdasarkan data cuaca secara historis menggunakan model perhitungan yang telah disetujui, biasanya menggunakan perangkat lunak, seperti PVSyst, ataupun perangkat lunak lainnya.

Setelah didapatkan nilai prediksi, dilanjutkan dengan nilai yang diperkirakan, yaitu dengan menggunakan model yang sama seperti nilai prediksi, namun memasukkan data cuaca yang telah diukur saat masa pengujian. Data meteorologi yang diperlukan untuk memperbarui model performa rata-rata per tahun diukur untuk memperhitungkan kondisi aktual selama periode pengujian. Dilanjutkan dengan menghitung energi yang telah diukur. Energi yang telah diukur adalah hasil dari semua energi yang dibangkitkan sesuai dengan lokasi alat ukur saat masa pengujian. Ketiga hasil energi ini digunakan untuk menghitung *performance ratio* (PR) seperti pada Subbab 3.8.

³⁶ International Electrotechnical Commission, *IEC TS 61724-3 Photovoltaic System Performance Part 3 : Energy Evaluation Method*, 2016.

6

Sistem Kendali

Sistem kendali PV-baterai dan komponen lainnya berfungsi untuk memastikan sistem terintegrasi dengan baik. Berbagai macam strategi kendali telah banyak dikembangkan dan diimplementasikan berdasarkan kebutuhan dan tujuan dari sistem. Algoritma kendali ditanamkan dalam sistem pengelolaan energi / *energy mangement system* (EMS) untuk menentukan operasi setiap komponen PLTS berdasarkan parameter kondisi yang telah ditentukan. Pada IEC 61970, EMS didefinisikan sebagai,

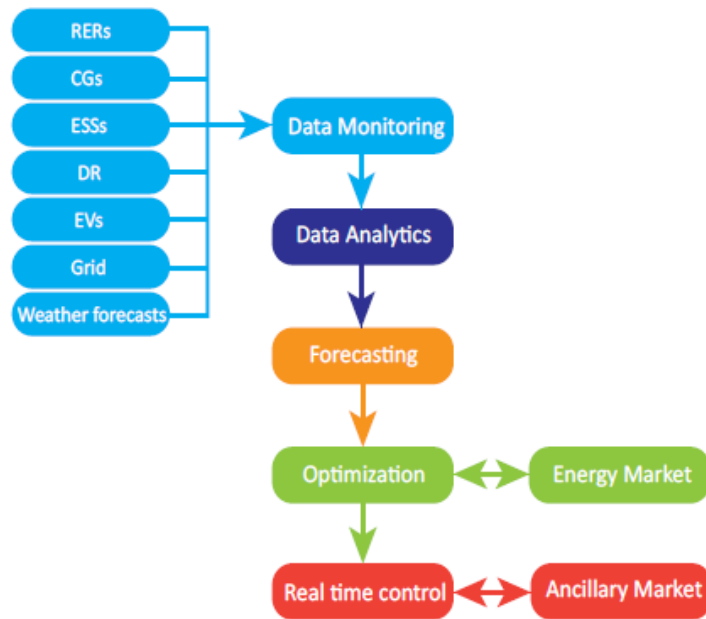
“A computer system comprising a software platform providing basic support services and a set of applications providing the functionality needed for the efective operation of electrical generation and transmission facilities so as to assure adequate security of energy supply at minimum cost”³⁷

Hal ini dapat dilakukan dengan membangun jalur komunikasi yang menghubungkan setiap komponen di dalam sistem tersebut. Terhubungnya setiap komponen di dalam sebuah sistem, memungkinkan sistem pengelolaan energi untuk mengobservasi, melakukan evaluasi, dan mengoperasikan sistem sesuai dengan desain.

6.1. Tujuan dan Prinsip Pengelolaan Energi

EMS digunakan untuk mencapai tujuan tertentu sesuai yang dibutuhkan, baik untuk mengurangi rugi-rugi jaringan, menjaga kestabilan sistem, mengurangi biaya produksi energi, menjaga waktu hidup komponen, dan lain sebagainya. Tujuan-tujuan EMS tersebut dibatasi oleh kemampuan sistemnya dalam hal komunikasi, keterbatasan operasi komponen, kondisi beban, dan ketersediaan energi. Secara umum, fungsi kerja EMS dapat dilihat pada Gambar 6-1.

³⁷ International Electrotechnical Commission and others, ‘IEC 61970: Energy Management System Application Program Interface (EMS-API)’, *International Electrotechnical Commission (IEC): Geneva, Switzerland, 2004.*



Gambar 6-1 Prinsip Pengelolaan Energi³⁸

Fungsi EMS dimulai dengan mengambil data-data dari sistem menggunakan alat-alat ukur baik yang terintegrasi dengan komponen maupun alat ukur tambahan yang dipasangkan secara terpisah di beberapa bagian sistem. Berdasarkan hal ini, *monitoring system* menjadi bagian penting dari EMS sebagai komponen penyedia data. Data-data yang diperoleh dari setiap komponen kemudian dianalisis dan diolah berdasarkan algoritma yang ditanamkan. EMS akan memberikan keputusan operasi kepada setiap komponen di dalam sistem berdasarkan tujuan yang ditentukan seperti berikut, namun tidak terbatas pada :

- Mengurangi BPP
- Meningkatkan penetrasi PV di jaringan
- Mengurangi konsumsi PLTD
- Mengurangi rugi-rugi jaringan dan frekuensi padam

Hint 22

Sistem Kendali

Mengintegrasikan PV-Baterai-Diesel bukan hanya menyambungkan ketiga komponen secara elektrik, tetapi juga membutuhkan komponen kendali untuk memastikan sistem dapat beroperasi secara stabil dan berkesinambungan. Semakin kompleks fungsi EMS, biaya investasi yang diperlukan akan semakin tinggi

³⁸ Muhammad Fahad Zia, Elhoussin Elbouchikhi, and Mohamed Benbouzid, 'Microgrids Energy Management Systems: A Critical Review on Methods, Solutions, and Prospects', *Applied Energy*, 222.June (2018), 1033–55 <<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.04.103>>.

- Meningkatkan kestabilan sistem

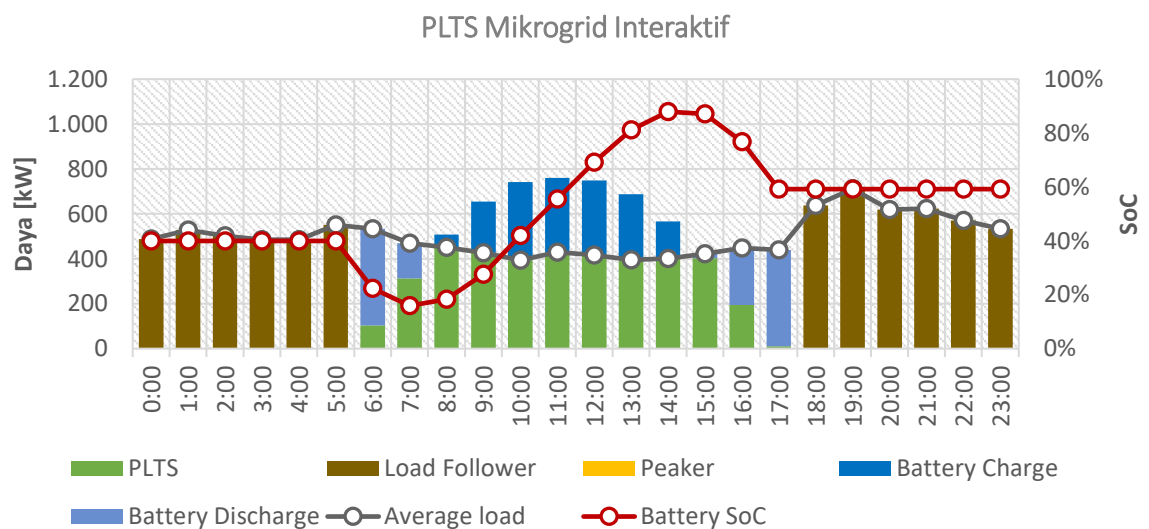
Namun terdapat kemungkinan beberapa tujuan tersebut saling bertentangan satu dan lainnya sehingga dibutuhkan penentuan prioritas tujuan agar sistem dapat beroperasi secara optimal. Selain itu, perlu diketahui juga bahwa realisasi dari tujuan operasi sistem ini perlu disesuaikan dengan keterbatasan setiap komponennya.

6.2. Konsep Kendali Mikrogrid Interaktif

Pada Subbab ini dijelaskan operasi PLTS Mikrogrid Interaktif yang bertujuan untuk memaksimalkan suplai daya PLTS dengan tetap menjaga kestabilan sistem. Kestabilan sistem ini dijaga oleh dua komponen, yakni baterai dan generator diesel. Operasi sistem secara keseluruhan dikendalikan oleh EMS berupa perangkat kendali mikrogrid. Pada sistem ini, sistem penyimpanan energi (ESS) dan generator diesel (DG) dapat menjadi *grid-former*.

6.2.1. Pola Operasi Normal

Pola operasi normal pada PLTS Mikrogrid interaktif ditunjukkan pada Gambar 6-2.



Gambar 6-2 Pola Operasi Normal PLTS Mikrogrid Interaktif

6.2.1.1. Manajemen *Spinning Reserve*

Spinning reserve dibutuhkan untuk mengkompensasi perubahan beban dan *intermittency* PV. Umumnya, minimum *spinning reserve* yang dibutuhkan pada siang hari diatur agar sama dengan generasi PV sehingga saat daya PV tiba-tiba turun, DGs dan ESS mampu menstabilkan sistem. Pada malam hari, *spinning reserve* dibatasi oleh kapasitas DGs.

6.2.1.2. DGs ON, PV dan ESS OFF

Pada operasi ini, sistem PV dan ESS tidak mampu menyuplai daya ke beban, sedangkan DGs mampu menyuplai beban. Operasi ini normalnya terjadi pada malam hari. Aturan penyuplaian bergantung pada beban. Pembebanan ideal DGs memiliki nilai 85% kapasitas.

6.2.1.3. DGs dan PV ON, ESS OFF

Pada operasi ini, salah satu DG menjadi *grid-former*. PV dan DGs menyuplai daya ke beban. ESS tidak mampu menyuplai daya dikarenakan SoC baterai sudah mencapai nilai minimum.

6.2.1.4. DGs dan ESS ON, PV OFF

Pada operasi ini, ESS menjadi *grid-former*. DGs dan ESS menyuplai daya ke beban. Kondisi ini mungkin terjadi pada malam hari dan SoC baterai masih cukup untuk menyuplai daya ke beban bersama DGs.

6.2.1.5. PV dan ESS ON, DGs OFF

Pada operasi ini, ESS menjadi *grid-former*. Ketika daya PV lebih besar daripada beban, ESS akan menyerap kelebihan daya selama SoC belum mencapai nilai maksimum. Jika daya PV lebih kecil daripada beban, ESS akan ikut menyuplai daya ke beban.

6.2.1.6. ESS ON, DGs dan PV OFF

Pada operasi ini, ESS menyuplai daya ke beban sampai SoC mencapai nilai minimum, dan PV dan DGs tidak mampu beroperasi. Jika SoC sudah mencapai nilai minimum, sistem mikrogrid akan *shutdown*.

6.2.2. Skenario Trip

Dalam suatu peristiwa ketika salah satu pembangkit listrik yang sedang beroperasi (PV/ESS/DG) mengalami “*trip*”, stabilitas sistem akan dipertahankan baik oleh ESS atau DG. Peristiwa *trip* menyebabkan defisit suplai daya, yang mengakibatkan penurunan frekuensi. ESS/DG yang beroperasi akan meningkatkan suplai daya untuk mengkompensasi daya yang hilang, mempertahankan frekuensi sistem di atas nilai kritis, dan mengembalikan frekuensi kembali ke 50 Hz. Perangkat kendali mengaktifkan *governor* DG dan inverter baterai untuk merespons peristiwa *trip* secara otomatis.

Dalam peristiwa *trip* yang mengakibatkan defisit daya ekstrem sehingga ambang frekuensi terendah terlampaui, sistem harus dimatikan. Peristiwa *trip* (kecuali untuk kasus ekstrem) dapat diklasifikasikan sebagai berikut,

6.2.2.1. **PV Trip**

Selama peristiwa *PV trip*, kemungkinan besar ESS akan menjadi *grid-former* yang akan mengkompensasi defisit daya dan menjaga stabilitas sistem bersama dengan DG sebagai *load-follower*. *Spinning reserve* yang diperlukan dari ESS dan PLTD untuk mengkompensasi daya yang hilang dari PV akan selalu cukup karena perangkat kendali diprogram untuk menghitung *spinning reserve* yang diperlukan sebelum menentukan suplai daya DG.

6.2.2.2. **DG Trip**

Ketika DG (*load-follower*) mengalami *trip*, DG dan ESS yang tersisa akan mengkompensasi defisit daya dan menjaga stabilitas sistem. Selanjutnya, perangkat kendali akan menghitung ulang dan membandingkan *spinning reserve* yang tersedia dari DG dan ESS yang beroperasi dengan *spinning reserve* yang diperlukan. Berdasarkan algoritma tersebut, perangkat kendali akan menentukan apakah akan meningkatkan daya dari DG yang tersisa dan ESS yang tersisa atau menyalakan DG tambahan adalah operasi yang paling cocok. Jika DG (*grid-former*) mengalami *trip*, sistem mikrogrid akan mengalami *blackout*. Kemudian, setelah *troubleshooting* dilakukan, prosedur *blackstart* dilakukan.

6.2.2.3. **ESS Trip**

Saat ESS (*load-follower*) *trip*, DG beserta PV akan mengkompensasi kekurangan daya dan menjaga stabilitas sistem. Jika ESS *trip* saat menjadi *grid-former*, sistem akan *shutdown*, dan kemudian prosedur *blackstart* dilakukan.

6.2.3. **Prosedur Global Stop dan Blackstart**

Prosedur *Global Stop* aktif saat alarm PLTS Mikrogrid Interaktif menyala atau mode *off* dipilih. Sedangkan, prosedur *blackstart* dijalankan saat kondisi sistem sudah aman dan *fault* telah selesai.

6.2.3.1. **Prosedur Global Stop**

1. Beban diputus
2. Generator *grid-follower* di matikan, mulai dari PV dan kemudian DG/ESS
3. Generator

6.2.3.2. Prosedur *Blackstart*

1. Salah satu DG dinyalakan untuk menjadi *grid-former*
2. Beban dikoneksikan secara bertahap ke sistem, operator harus memperhatikan kapabilitas *ramping* dari DG.
3. Pada kondisi awal, DGs dinyalakan untuk menyuplai kebutuhan daya. Kemudian ESS dinyalakan. PV tidak dihubungkan terlebih dahulu untuk mencegah efek dari *intermittency* PV.
4. Setelah seluruh beban terhubung kembali, sistem dapat mulai mengevaluasi kemungkinan ESS menjadi *grid-former*, dan kemudian operasi normal dijalankan.

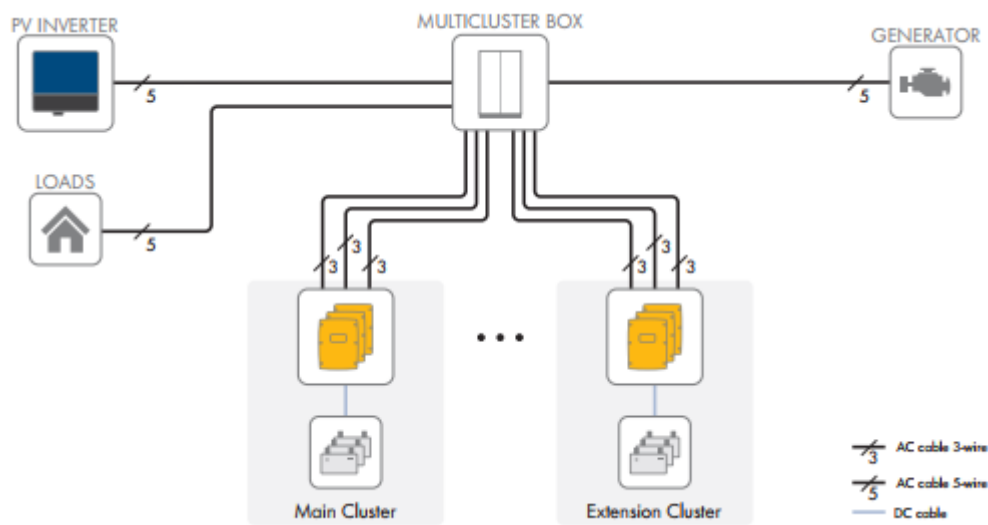
6.2.4. Rekomendasi Fungsional Perangkat Kendali Mikrogrid

Berikut merupakan rekomendasi fungsionalitas perangkat sistem kendali mikrogrid:

1. Manajemen *spinning reserve*
2. Manajemen kapasitas *system step load*
3. Penjadwalan generator dan manajemen konfigurasi berdasarkan pengukuran *runtime*, interval servis, dan lain-lain
4. Manajemen sistem DG
5. Proteksi *overload* generator
6. Pembatasan daya aktif/reaktif sistem PV
7. Manajemen ESS dalam memproduksi atau menyerap daya aktif/reaktif
8. Manajemen *load demand*
9. Manajemen *feeder*
10. Memaksimalkan dan menstabilkan penetrasi energi terbarukan
11. *Automatic blackstart*

Migrasi Interkoneksi Sistem *Off-Grid* ke Utilitas

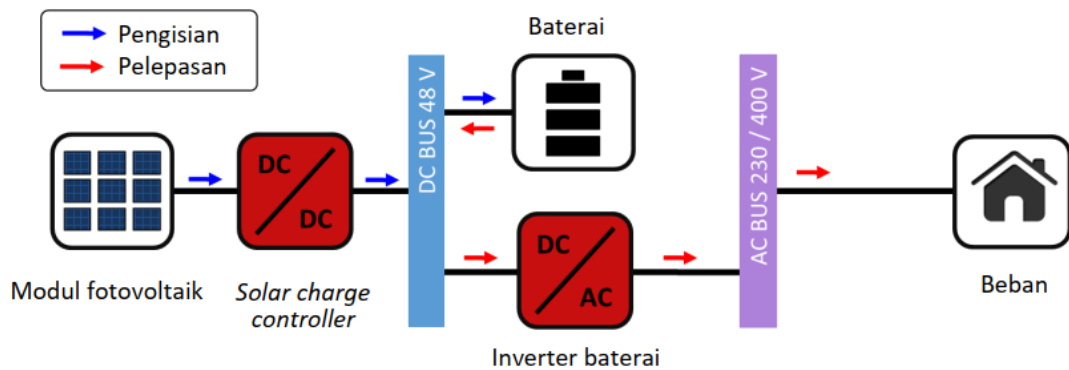
7.1. Topologi Sistem PLTS Eksisting yang Umum



Gambar 7-1 Sistem Topologi PV *Off-grid* Multicluster

Topologi Sistem PLTS *off-grid* eksisting yang umum digunakan saat ini adalah sistem *multicluster* SMA Sunny Island (*Standalone* atau hibrida dengan generator diesel). Sistem *multicluster* ini bisa disusun menggunakan beberapa *cluster* 3-fasa yang terhubung ke sebuah *Multicluster-box*. Pada sistem PLTS *off-grid* hibrida, generator diesel hanya berperan sebagai cadangan saja (Jika generator diesel beroperasi, maka inverter baterai tidak akan beroperasi, dan sebaliknya). Walaupun sistem ini dilengkapi dengan generator diesel, namun kendali yang diimplementasikan tidak sekompleks sistem Mikrogrid Interaktif.

Kapasitas maksimum pada PLTS *Standalone* dengan sistem *multicluster* ini adalah 216 kW, hal ini disebabkan kapasitas maksimum cluster inverter baterai. Namun, karena bus *multicluster* memiliki kapasitas maksimum 300 kW, generator diesel dengan kapasitas hingga 300 kW dapat digunakan pada sistem PLTS *off-grid* hibrida. Sistem PLTS *off-grid* dengan *multicluster* SMA Sunny Island tidak dapat digunakan untuk beban di atas 300 kW sehingga penggantian komponen dan arsitektur sistem dibutuhkan agar PLTS mampu menyuplai beban di atas 300 kW.



Gambar 7-2 Konfigurasi sistem *DC-Coupling*³⁹

Selain itu, terdapat juga sistem PLTS dengan konfigurasi *DC-Coupling* seperti yang dapat dilihat pada Gambar 7-2. Agar dapat terhubung ke utilitas yang merupakan sistem AC, perlu dilakukan penyesuaian topologi menjadi PLTS dengan *AC-coupling*. Pada sistem *DC-coupling* daya dari PC dan baterai dibatasi oleh kemampuan inverter baterai sehingga fleksibilitas desain PV dan baterai lebih rendah karena keduanya dibatasi oleh inverter yang sama. Untuk menyambungkan sistem ke utilitas dan meningkatkan fleksibilitas dalam pengembangannya, sebaiknya sistem PV dan baterai ini dipisah sehingga masing-masing memiliki inverter yang terhubung khusus. Dengan demikian, pengembangan sistem PV tidak lagi dibatasi oleh kapasitas inverter baterai karena aliran daya untuk masing-masing modul PV maupun baterai akan melalui inverter masing-masing sebelum terhubung ke Jaringan AC.

Kemampuan migrasi dari sistem PLTS *off-grid* ke *on-grid* ditentukan oleh kemampuan inverter yang dipakai untuk melakukan sinkronisasi tegangan dan frekuensi dengan jaringan utilitas. Selain itu, algoritma kendali dan perangkat keras kendali harus disesuaikan dengan kebutuhan sistem pada operasi *on-grid*.

³⁹ Bagus Ramadhani, 'Instalasi Pembangkit Listrik Tenaga Surya Dos & Don'ts', 2018, 277.

Hint 23	Migrasi dari Off-grid ke On-Grid
1.	<p>Jika <i>seamless transition</i> (transisi secara mulus) dari operasi <i>on-grid</i> ke <i>off-grid</i> dan sebaliknya diinginkan, maka jenis inverter baterai yang digunakan harus bisa beroperasi secara interaktif (<i>off-grid</i> dan <i>on-grid</i>).</p>
2.	<p>Jika <i>seamless</i> bukan menjadi persyaratan utama, yakni tidak masalah dengan adanya kedip saat transisi di pagi hari (ketika PV dan baterai mulai beroperasi kembali dan PLTD/<i>grid-forming</i> dimatikan), maka jenis inverter <i>off-grid</i> dapat digunakan dengan catatan berikut:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Terdapat fitur <i>load sharing</i> otomatis pada genset. Bila fitur tersebut tidak tersedia pada sistem eksisting, diperlukan adanya penambahan fitur tersebut. • Terdapat Automatic Transfer Switch (ATS) di PLTS atau PLTD untuk memindahkan jalur suplai dari PLTD ke PLTS di pagi hari dan sebaliknya di sore hari. • Terdapat sistem kendali otomatis di PLTS dan PLTD untuk membaca beban sistem dan SoC baterai serta mengatur proses transisi. • Terdapat komunikasi dari PLTS ke PLTD (sebaiknya menggunakan kabel <i>fiber-optic</i>). Kabel bisa saja dipasang pada tiang 20 kV eksisting.

7.2. Standar dan Aturan Jaringan Sistem Tenaga Listrik

Ketika sistem PLTS telah direkayasa sedemikian rupa sehingga mampu beroperasi secara *on-grid*, dalam pelaksanaan dan proses interkoneksi, sistem PLTS harus mematuhi peraturan yang berlaku di Indonesia. Peraturan yang berlaku terkait interkoneksi pada jaringan listrik PLN adalah Standar Perusahaan Listrik Negara (SPLN), Persyaratan Umum Instalasi Listrik (PUIL) dan Peraturan Menteri terkait Aturan Jaringan Sistem Tenaga Listrik (*Grid Code*), serta Aturan Distribusi Tenaga Listrik (*Distribution Code*). Pada Tabel 2-1 dipaparkan tentang batasan-batasan pada aturan jaringan sistem tenaga listrik serta aturan distribusi tenaga listrik.

Aturan jaringan (*grid code*) tersedia untuk setiap wilayah di Indonesia. Aturan Jaringan Sistem Tenaga Listrik (*grid Code*), mengutip dari Permen ESDM no.10 Tahun 2017 adalah “seperangkat peraturan, persyaratan, dan standar untuk menjamin keamanan, keandalan, serta pengoperasian dan pengembangan sistem yang efisien dalam memenuhi peningkatan kebutuhan tenaga listrik pada sistem tenaga listrik. Untuk melakukan proses interkoneksi, aturan-aturan dalam *grid code* dan *distribution code* yaitu aturan manajemen jaringan, aturan penyambungan, aturan operasi, aturan

perencanaan dan pelaksanaan, aturan setelmen, aturan pengukuran, aturan kebutuhan data, dan aturan tambahan harus dipenuhi.

Tabel 7-1 Aturan Jaringan Sistem Tenaga Listrik

Subyek	Batas Nilai
Resistansi Tanah	5 Ω
Frekuensi	$\pm 5\%$ dari 50 Hz
Tegangan	+5% atau -10% pada level 20 kV
Kapasitas Arus Pemutusan pada Kubike I (20 kV)	16 kA
Kapasitas Arus Pemutusan Pada 150 kV	40 kA
Distorsi harmonic total maksimum jaringan	3 %
Distorsi harmonic total maksimum distribusi	Tegangan individu : 3 % Tegangan Total : 5 %
<i>Flicker</i>	Jangka pendek : 1,0 Jangka panjang : 0,8
Faktor daya di titik sambungan	0,85 <i>lagging</i>
Waktu pemutusan gangguan	275 kV : 100 ms 150 kV : 120 ms 66 kV : 150 ms

PLTS yang akan tersambung dengan jaringan utilitas harus memenuhi persyaratan yang tertuang dalam *grid code* dan *distribution code* (apabila PLTS tersambung pada jaringan tegangan distribusi 20kV). Aturan Jaringan Sistem Tenaga Listrik (*Grid Code*) dan jaringan distribusi (*Distribution Code*) yang ada di Indonesia adalah sebagai berikut :

- Peraturan Menteri ESDM No. 18 Tahun 2016 Tentang “Aturan Jaringan Sistem Tenaga Listrik Kalimantan”
- Peraturan Menteri ESDM No. 37 Tahun 2008 Tentang “Aturan Jaringan Sistem Tenaga Listrik Sumatera”
- Peraturan Menteri ESDM No. 03 Tahun 2007 tentang “Aturan Jaringan Sistem Tenaga Listrik Jawa-Madura-Bali”
- Peraturan Menteri ESDM No.02 Tahun 2015 tentang “Aturan Sistem Tenaga Listrik Sulawesi”
- Peraturan Menteri ESDM No. 04 Tahun 2009 tentang “Aturan Distribusi Tenaga Listrik”

7.3. Tantangan dan Kesalahan Umum

Pada subbab ini, akan disebutkan tantangan yang biasa dihadapi dalam mendesain suatu sistem PLTS di Indonesia dan kesalahan-kesalahan yang umumnya terjadi dari mulai tahap perencanaan hingga pengoperasian PLTS. Berikut merupakan tantangan yang dialami dalam mendesain PLTS.

1. Penggunaan Baterai TKDN

- Berdasarkan realita konten lokal komponen baterai yang ditunjukkan pada subbab 2.3, baterai yang memenuhi nilai TKDN minimum yang ada di pasaran terbatas dalam kapasitas tiap selnya. Pada baterai *lead-carbon*, kapasitas yang tersedia hanya 1000 Ah. Pada baterai *lead-acid*, kapasitas yang tersedia pada rentang 200–2000 Ah (namun yang umum hanya 1000 Ah atau lebih).
- Dikarenakan keterbatasan akan pilihan kapasitas baterai TKDN di pasaran, penentuan kapasitas baterai per inverter menjadi sulit karena adanya tegangan inverter baterai yang harus dipatuhi pada konfigurasi baterai, yakni 48 V (*string*) dan 600–900 V (*central*). Hal ini dapat menyebabkan jumlah seri baterai yang besar untuk memenuhi tegangan inverter baterai.
- Sebagai contoh, untuk kebutuhan sistem baterai 150 kW / 300 kWh, Tabel 7-2 memberikan gambaran mengenai desain dengan inverter baterai (6 kW, 48 V) dan baterai TKDN 2V, 800–1000 Ah. Kapasitas baterai yang dapat dikonfigurasi pada inverter baterai sulit untuk disesuaikan dengan kebutuhan desain.

Tabel 7-2 Contoh Kasus Desain Sistem Baterai TKDN

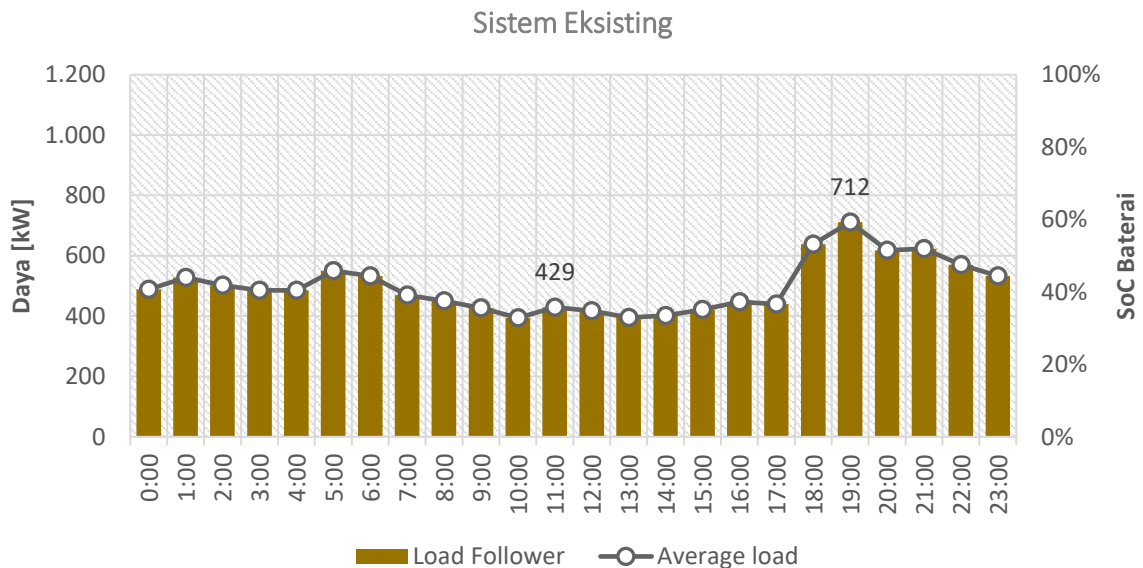
Jumlah Inverter	Jumlah Cluster	Total Daya Inverter [kW]	Total Kapasitas Energi [kWh] = Kapasitas per Bank x Jumlah Cluster	
			1000 Ah (Lead Carbon)	800 Ah (Lead Acid)
1	1	6	48 kWh, atau setara dengan ~ 8 jam	38.4 kWh, atau setara dengan ~ 6.4 jam
3	1	18	48 kWh, atau setara dengan ~ 2.7 jam	38.4 kWh, atau setara dengan ~ 2.1 jam
9	3	54	144 kWh, atau setara dengan ~ 2.7 jam	115.2 kWh, atau setara dengan ~ 2.1 jam
18	6	108	288 kWh, atau setara dengan ~ 2.7 jam	230.4 kWh, atau setara dengan ~ 2.1 jam
27	9	162	432 kWh, atau setara dengan ~ 2.7 jam	345.6 kWh, atau setara dengan ~ 2.1 jam

2. Penggunaan Sistem Inverter Baterai yang tidak sesuai dengan kemampuannya. Contohnya adalah penggunaan penggunaan inverter baterai dengan kapasitas maksimum setelah diparalel sebesar 216 kW (*continuous power*) pada sistem dengan beban lebih besar
3. Menggunakan sistem proteksi DC untuk sistem AC atau sebaliknya, sehingga sistem tidak terlindungi secara baik. Kesalahan desain sistem proteksi tegangan surja yang menggunakan sistem tipe 1 untuk sistem tipe 2
4. Pemilihan inverter yang fitur komunikasinya eksklusif dan sulit dilakukan pengendalian menggunakan sistem kendali eksternal sehingga sulit disambungkan dengan generator lain apabila sistem akan diubah menjadi sistem hibrida dengan pembangkit lain atau akan dikoneksikan dengan grid

Hint 24	Kesalahan Umum pada Tahap Perencanaan, Pengadaan, Konstruksi, Komisioning, hingga Pengoperasian PLTS
	<ol style="list-style-type: none"> 1. Perencanaan dilakukan tanpa melihat kesesuaian rencana kapasitas dengan konfigurasi dan ketersediaan produk. 2. Tidak ada permintaan dokumen <i>engineering</i> yang detail ke kontraktor. 3. Tidak ada persyaratan proteksi LVMDB yang detail : <ol style="list-style-type: none"> a. <i>Overcurrent & Earth Fault</i> b. <i>UV / OV</i> c. <i>UF / OF</i> d. <i>Reverse Power (Standalone System)</i> 4. Tidak ada persyaratan untuk suhu dan kelembaban ruangan yang ketat. 5. Tidak ada detail spesifikasi pengkabelan yang ketat (<i>cable tray, cable marker</i>). 6. Tidak ada pengujian detail yang dilakukan saat komisioning. 7. Tidak ada persyaratan pembuatan manual dan pelatihan operator yang memadai. 8. Memilih komponen dari pabrikan yang belum mapan dan teruji di Indonesia 9. Mengimplementasikan teknologi baru yang belum cukup teruji penggunaannya.

Studi Kasus Desain PLTS

Lokasi yang dijadikan studi kasus dalam mendesain sistem PLTS adalah sebuah pulau di Sulawesi Tenggara yang merepresentasikan tipikal jaringan kelistrikan di pulau kecil dengan beban puncak yang tidak melebihi 1 MW serta pembangkitan yang masih mengandalkan PLTD. Pulau ini belum tersambung dengan jaringan sistem PLN yang lebih besar sehingga PLTD masih menjadi satu-satunya pembangkit yang menyuplai kebutuhan listrik warga pulau tersebut. Saat ini, biaya pembangkitan dari PLTD relatif tinggi sehingga diperlukan alternatif sumber energi listrik yang mampu menopang kebutuhan beban dengan nilai keekonomian yang tinggi. PLTS merupakan salah satu solusi yang mampu menjawab tantangan ini dengan mengintegrasikan sumber energi terbarukan, sistem penyimpanan, dan generator konvensional. Profil beban sistem eksisting dapat dilihat pada Gambar 8-1. Pada studi kasus ini, dilakukan simplifikasi pada PLTD eksisting, yakni menjadi 1 unit generator diesel dengan kapasitas 950 kW. Beban puncak malam sistem bernilai 712 kW dengan beban siang sebesar 429 kW.



Gambar 8-1 Profil Beban Sistem Eksisting

Tujuan utama dalam studi kasus ini adalah untuk mengurangi biaya pembangkitan sistem eksisting yang dinilai relatif tinggi karena bersumber dari generator diesel. Oleh karena itu, terdapat dua cara yang dapat dilakukan, yakni:

1. Meningkatkan efisiensi generator diesel dengan memastikan operasinya berada pada nilai yang direkomendasikan (70-85% pembebanan), dan/atau
2. Mengurangi suplai dari generator diesel

Berdasarkan hal ini, PLTS harus didesain sedemikian rupa agar mampu mencapai kedua poin tersebut. Seperti halnya yang telah dipaparkan pada Bab 3, desain PLTS diawali dengan penentuan topologi seperti ditunjukkan pada Gambar 3-1.

8.1. Penentuan Topologi

Alur penentuan topologi pada studi kasus ini ditunjukkan pada Gambar 8-2 dengan penjelasan sebagai berikut,

1. Tersedia jaringan utilitas (PLN)?

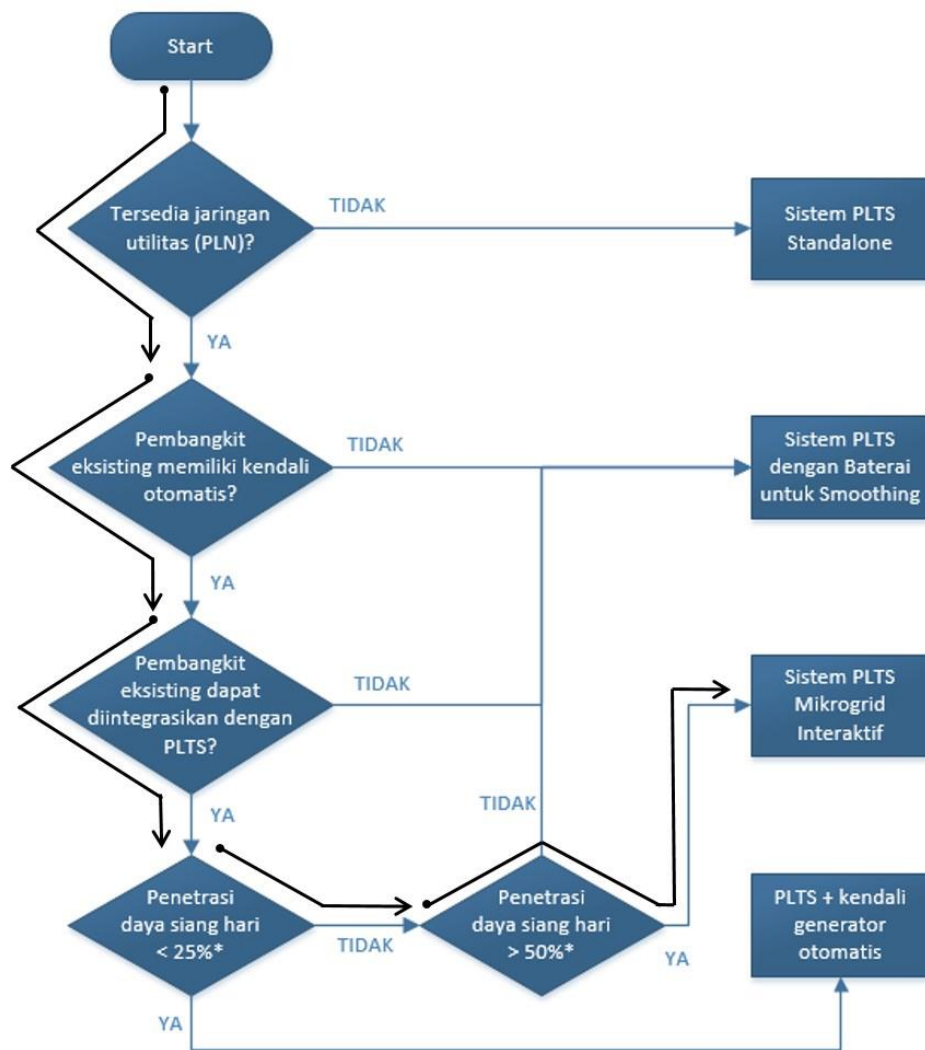
Pada sistem eksisting, terdapat PLTD eksisting yang digunakan untuk menyuplai beban saat ini. PLTD ini dapat dianggap sebagai jaringan utilitas. Oleh Karena itu, alur yang diambil adalah alur “YA”.

2. Pembangkit eksisting memiliki kendali otomatis?

Jika generator diesel merupakan generator yang telah beroperasi sejak lama, biasanya sistem kendali yang dimaksud tidak tersedia dan masih dioperasikan manual oleh operator. Oleh sebab itu, dibutuhkan penambahan atau penggantian sistem kendali agar dapat dioperasikan secara otomatis. Saat ini telah banyak teknologi yang dapat digunakan untuk mengganti kendali manual menjadi otomatis. Pada studi kasus ini, diasumsikan generator diesel telah dilengkapi dengan kendali otomatis sehingga pengaturan suplai tidak lagi dilakukan oleh operator. Oleh karena itu, alur yang diambil adalah alur “YA”.

3. Pembangkit eksisting dapat diintegrasikan dengan PLTS?

Pembangkit eksisting merupakan generator diesel yang dinilai memiliki kemampuan *ramping* daya yang relatif tinggi. Oleh sebab itu, generator eksisting dapat dianggap mampu untuk diintegrasikan dengan PLTS. Oleh karena itu, alur yang diambil adalah alur “YA”.



Gambar 8-2 Penentuan Topologi Sistem PLTS

4. Penetrasi daya siang hari < 25%?

Seperti yang telah dipaparkan di awal Bab, tujuan utama PLTS ini adalah untuk menurunkan biaya pembangkitan sistem eksisting. Oleh sebab itu, target penetrasi PLTS yang diharapkan cukup besar di atas 25%. Berdasarkan hal ini, alur yang diambil adalah alur “TIDAK”.

5. Penetrasi daya siang hari > 50%?

Sama halnya dengan poin 4, PLTS diharapkan memiliki penetrasi yang cukup tinggi sehingga dapat memberikan dampak penurunan yang cukup signifikan terhadap biaya pembangkitan listrik. Oleh sebab itu, diharapkan PLTS memiliki penetrasi di atas 50% sehingga alur yang diambil adalah “YA”.

Berdasarkan alur yang telah diambil, topologi yang dipilih adalah sistem PLTS Mikrogrid Interaktif, yakni integrasi sistem PV, baterai, dan generator diesel eksisting. Pada topologi ini, tahapan desain yang perlu dilakukan setelah penentuan topologi adalah sebagai berikut:

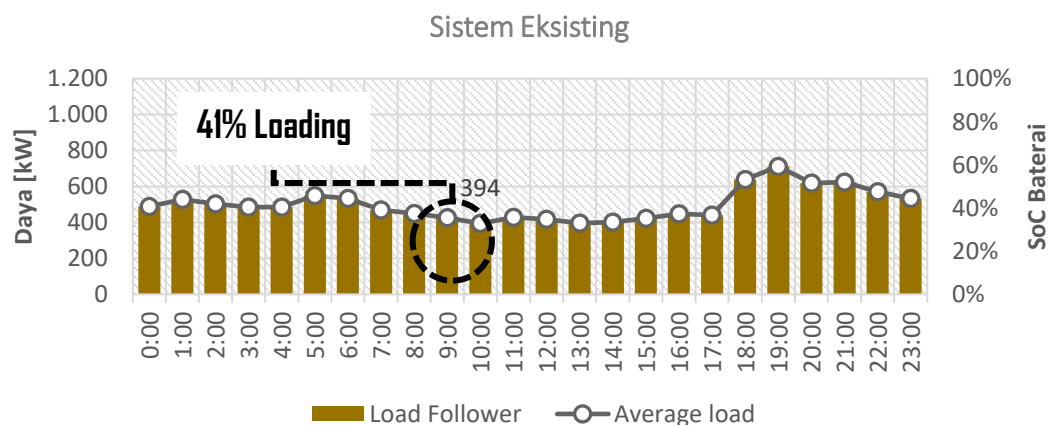
1. Evaluasi Sistem Eksisting
2. Penentuan Skema Operasi
3. Perhitungan Kapasitas
4. Evaluasi Lahan
5. Pemilihan Komponen
6. Penentuan Konfigurasi
7. Analisis Performa

Tahapan Uji Performa merupakan tahapan yang dilakukan pada saat plant telah selesai dan siap dioperasikan sehingga pada studi kasus ini, tahap uji performa tidak dipaparkan.

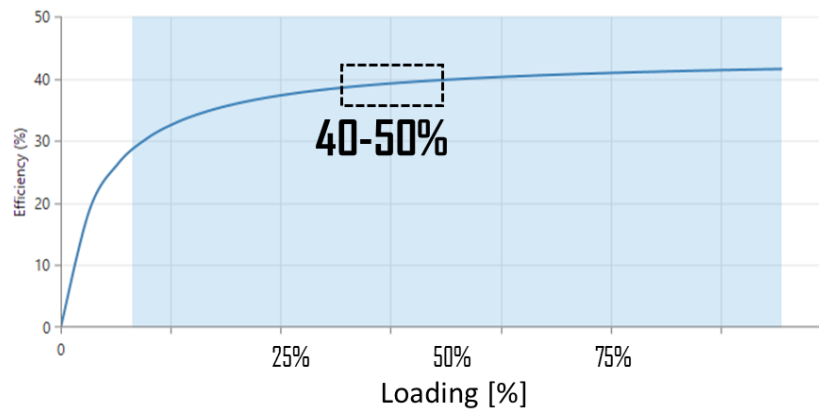
8.2. Evaluasi Sistem Eksisting

Berdasarkan profil beban sistem eksisting, beban terendah pada siang hari adalah 394 kW yang membuat generator diesel bekerja hanya pada 41% pembebanan (Gambar 8-3). Jika dipetakan pada kurva efisiensi pembangkit yang ditunjukkan pada Gambar 8-4, pada siang hari, generator diesel hanya dioperasikan pada pembebanan 40-50% yang berakibat tidak optimalnya angka efisiensi dari generator diesel tersebut.

Dalam upaya mengurangi biaya pembangkitan generator diesel, rentang operasi generator diesel tersebut perlu digeser ke kanan kurva agar lebih optimal, yakni di atas 60%. Hal ini dapat dilakukan dengan mengganti suplai siang hari dengan PLTS dan baterai sehingga generator diesel tidak perlu beroperasi di siang hari pada saat beban rendah.



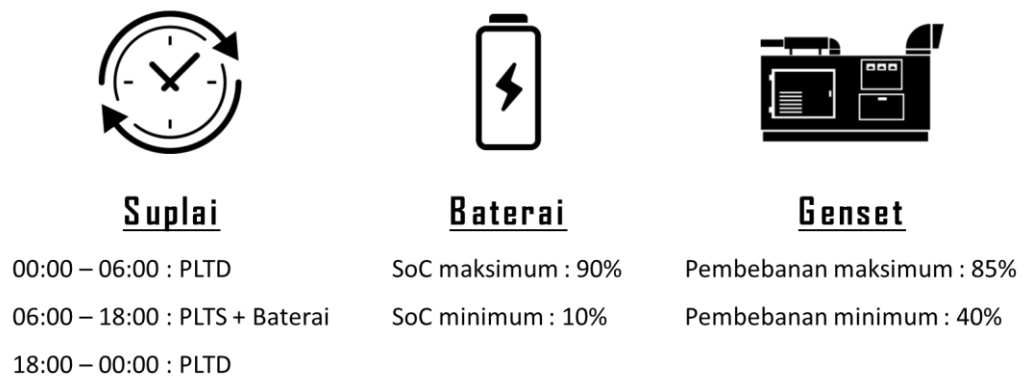
Gambar 8-3 Evaluasi Sistem Eksisting



Gambar 8-4 Kurva Efisiensi Pembangkit

8.3. Penentuan Skema Operasi

Skema operasi yang diharapkan pada PLTS Mikrogrid Interaktif diilustrasikan pada Gambar 8-5.



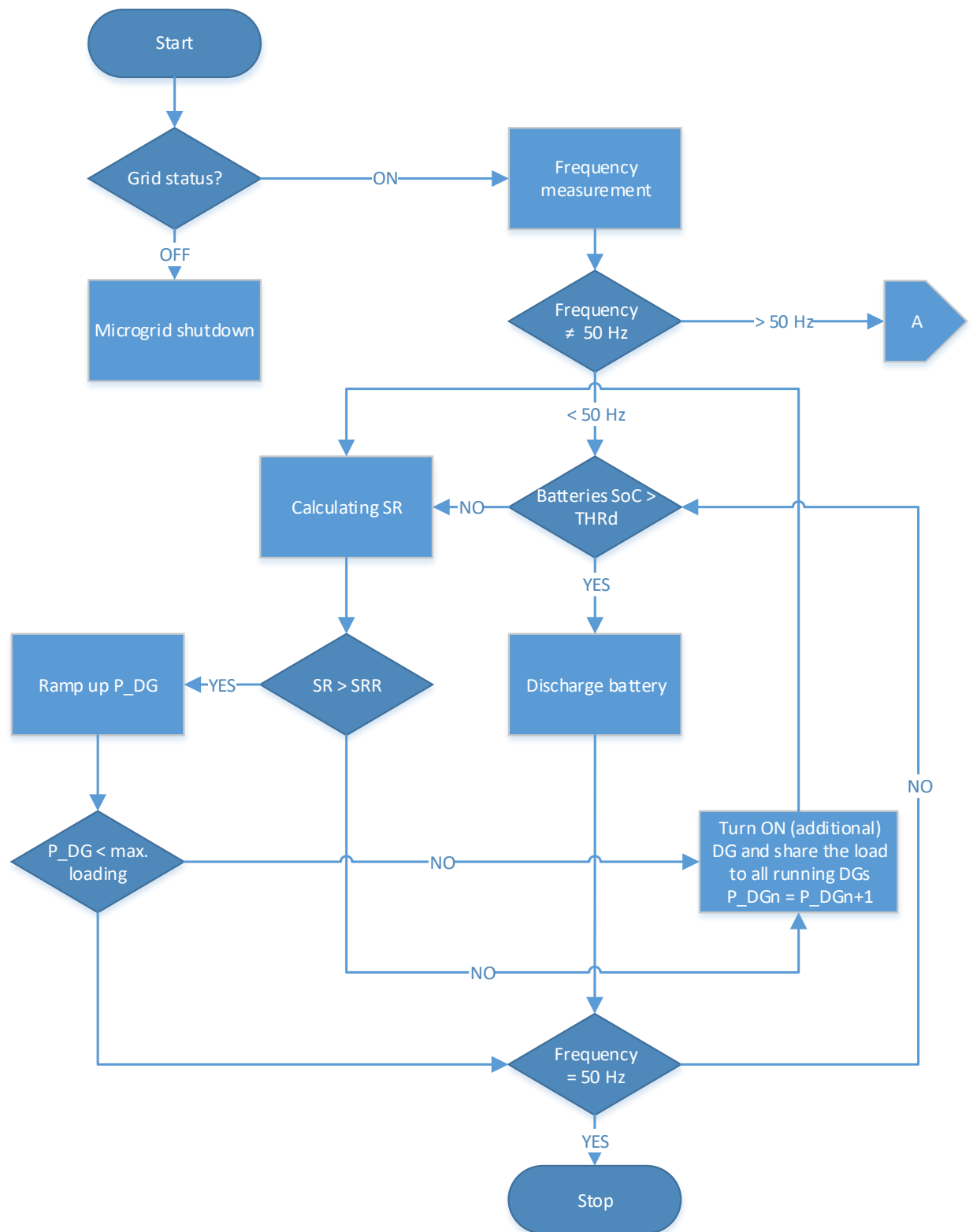
Gambar 8-5 Skema Operasi

Berdasarkan skema operasi ini, PLTD hanya akan beroperasi di malam dan pagi hari pada saat beban tinggi. Hal ini akan membuat generator diesel beroperasi pada tingkat pembebanan yang lebih optimal. Pada siang hari, sistem akan disuplai oleh PLTS dan baterai. Pada periode ini, selain sebagai penyimpan energi, baterai juga akan difungsikan untuk meminimalkan fluktuasi daya dari PV.

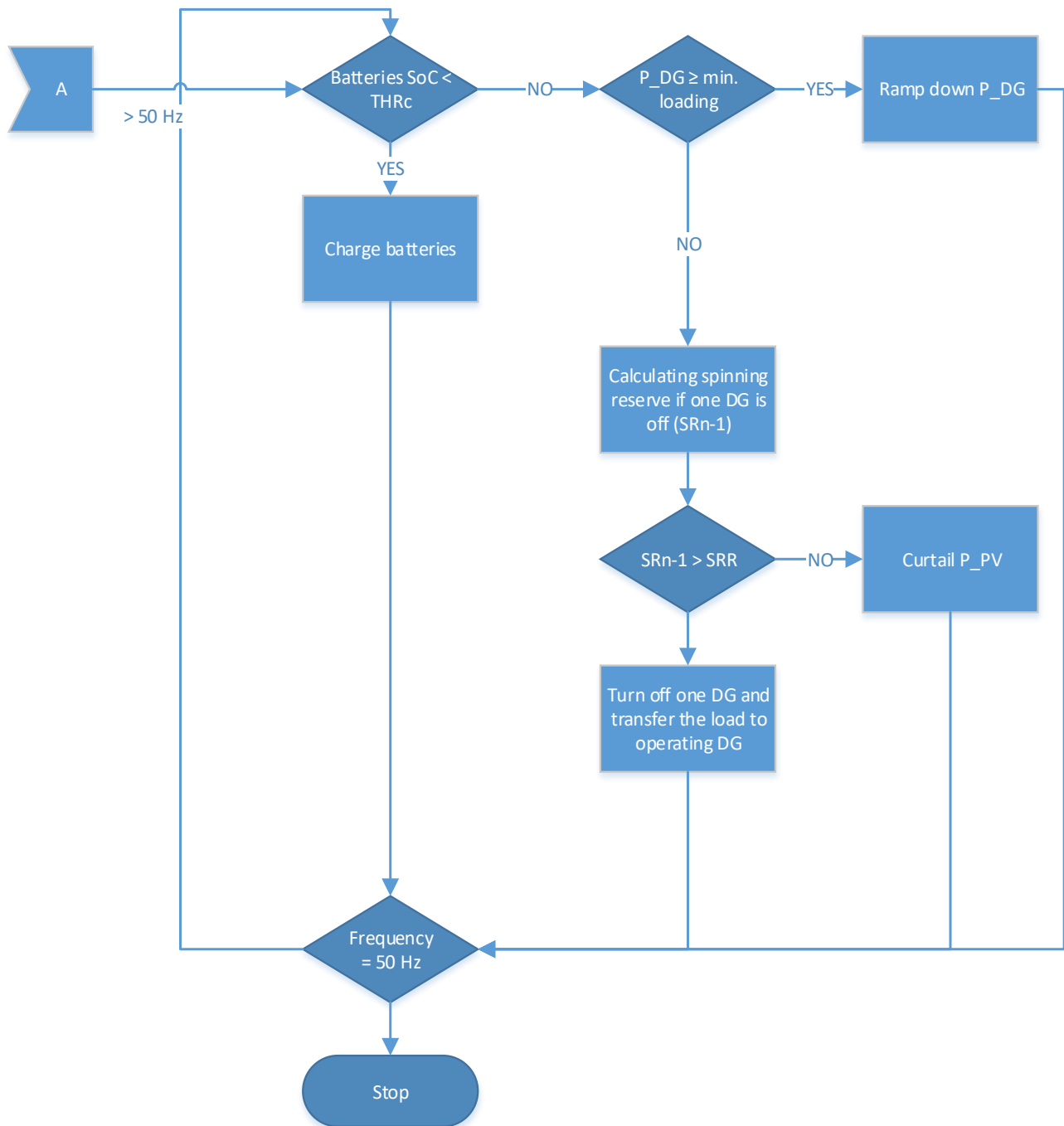
Pada subbab ini, akan dibahas diagram blok sistem, spesifikasi perangkat keras kendali, dan skema kendali mikrogrid dari PLTS . Sistem kendali yang digunakan pada PLTS Mikrogrid Interaktif, adalah sistem mikrogrid yang mengintegrasikan komponen sistem penyimpanan energi, komponen Sistem PV, dan generator. Berikut merupakan diagram blok dari sistem PLTS .

Gambar 8-6 dan Gambar 8-7 secara umum menguraikan kendali frekuensi jaringan listrik yang terdiri dari dua rute tindakan. Bila generator yang digunakan sebagai *grid-forming* tidak berfungsi, mikrogrid akan *shutdown*. Berikut keterangan dari alur kendali pada Gambar 8-6 dan Gambar 8-7:

DG	: Diesel generator
P_DG	: Power generated by DG
P_PV	: Power generated by PV
SR	: Spinning reserve
SRn-1	: Spinning reserve if one DG is OFF
SRR	: Spinning reserve requirement
P_DGn	: Power generated by DG #n
DG_cap	: DG capacity
THRc	: Maximum threshold of SoC, for battery charging
THRd	: Maximum threshold of SoC, for battery discharging



Gambar 8-6 Skema Kendali PLTS Mikrogrid Interaktif (1)



Gambar 8-7 Skema Kendali PLTS Mikrogrid Interaktif (2)

Rute tindakan pertama dilaksanakan ketika frekuensi sistem melebihi 50 Hz. Peristiwa ini sebagian besar disebabkan oleh penurunan beban secara tiba-tiba yang berarti pasokan energi dalam sistem berlebih. Selama peristiwa ini, perangkat kendali pertama-tama akan mengidentifikasi sumber mana saja yang saat ini memasok energi dan sumber mana menjadi *master grid*. Setelah mengidentifikasi kondisi aktual, perangkat kendali akan mengambil satu dari empat tindakan berikut sebagai respons dari peningkatan frekuensi sistem (diurutkan berdasarkan prioritas):

1. Memanfaatkan kelebihan daya (*excess power*) untuk mengisi baterai
2. Menurunkan suplai daya dari pembangkit listrik tenaga diesel (PLTD)
3. Mematikan satu/beberapa PLTD
4. Membatasi daya keluaran PV

Setelah memeriksa SoC (*State of Charge*) baterai, satu pemeriksaan yang wajib dilakukan sebelum memilih salah satu dari tiga tindakan terakhir adalah untuk memastikan cadangan berputar (*spinning reserve*) sistem cukup untuk mengkompensasi peristiwa penurunan daya keluaran PV yang ekstrem. Setelah menentukan respons, perangkat kendali akan memeriksa kembali frekuensi sistem sekali lagi dan memutuskan apakah respons sebelumnya cukup untuk menangani peningkatan frekuensi. Jika cukup, rute tindakan akan dihentikan. Jika tidak, *loop* rute tindakan harus diulang.

Rute tindakan kedua dijalankan ketika frekuensi sistem berada di bawah 50 Hz. Peristiwa ini sebagian besar disebabkan oleh peningkatan beban atau penurunan produksi daya PV secara tiba-tiba yang berarti energi yang tersuplai dalam sistem menjadi kurang. Karena baterai digunakan untuk *smoothing*, baterai akan menyuplai daya (*discharge*) dalam kondisi saat frekuensi menurun.

Hampir mirip dengan rute tindakan pertama, perangkat kendali akan memeriksa cadangan berputar (*spinning reserve*) dan status PLTD secara bersamaan sebelum menentukan untuk meningkatkan operasi PLTD atau menyalakan PLTD tambahan (setelah baterai tidak dapat menyuplai daya lagi).

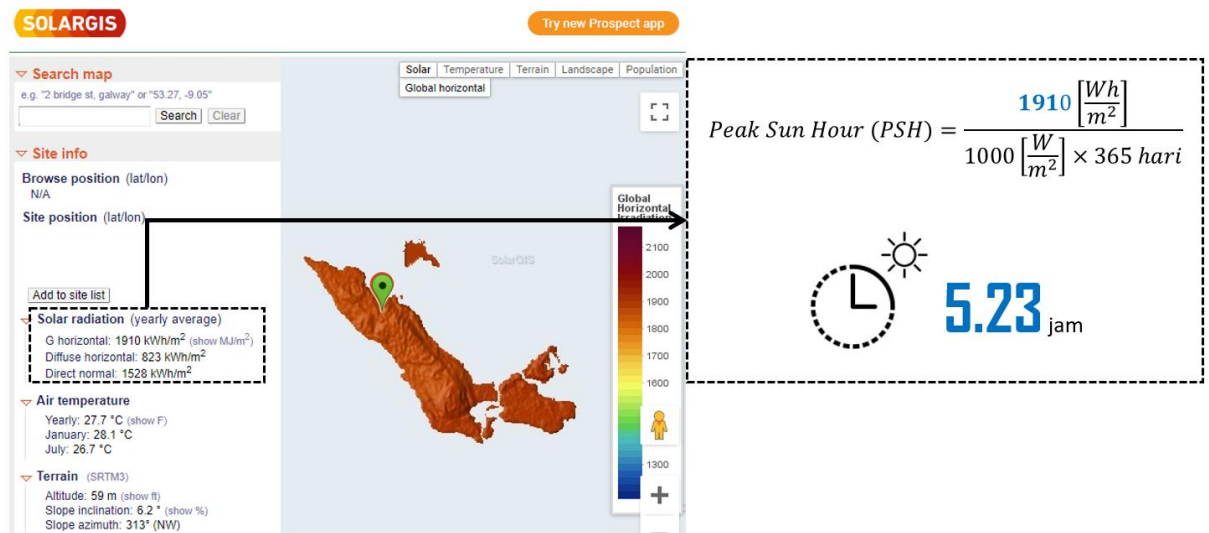
Tindakan berikut diaktifkan sebagai respons agar menyuplai lebih banyak daya ke sistem (diurutkan berdasarkan prioritas):

1. Melakukan *discharge* baterai (Baterai menyuplai daya).
2. Meningkatkan suplai daya PLTD yang beroperasi
3. Menyalakan PLTD yang belum beroperasi.

8.4. Perhitungan Kapasitas

8.4.1. Evaluasi Potensi Matahari

Tahap penentuan kapasitas sistem PLTS diawali dengan evaluasi potensi energi matahari pada lokasi yang direncanakan. Evaluasi ini diperlukan untuk mendapatkan data *Global Horizontal Irradiance* dan *Peak Sun Hour* dari lokasi tersebut. Contoh data dan perhitungan *Peak Sun Hour* ditunjukkan pada Gambar 8-8.

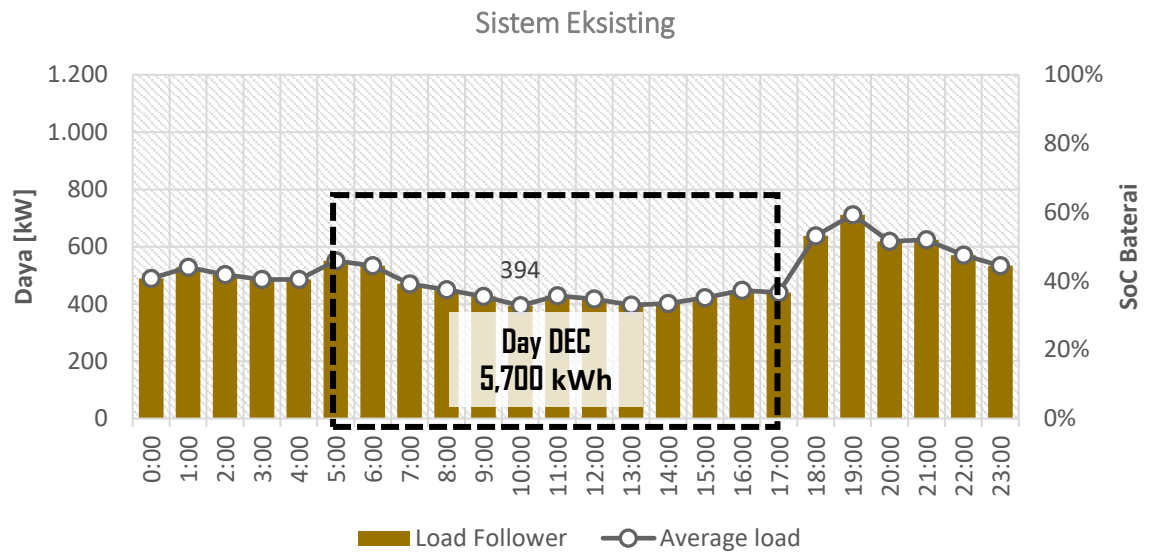


Gambar 8-8 Data Peak Sun Hour

Pada studi kasus ini, didapat *Peak Sun Hour* dengan nilai 5.23 jam. Nilai ini akan digunakan sebagai input awal dalam penentuan kapasitas komponen-komponen utama PLTS, yakni PV, inverter PV, baterai, dan inverter baterai.

8.4.2. Perhitungan Kapasitas PV dan Inverter PV

Perhitungan kapasitas PV dan inverter PV membutuhkan 3 data input, yakni *Peak Sun Hour* (5.23 jam), konsumsi energi di siang hari / *day daily energy consumption* (day DEC), dan asumsi efisiensi sistem dari PV hingga inverter PV. Berdasarkan profil beban sistem eksisting, dapat dihitung bahwa energi yang dibutuhkan sistem dari pukul 06:00 hingga 17:00 adalah sebesar 5,700 kWh seperti yang ditunjukkan pada Gambar 8-9. Jika diasumsikan efisiensi sistem sebesar 98% dengan target *DC/AC ratio* sebesar 1,3, maka kapasitas PV dan inverter PV dapat dihitung seperti pada perhitungan di Tabel 8-1.



Gambar 8-9 Kebutuhan Energi Siang Hari

$$\text{Energi Siang [Wh]} = 8\text{h energi langsung PV ke beban} + \frac{4\text{h suplai dari baterai ke beban}}{\text{efisiensi baterai}}$$

Tabel 8-1 Perhitungan Kapasitas PV dan PV Inverter

Perhitungan Kapasitas PV dan PV Inverter				
1	Konsumsi energi siang		5.700	kWh
	Rasio Performa PV	/	75%	(asumsi)
	Peak Sun Hours	/	5,23	hours
	PSH Correction	/	85%	(asumsi)
2	Kapasitas PV Inverter	=	1.709	kW
	Rasio DC/AC	x	1,3	
3	Kapasitas PV	=	2.221	kWp

Perhitungan kedua kapasitas ini menggunakan formula yang telah dipaparkan pada Subbab 3.4.3.2 dan 3.4.3.4. Berdasarkan perhitungan tersebut, didapat bahwa kapasitas PV dan inverter PV yang dibutuhkan untuk memberikan suplai energi dari pukul 06:00 – 17:00 adalah sebesar 2.221 kWp dan 1.709 kW.

8.4.3. Perhitungan Kapasitas Baterai dan Inverter Baterai

Perhitungan kapasitas baterai dan inverter baterai mengacu pada formula yang dipaparkan pada Subbab 3.4.3.4. Berdasarkan formula tersebut, terdapat empat data yang dibutuhkan untuk menghitung kapasitas baterai, yakni konsumsi energi siang hari (*day DEC*), rata-rata daya siang, asumsi efisiensi baterai, dan asumsi kapasitas efektif baterai (*DoD*). Pada perhitungan kapasitas inverter baterai, terdapat tiga data yang dibutuhkan, yakni beban siang maksimum, asumsi faktor daya, dan target *safety factor* yang diinginkan. Seluruh data tersebut dapat digunakan untuk menghitung kapasitas baterai dan inverter baterai seperti yang ditunjukkan pada Tabel 8-2.

Tabel 8-2 Perhitungan Kapasitas Baterai dan Inverter Baterai

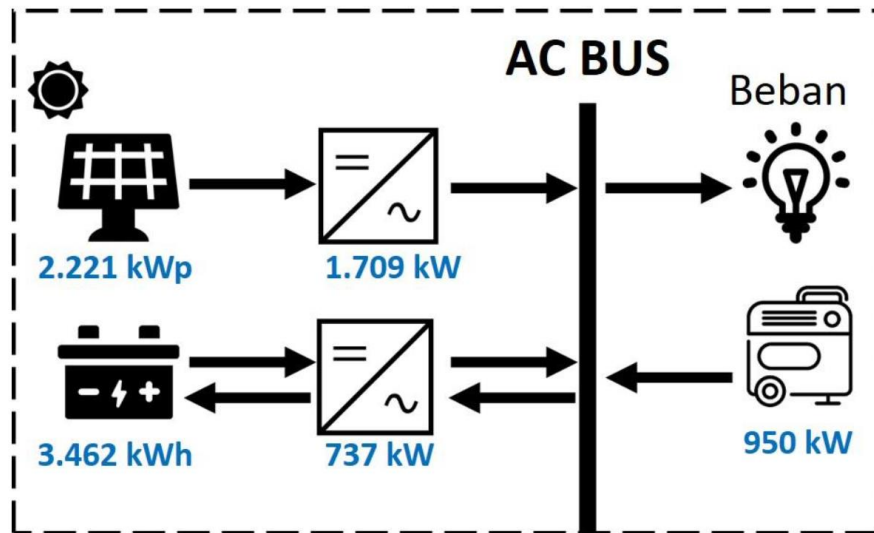
Perhitungan Kapasitas Baterai				
1	Konsumsi energi siang		5.700	kWh
	Rata-rata daya siang	-	(435,5	kWh
	Periode Suplai PV ke Beban	x	8)	(anjuran)
2	Energi baterai harian	=	2.215	kWh
	Efisiensi baterai	/	80%	(asumsi)
	DoD baterai	/	80%	(asumsi)
3	Kapasitas Baterai	=	3.462	kWh
Perhitungan Kapasitas Inverter Baterai				
1	125% Beban siang maksimum		667	kW
	Power factor	/	0,95	(asumsi)
	Safety Factor	x	1,05	(anjuran)
2	Kapasitas Inverter Baterai	=	737	kW

Berdasarkan perhitungan tersebut, kapasitas inverter baterai yang dibutuhkan agar daya maksimum PV dapat terserap adalah 737 kW. Selain itu, dibutuhkan baterai dengan kapasitas 3.462 kWh untuk menyimpan energi lebih dari PLTS untuk kemudian digunakan pada pukul 06:00 – 17:00.

8.4.4. Sistem PLTS Mikrogrid Interaktif

Seluruh komponen sistem akan diintegrasikan pada sisi AC seperti ditunjukkan pada Gambar 8-10. Perlu diperhatikan bahwa hasil perhitungan awal memberikan angka yang spesifik. Terdapat kemungkinan ketidaksesuaian nilai hasil hitung awal dengan desain akhir (setelah tahap penentuan komponen utama dan penentuan konfigurasi) yang diakibatkan oleh

keterbatasan kapasitas komponen yang tersedia. Oleh karena itu, hasil perhitungan awal ini perlu diverifikasi terlebih dahulu dengan ketersediaan komponen di lapangan sebelum digunakan lebih lanjut (sebagai acuan lelang, pembuatan ToR, dan lain sebagainya).



Gambar 8-10 Hasil Awal Perhitungan Kapasitas

8.5. Evaluasi Lahan

Poin-poin penting dalam evaluasi lahan telah dipaparkan pada Subbab 3.5. Luas lahan yang dibutuhkan PLTS Mikrogrid Interaktif pada studi kasus ini adalah,

$$\begin{aligned} \text{Luas lahan [ha]} &= \text{Kapasitas Total PLTS [MW]} \times \frac{\text{DC}}{\text{AC}} \text{ratio} \times 1,3 \\ &= 1.709 \times 1,3 \times 1,3 = \mathbf{2,89 \text{ hektar}} \end{aligned}$$

Pada PLTS Mikrogrid Interaktif, salah satu hal penting yang perlu diperhatikan adalah akses jalur transportasi, logistik, dan komunikasi. Infrastruktur komunikasi sangat penting mengingat sistem PLTS Mikrogrid Interaktif mengintegrasikan PV, baterai, dan generator diesel menggunakan jaringan komunikasi. Lokasi dengan kondisi yang tidak memadai untuk pemasangan jalur komunikasi tidak direkomendasikan untuk sistem ini karena berpotensi pada tingginya biaya integrasi sistem nantinya.

8.6. Penentuan Komponen Utama

Pada subbab ini, ditampilkan spesifikasi utama dari setiap komponen yang telah ditentukan. Mekanisme penentuan ini tercantum pada Bab 4. Nilai-nilai pada data spesifikasi yang ditampilkan akan digunakan untuk menentukan jumlah dan spesifikasi teknis modul PV, inverter, baterai, dan inverter baterai yang dibutuhkan, serta membuat rentang konfigurasi *string* PV dan konfigurasi baterai yang direkomendasikan.

Untuk modul PV yang digunakan pada contoh studi kasus kali digunakan modul yang memenuhi nilai TKDN minimum (spesifikasi pada Tabel 8-3). Dalam pemilihan modul, perlu diketahui bahwa semakin besar kapasitasnya (Wp/m^2) maka akan semakin sedikit lahan yang dibutuhkan. Namun, semakin tinggi kapasitas modul maka tegangan dan arusnya pun akan semakin tinggi sehingga pemilihan inverter dan konfigurasinya perlu disesuaikan. Sistem PLTS sebaiknya disusun lebih dari 2 unit inverter untuk meminimalkan hilangnya produksi ketika terjadi gangguan pada inverter. Dengan demikian, komponen inverter PV yang dipilih merupakan jenis *string inverter* berkapasitas sedang (spesifikasi pada Tabel 8-4). *String* inverter dipilih karena memungkinkan fleksibilitas yang maksimal pada PV, *Energy Yield* yang lebih tinggi, serta transportasi yang mudah ke pulau. Parameter yang ditampilkan dinilai penting untuk penentuan jumlah inverter dan jumlah modul PV, jumlah seri modul PV per *string*, dan jumlah *string* per inverter. Untuk lebih jelasnya dapat melihat subbab 3.4 tentang konfigurasi sistem PV.

Tabel 8-3 Spesifikasi Modul TKDN yang dipilih pada Kondisi STC

Parameter	Nilai
<i>Nominal Maximum Power</i> (P_{max})	385 Wp
<i>Voltage at Max. Power</i> (V_{mp})	40,60 V
<i>Current at Max. Power</i> (I_{mp})	9,5 A
<i>Open-Circuit Voltage</i> (V_{oc})	48,0 V
<i>Short-Circuit Current</i> (I_{sc})	10,07 A
<i>Max. System Voltage</i> ($V_{\text{sistem-max}}$)	1000 V

Tabel 8-4 Spesifikasi Inverter yang dipilih

Parameter	Nilai
<i>Max. PV Input Voltage</i> ($V_{\text{PV-max}}$)	1100 V
<i>Min. PV input Voltage</i> ($V_{\text{PV-min}}$)	585 V
<i>Start-up Input Voltage</i> ($V_{\text{PV-start}}$)	250 V
<i>MPP Voltage Range for Nominal Power</i> ($V_{\text{PV-range}}$)	550–850 V
<i>No. of independent MPP inputs</i> (N_{mppt})	9
<i>Max. number of PV strings per MPPT</i> ($N_{\text{string/mppt}}$)	2

Parameter	Nilai
<i>Maximum PV Input Current (I_{PV-max})</i>	26 x 9 A
<i>Maximum DC Short-Circuit Current ($I_{SCPV-max}$)</i>	40 x 9 A
<i>AC output Power, PF~1 ($P_{inverter}$)</i>	110 kW

Pada studi kasus ini, sistem penyimpanan energi yang dipilih adalah baterai OPzV 2v/420Ah (spesifikasi pada Tabel 8-5) dan inverter baterai dengan spesifikasi pada Tabel 8-6. Penentuan ini mengacu pada pembahasan di Bab 4 tentang pemilihan komponen, serta penyesuaian kapasitas yang dimiliki.

Tabel 8-5 Spesifikasi Baterai OPzV 2V / 420-1.000 Ah

Parameter	Nilai
<i>Nominal Voltage (V_{bat})</i>	2 V
<i>Energy (W_{bat})</i>	420–1.000 Ah
<i>Maximum Discharge (A)</i>	3.800 A

Tabel 8-6 Spesifikasi Inverter Baterai

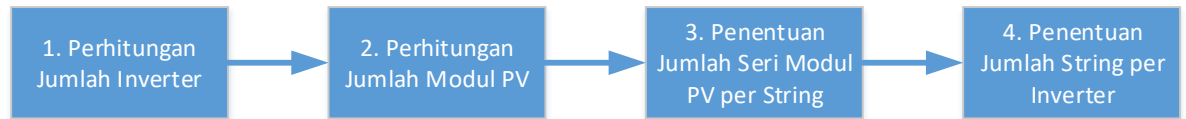
Parameter	Nilai
<i>Battery Voltage Range ($V_{bat-range}$)</i>	535–1000 V
<i>Max. Charging/Discharging Current (I_{max})</i>	504 A
<i>Rated Power PCS100, PF~1 (P_{nom})</i>	250 kW

8.7. Penentuan Konfigurasi

Subbab ini akan menjabarkan langkah-langkah untuk mendapatkan konfigurasi sistem PV dan baterai untuk PLTS. Pertama, hasil dari desain sistem PV adalah informasi mengenai jumlah inverter yang dibutuhkan, jumlah modul yang dibutuhkan, konfigurasi PV *string* (jumlah modul dalam seri per *string*), dan jumlah *string* yang dibutuhkan. Kedua, hasil dari desain sistem penyimpanan energi adalah informasi mengenai jumlah inverter baterai yang dibutuhkan, jumlah modul baterai yang dibutuhkan, konfigurasi baterai (jumlah baterai dalam seri per paralel), dan jumlah paralel yang dibutuhkan.

8.7.1. Sistem PV

Dapat dilihat pada Gambar 8-11 yang merupakan langkah-langkah perhitungan penentuan sistem PV yang dibutuhkan pada sistem PLTS Mikrogrid Interaktif.



Gambar 8-11 Tahapan Penentuan Konfigurasi PV dan Inverter

Perhitungan Jumlah Inverter (N_{inverter})

Jumlah inverter yang dibutuhkan didapatkan dari membagi kapasitas inverter yang harus dipenuhi (**Kapasitas Inverter**) dengan daya keluaran satu inverter (P_{inverter}) sehingga jumlah inverter yang dibutuhkan pada sistem PV PLTS adalah sebagai berikut.

$$N_{\text{inverter}} = \frac{\text{Kapasitas Inverter}}{P_{\text{inverter}}} = \frac{1709 \text{ kW}}{110 \text{ kW}} = 15.5 \rightarrow \mathbf{16 \text{ inverter} \sim 1760 \text{ kW}}$$

Perhitungan Jumlah Modul PV (N_{modul})

Jumlah modul PV yang dibutuhkan didapatkan dari membagi kapasitas PV yang harus dipenuhi (**Kapasitas PV**) dengan daya nominal satu modul PV (P_{max}) sehingga jumlah modul PV yang dibutuhkan pada sistem PV PLTS adalah sebagai berikut. Pembulatan ke bawah tanpa desimal.

$$N_{\text{modul}} = \frac{\text{Kapasitas PV}}{P_{\text{max}}} = \frac{2.221 \text{ kWp}}{385 \text{ Wp}} = 5768 \rightarrow \mathbf{5.760 \text{ modul}}$$

Dalam menentukan jumlah modul yang dibutuhkan, sebaiknya dibuat dalam kelipatan 16 / 18 / 20 untuk mempermudah desain sehingga jumlah modul yang dipilih adalah 5760 modul. Jumlah genap 5760 ini juga dimaksudkan untuk mempermudah implementasi dan konstruksi PV array pada saat pekerjaan desain dan konstruksi.

Konfigurasi PV (N_{seri} dan N_{string})

Jumlah *string* PV dan modul PV dalam seri per *string* harus memenuhi beberapa kriteria dari modul PV dan inverter yang digunakan. Pertama, membuat rentang modul PV dalam seri per *string* yang aman dan direkomendasikan dengan cara membuat batas bawah dan batas atas dari rentang tersebut. Kemudian, membuat batas maksimum *string* per inverter.

1. Menghitung batas bawah modul PV dalam seri (**Min. N_{seri}**)

- Batas bawah pertama didapatkan dari membagi tegangan minimal PV yang dibutuhkan untuk menghasilkan MPP (V_{PV-min}) dengan tegangan PV saat daya maksimum (**V_{mp}**). Pembulatan ke atas tanpa desimal.

$$\text{Min. } N_{\text{seri}} (1) = \frac{V_{PV-min}}{V_{mp}} = \frac{585 \text{ V}}{40,6 \text{ V}} = 14,4 \rightarrow \mathbf{15 \text{ modul}}$$

- Batas bawah kedua didapatkan dari membagi tegangan minimal PV yang dibutuhkan agar inverter dapat mengambil daya PV ($V_{PV-start}$) dengan tegangan PV saat daya maksimum (**V_{mp}**). Pembulatan ke atas tanpa desimal.

$$\text{Min. } N_{\text{seri}} (2) = \frac{V_{PV-start}}{V_{mp}} = \frac{250 \text{ V}}{40,6 \text{ V}} = 6,15 \rightarrow \mathbf{7 \text{ modul}}$$

- Batas bawah ketiga didapatkan dari membagi tegangan minimal PV yang dibutuhkan agar inverter menghasilkan daya nominal saat MPP ($V_{PV-range}$) dengan tegangan PV saat daya maksimum (**V_{mp}**). Pembulatan ke atas tanpa desimal.

$$\text{Min. } N_{\text{seri}} (3) = \frac{\text{Min. } V_{PV-range}}{V_{mp}} = \frac{550 \text{ V}}{40,6 \text{ V}} = 13,54 \rightarrow \mathbf{14 \text{ modul}}$$

2. Menghitung batas atas modul PV dalam seri (**Max. N_{seri}**)

- Batas atas pertama didapatkan dari membagi tegangan maksimum sistem PV ($V_{\text{system-max}}$) dengan tegangan *open-circuit* modul PV (**V_{oc}**). Pembulatan ke bawah tanpa desimal.

$$\text{Max. } N_{\text{seri}} (1) = \frac{\text{Max. } V_{\text{system-max}}}{V_{oc}} = \frac{1000 \text{ V}}{48 \text{ V}} = 20,83 \rightarrow \mathbf{20 \text{ modul}}$$

- Batas atas kedua didapatkan dari membagi tegangan maksimum PV yang diizinkan inverter (**V_{PV-max}**) dengan tegangan *open-circuit* modul PV (**V_{oc}**). Pembulatan ke bawah tanpa desimal.

$$\text{Max. } N_{\text{seri}} (2) = \frac{\text{Max. } V_{PV-max}}{V_{oc}} = \frac{1100 \text{ V}}{48 \text{ V}} = 22,91 \rightarrow \mathbf{22 \text{ modul}}$$

- Batas atas ketiga didapatkan dari membagi tegangan maksimum PV agar inverter menghasilkan daya nominal saat MPP ($V_{PV-range}$) dengan tegangan *open-circuit* modul PV (V_{oc}). Pembulatan ke bawah tanpa desimal.

$$\text{Max. } N_{\text{seri}} (3) = \frac{\text{Max. } V_{PV-range}}{V_{mp}} = \frac{850 \text{ V}}{40,6 \text{ V}} = 20,93 \rightarrow \mathbf{20 \text{ modul}}$$

3. Menghitung batas atas jumlah *string* per inverter (**Max. $N_{\text{string/inv}}$**)

- Batas atas pertama didapatkan dari membagi maksimum arus *short-circuit* dari *string* PV yang diizinkan inverter ($I_{scPV-max}$) dengan arus *short-circuit* modul PV (I_{sc}). Pembulatan ke bawah tanpa desimal.

$$\begin{aligned} \text{Max. } N_{\text{string/inv}} (1) &= \frac{I_{scPV-max}}{I_{sc}} \\ &= \frac{360 \text{ A}}{10,07 \text{ A}} = 35,74 \rightarrow \mathbf{35 \text{ string/inverter}} \end{aligned}$$

- Batas atas kedua didapatkan dari membagi maksimum arus dari *string* PV yang diizinkan inverter (I_{PV-max}) dengan arus saat MPP modul PV (I_{mp}). Pembulatan ke bawah tanpa desimal.

$$\begin{aligned} \text{Max. } N_{\text{string/inv}} (2) &= \frac{I_{PV-max}}{I_{mp}} \\ &= \frac{234 \text{ A}}{9,5 \text{ A}} = 24,63 \rightarrow \mathbf{24 \text{ string/inverter}} \end{aligned}$$

Berdasarkan perhitungan-perhitungan di atas, didapatkan rentang modul PV dalam seri dan jumlah maksimum *string* PV per inverter yang diizinkan, yakni **14-22 modul/string** dan maksimum **24 string/inverter**. Berikut adalah ringkasan hasil perhitungan konfigurasi PV.

$$\text{Min. } N_{\text{seri}} (1) = \mathbf{15 \text{ modul}}$$

$$\text{Max. } N_{\text{seri}} (1) = \mathbf{20 \text{ modul}}$$

$$\text{Min. } N_{\text{seri}} (2) = \mathbf{7 \text{ modul}}$$

$$\text{Max. } N_{\text{seri}} (2) = \mathbf{22 \text{ modul}}$$

$$\text{Min. } N_{\text{seri}} (3) = \mathbf{14 \text{ modul}}$$

$$\text{Max. } N_{\text{seri}} (3) = \mathbf{20 \text{ modul}}$$

$$\text{Max. } N_{\text{string/inv}} (1) = \mathbf{35 \text{ string/inverter}}$$

$$\text{Max. } N_{\text{string/inv}} (2) = \mathbf{24 \text{ string/inverter}}$$

Jumlah modul dalam seri per *string* yang dipilih adalah **18 modul/string** sehingga jumlah PV *string* per inverter yang dibutuhkan agar jumlah modul tercapai adalah sebagai berikut

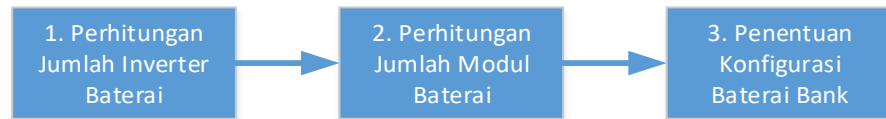
$$N_{\text{string}} = \frac{N_{\text{modul}}}{N_{\text{seri}}} = \frac{5760 \text{ modul}}{18 \text{ modul}} = 288 \rightarrow 288 \text{ string (18 } \frac{\text{string}}{\text{inverter}})$$

Jumlah PV *string* yang didapat masih berada pada rentang yang diizinkan dan sesuai dengan jumlah *input* yang tersedia pada inverter, yakni 9 MPPT dengan masing-masing MPPT dapat diisi 2 buah *string*. Oleh sebab itu, sistem PV PLTS memiliki **5760 modul PV** dan **16 inverter**, dengan konfigurasi **288 string PV** dan **18 modul dalam seri per string**. Konfigurasi PV *string* pada inverter:

16 inverter dengan input 18 PV string

8.7.2. Sistem Penyimpanan Energi

Dapat dilihat pada Gambar 8-12 yang merupakan langkah-langkah perhitungan penentuan sistem penyimpanan energi yang dibutuhkan pada sistem PLTS.



Gambar 8-12 Langkah-Langkah Perhitungan Penentuan Sistem Penyimpanan Energi

Perhitungan Jumlah Inverter Baterai ($N_{\text{inv-bat}}$)

Jumlah inverter baterai yang dibutuhkan didapatkan dari membagi kapasitas inverter baterai yang harus dipenuhi (**Kapasitas Inverter Baterai**) dengan daya nominal keluaran satu inverter baterai (P_{nom}) sehingga jumlah inverter baterai yang dibutuhkan pada sistem penyimpanan energi PLTS adalah sebagai berikut. Kapasitas inverter baterai ini masih di bawah kapasitas maksimum baterai.

$$N_{\text{inv-bat}} = \frac{\text{Kapasitas Inverter Baterai}}{P_{\text{nom}}} = \frac{737 \text{ kW}}{250 \text{ kW}} = 2,95 \rightarrow 3 \text{ inverter baterai}$$

Perhitungan Jumlah Sel Baterai (N_{bat})

Jumlah baterai yang dibutuhkan didapatkan dari membagi kapasitas baterai yang harus dipenuhi (**Kapasitas Baterai**) dengan kapasitas energi baterai per sel (W_{bat}) sehingga jumlah

baterai yang dibutuhkan pada sistem penyimpanan energi PLTS adalah sebagai berikut. Kapasitas baterai ini masih di bawah kapasitas maksimum baterai.

$$N_{\text{bat}} = \frac{\text{Kapasitas Baterai}}{W_{\text{bat}}} = \frac{3.462 \text{ kWh}}{2 \text{ V} \times 1000 \text{ Ah}} = 1731 \rightarrow \mathbf{1731 \text{ sel baterai}}$$

Konfigurasi Baterai ($N_{\text{bat-seri}}$ dan N_{paralel})

Jumlah paralel dan baterai dalam seri per paralel harus memenuhi beberapa kriteria dari baterai dan inverter baterai yang digunakan, yakni rentang baterai dalam seri per paralel yang aman dan direkomendasikan.

1. Menghitung batas bawah baterai dalam seri (**Min. $N_{\text{bat-seri}}$**)

- Batas bawah pertama didapatkan dari membagi tegangan minimal baterai yang diizinkan inverter baterai (**Min. $V_{\text{bat-range}}$**) dengan tegangan nominal baterai (V_{bat}). Pembulatan ke atas tanpa desimal. Rentang tegangan nominal baterai adalah 630 – 820 V.

$$\text{Min. } N_{\text{bat-seri}} (1) = \frac{\text{Min. } V_{\text{bat-range}}}{V_{\text{bat}}} = \frac{535 \text{ V}}{2 \text{ V}} = 267.5 \rightarrow \mathbf{268 \text{ baterai}}$$

- Batas bawah kedua didapatkan dari satu inverter baterai (P_{nom}) dengan perkalian antara arus maksimum inverter untuk *charging/discharging* (I_{max}) dan tegangan nominal baterai (V_{bat}). Pembulatan ke atas tanpa desimal.

$$\text{Min. } N_{\text{bat-seri}} (2) = \frac{P_{\text{nom}}}{I_{\text{max}} \times V_{\text{bat}}} = \frac{250000 \text{ W}}{504 \text{ A} \times 2 \text{ V}} = 248,01 \rightarrow \mathbf{249 \text{ baterai}}$$

2. Menghitung batas atas baterai dalam seri (**Max. $N_{\text{bat-seri}}$**)

- Batas atas didapatkan dari membagi tegangan maksimal baterai yang diizinkan baterai yang diizinkan inverter baterai (**Max. $V_{\text{bat-range}}$**) dengan tegangan nominal baterai (V_{bat}). Pembulatan ke bawah tanpa desimal.

$$\text{Max. } N_{\text{bat-seri}} = \frac{\text{Max. } V_{\text{bat-range}}}{V_{\text{bat}}} = \frac{900 \text{ V}}{2 \text{ V}} = 450 \rightarrow \mathbf{450 \text{ baterai}}$$

Baterai dalam seri harus di dalam rentang 249 – 450 baterai, hanya saja, tegangan operasi baterai sebaiknya tidak mendekati dengan tegangan minimum. Pada desain ini, dipilih tegangan operasi baterai sebesar 590 V sehingga jumlah baterai dalam seri yang dipilih adalah 295 sel $\left(\frac{590 \text{ V}}{2 \text{ V}}\right)$. Oleh karena itu, 1 bank baterai memiliki kapasitas sebesar $2 \text{ V} \times 1000 \text{ Ah} \times 295 \text{ unit}$, atau setara dengan 590 kWh/bank.

Jumlah paralel baterai yang dibutuhkan (N_{paralel}) didapatkan dengan membagi jumlah baterai yang dibutuhkan (N_{batt}) dengan jumlah baterai dalam seri.

$$N_{\text{paralel}} = \frac{N_{\text{batt}}}{N_{\text{bat-seri}}} = \frac{1731 \text{ baterai}}{291 \text{ baterai}} = 5,9 \rightarrow \mathbf{6 \text{ paralel}}$$

Mengingat sistem ini menggunakan 6 buah inverter baterai, setiap inverter akan dihubungkan dengan 2 buah bank baterai.

3 inverter baterai, masing-masing terhubung dengan **2 bank baterai** yang berisi **295 sel baterai dalam seri**

Tabel 8-7 menunjukkan beberapa konfigurasi seri-paralel lain yang dapat disusun berdasarkan rentang tegangan inverter. Kolom tegangan inverter menunjukkan rentang tegangan inverter baterai, kolom sel baterai menunjukkan banyaknya jumlah baterai yang dibutuhkan untuk mencapai tegangan inverter, dan kolom kapasitas energi baterai menunjukkan total kapasitas baterai dengan konfigurasi seri tertentu jika menggunakan baterai 420, 800, dan 1.000 Ah.

Warna hijau pada kolom tegangan inverter menunjukkan tegangan yang dianjurkan dan warna hijau pada kapasitas energi baterai menunjukkan kapasitas energi total yang nilainya tidak melebihi 110% kapasitas perhitungan awal (3.462 kWh).

Tabel 8-7 Konfigurasi Seri-Paralel Baterai

Tegangan Bank Baterai [V]	Seri Baterai (2 V)	Total energy [kWh] = Bank voltage [V] x Battery capacity [Ah] x number of banks(s)					
		1 bank		3 Inv. with 1 bank(s) each Inv.		3 Inv. with 2 bank(s) each Inv.	
		420 Ah	1000 Ah	800 Ah	1000 Ah	420 Ah	1000 Ah
590	295	247.8	590	1,416	1,770	1,487	3,540
592	296	248.64	592	1,421	1,776	1,492	3,552
594	297	249.48	594	1,426	1,782	1,497	3,564
596	298	250.32	596	1,430	1,788	1,502	3,576
598	299	251.16	598	1,435	1,794	1,507	3,588
600	300	252	600	1,440	1,800	1,512	3,600
602	301	252.84	602	1,445	1,806	1,517	3,612
604	302	253.68	604	1,450	1,812	1,522	3,624
606	303	254.52	606	1,454	1,818	1,527	3,636
608	304	255.36	608	1,459	1,824	1,532	3,648

Berdasarkan Tabel 8-7, baterai 420 Ah dengan konfigurasi seri 295 sel akan menghasilkan kapasitas yang mendekati hasil desain (*oversize* < 10%). Oleh sebab itu, desain 295 seri dalam 1 bank dinilai tepat. Sel baterai dengan kapasitas 420 atau 800 Ah akan menghasilkan kapasitas terlalu kecil pada setiap banknya. Hal ini tentunya perlu diverifikasi dengan kapasitas baterai yang tersedia di pasaran.

Perlu diketahui bahwa terdapat tantangan tersendiri dalam menyusun seri baterai dalam jumlah banyak, yakni pentingnya memastikan tingkat energi setiap sel agar tetap seimbang untuk mencegah *over-charge* dan/atau *over-discharge* dari salah satu sel. Hal ini dapat dilakukan dengan mengimplementasikan perangkat *Battery Management System (BMS)* pada sistem baterai.

8.7.3. Rangkuman Desain Sistem PLTS Mikrogrid Interaktif

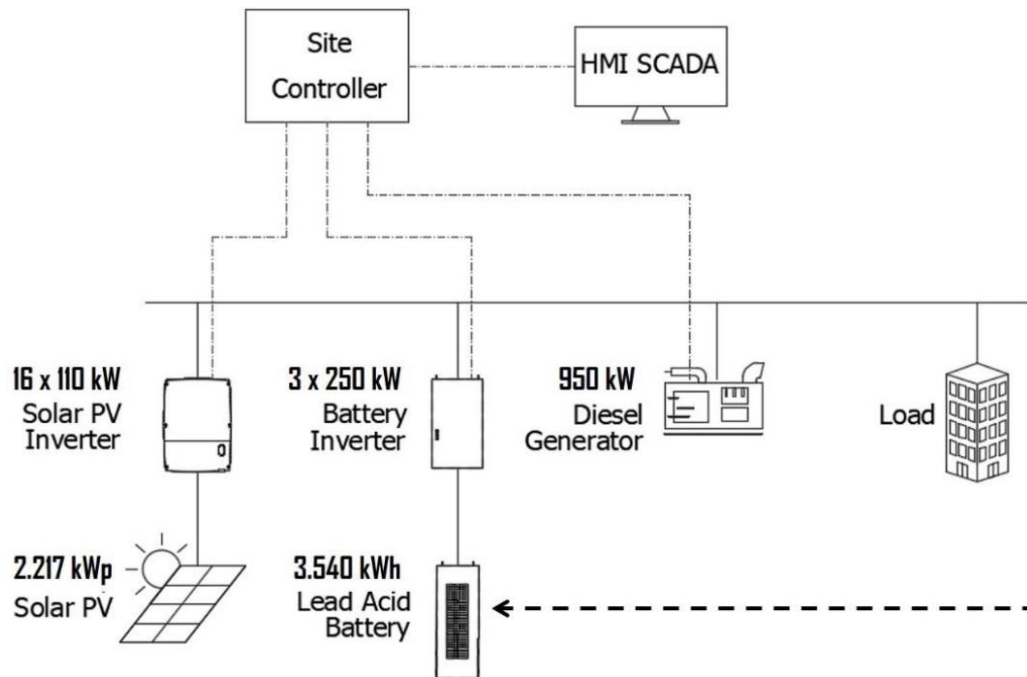
Berdasarkan hasil penentuan komponen utama dan konfigurasi sistem terdapat perbedaan nilai kapasitas dengan perhitungan pada desain awal yang dipaparkan pada Subbab 3. Perbedaan ini dapat dilihat pada Tabel 8-8. Nilai yang sebaiknya digunakan untuk proses lebih lanjut adalah nilai setelah penentuan komponen utama dan penentuan konfigurasi karena nilai kapasitas ini telah disesuaikan dengan ketersediaan komponen di pasar sehingga dapat meminimalkan eror pada perhitungan biaya proyek nantinya.

Tabel 8-8 Perbedaan Nilai Kapasitas Desain

Komponen	Kapasitas	
	Desain Awal	Kesesuaian Pasar
PV [kWp]	2.221	2.217
Inverter PV [kW]	1.709	1.760
DC/AC Ratio	1,30	1,26
Baterai [kWh]	3.462	3.540
Inverter Baterai [kW]	737	750

Hasil desain sistem PLTS dapat dilihat pada Gambar 8-13 dengan spesifikasi komponen pada

Tabel 8-9.



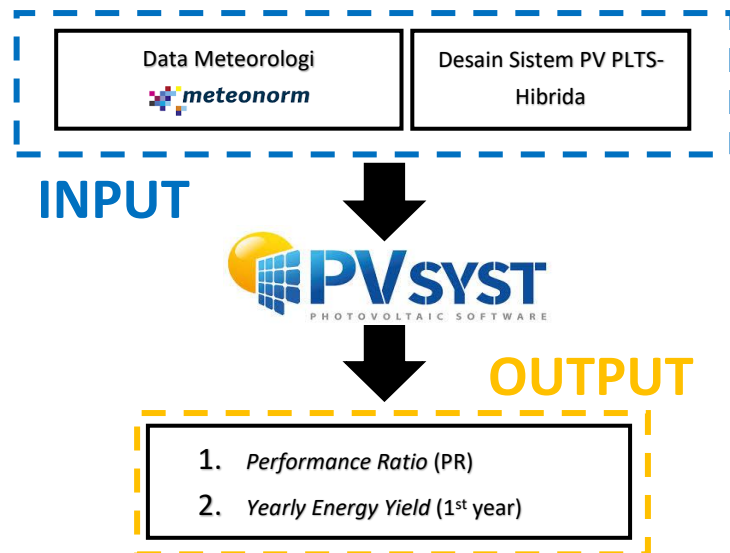
Gambar 8-13 Skema PLTS Mikrogrid Interaktif

Tabel 8-9 Desain Sistem PLTS Mikrogrid Interaktif

Modul PV	
Kapasitas Modul PV	385 Wp
Tipe Sel	<i>Polycrystalline</i>
Jumlah Modul per <i>String</i> / Total <i>String</i>	18 / 288
Total Jumlah Modul	5760
Inverter	
Kapasitas Inverter	110 kW
Jenis Inverter	String PV Inverter
Jumlah Inverter	16
Baterai	
Baterai yang Digunakan	OPzV 2V
Kapasitas Baterai	1000 Ah
Jenis Baterai	<i>Lead-Acid</i>
Jumlah Baterai Seri / Paralel	295 / 6
Total Jumlah Modul Baterai	1770
Inverter Baterai	
Kapasitas Inverter Baterai	250 kW
Jumlah Inverter Baterai	3

8.8. Analisis Performa Sistem PV PLTS

Pada subbab ini, performa sistem PV PLTS Mikrogrid Interaktif hasil simulasi PVSyst akan dijelaskan. Alternatif perangkat lunak yang dapat digunakan antara lain adalah SolarPro, PV*Sol Premium, HOMER, dan perangkat lunak yang lainnya. Data meteorologi, yakni *irradiance*, temperatur, curah hujan, dan kecepatan angin didapatkan dari *software* Meteonorm 7.3 dengan resolusi data per-jam. Desain Sistem PV yang telah didapatkan pada subbab sebelumnya beserta data meteorologi menjadi *input* pada *software* PVSyst. *Output* dari simulasi yang ingin didapat adalah *Performance Ratio* (PR) dan hasil energi tahunan. Diagram blok proses tersebut ditunjukkan pada Gambar 8-14.



Gambar 8-14 Diagram Blok Analisis Performa Sistem PV PLTS Mikrogrid Interaktif

Performance Ratio (PR) didapatkan dari membagi hasil bagi antara hasil energi tahun pertama (**EY**) dan Kapasitas PV yang terpasang (**Kapasitas PV**) dengan hasil bagi antara *irradiance* pada Modul PV dalam 1 tahun (**GlobInc**) dan *irradiance* pada kondisi STC (**G_{STC}**). *Capacity Factor (CF)* didapatkan dari membagi hasil energi tahun pertama dengan perkalian antara total kapasitas sistem PV yang terpasang. Data-data yang dibutuhkan dalam perhitungan tersebut tertera pada laporan hasil simulasi PVsyst (terlampir).

$$PR = \frac{EY (1 \text{ tahun}) / \text{Kapasitas PV}}{GlobInc / G_{STC}} = \frac{3043 \text{ MWh} / 2218 \text{ kW}}{1730 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2} / 1 \frac{\text{kW}}{\text{m}^2}} = \mathbf{79,16\%}$$

$$CF = \frac{EY (1 \text{ tahun})}{\text{Kapasitas PV} \times \text{jumlah jam dalam 1 tahun}} = \frac{3043 \text{ MWh}}{2218 \text{ kW} \times 8760 \text{ h}} = \mathbf{15,66\%}$$

Berdasarkan kalkulasi ini, didapat performa Sistem PV PLTS Hasil Simulasi PVsyst adalah sebagai berikut:

<i>Performance Ratio (PR)</i>	79,16%
Hasil Energi (tahun ke-1)	3043 MWh
<i>Capacity Factor (CF)</i>	15,66%

Daftar Pustaka

Anderson, Jon Lee, and Jay Frankhouser, 'Advanced Lead Carbon Batteries for Partial State of Charge Operation in Stationary Applications', *2015 IEEE International Telecommunications Energy Conference (INTELEC)*, 2015, 1–5

Anuphappharadorn, Suratsawadee, Sukruedee Sukchai, Chatchai Sirisamphanwong, and Nipon Ketjoy, 'Comparison the Economic Analysis of the Battery between Lithium-Ion and Lead-Acid in PV Stand-Alone Application', *Energy Procedia*, 56.C (2014), 352–58 <<https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.07.167>>

Cadex Electronics Inc., 'BU-214: Summary Table of Lead-Based Batteries', 2019
<https://batteryuniversity.com/learn/article/bu_214_summary_table_of_lead_based_batteries>

——, 'BU-704: How to Transport Batteries', 2017
<https://batteryuniversity.com/learn/article/how_to_transport_batteries>

Commission, International Electrotechnical, and others, 'IEC 61970: Energy Management System Application Program Interface (EMS-API)', *International Electrotechnical Commission (IEC): Geneva, Switzerland*, 2004

Fraunhofer ISE, *Photovoltaics Report* (Freiburg, 2018)

Global Sustainable Energy Solutions, 'Oversized PV Arrays and Battery Days of Autonomy In Stand-Alone Power Systems', 2019 <<https://www.gses.com.au/technical-articles/oversized-pv-array-and-battery-days/>> [accessed 12 February 2020]

Green, Martin A., Yoshihiro Hishikawa, Ewan D. Dunlop, Dean H. Levi, Jochen Hohl-Ebinger, and Anita W.Y. Ho-Baillie, 'Solar Cell Efficiency Tables (Version 51)', *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 26.1 (2018), 3–12 <<https://doi.org/10.1002/pip.2978>>

IEC, *IEC 60529 - Degrees of Protection Provided by Enclosures (IP Code)*, 2001

IEC 61724, 'Photovoltaic System Performance Monitoring— Guidelines for Measurement, Data Exchange and Analysis'

International Electrotechnical Commission, 'IEC 62446 Grid Connected PV Systems – Minimum Requirements for System Documentation, Commissioning Tests, and Inspection', 2016

——, *IEC TS 61724-2 : Photovoltaic System Performance Part 2 : Capacity Evaluation Method*, 2016

——, *IEC TS 61724-3 Photovoltaic System Performance Part 3 : Energy Evaluation Method*, 2016

Jordan, D. C., and S. R. Kurtz, 'Photovoltaic Degradation Rates - An Analytical Review', *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 21.1 (2013), 12–29 <<https://doi.org/10.1002/pip.1182>>

Keshan, Hardik, Jesse Thornburg, and Taha Selim Ustun, 'Comparison of Lead-Acid and Lithium Ion Batteries for Stationary Storage in Off-Grid Energy Systems', 2016

Kinsey, Geoffrey S., Peter Hebert, Kent E. Barbour, Dmitri D. Krut, Hector L. Cotal, and Raed A. Sherif, 'Concentrator Multifunction Solar Cell Characteristics under Variable Intensity and Temperature', *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 16.6 (2008), 503–8 <<https://doi.org/10.1002/pip.834>>

Maehlum, Mathias Aarre, 'Which Solar Panel Type Is Best? Mono- vs. Polycrystalline vs. Thin Film', *Energy Informative*, 2015 <<http://energyinformative.org/best-solar-panel-monocrystalline-polycrystalline-thin-film/>> [accessed 26 July 2017]

Manimekalai, P, R Harikumar, and S Raghavan, 'An Overview of Batteries for Photovoltaic (PV) Systems', *International Journal of Computer Applications*, 82.12 (2013), 975–8887
<<http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download;jsessionid=00C47BEB31109763055AA51CCA461EA4?doi=10.1.1.401.7780&rep=rep1&type=pdf>>

Moncecchi, Matteo, Claudio Brivio, Silvia Corigliano, Alessia Cortazzi, and Marco Merlo, 'Battery Modeling for Microgrid Design: A Comparison between Lithium-Ion and Lead Acid Technologies', *SPEEDAM 2018 - Proceedings: International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion*, 2018, 1215–20 <<https://doi.org/10.1109/SPEEDAM.2018.8445343>>

Peningkatan Penggunaan Produk Dalam Negeri, 'Sertifikat TKDN Baterai Lithium-Ion', 2020
<<http://tkdn.kemenperin.go.id/search.php?where=produk&what=baterai>> [accessed 27 February 2020]

——, 'Sertifikat TKDN Modul Surya', 2020
<<http://tkdn.kemenperin.go.id/search.php?where=produk&what=Modul+Surya>> [accessed 27 February 2020]

Peningkatan Produk Dalam Negeri, 'Sertifikat TKDN Baterai Lead-Acid/Lead-Carbon', 2020
<<http://tkdn.kemenperin.go.id/search.php?where=produk&what=baterai>> [accessed 27 February 2020]

Persyaratan Umum Instalasi Listrik 2011 (Badan Standardisasi Nasional, 2011)

PT.PLN (Persero), 'SPLN D3.022-2 2012: Inverter Untuk Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) Persyaratan Umum Dan Metode Uji', 562, 2012

——, 'SPLN D3.022-3 2012 : Baterai Sekunder Untuk Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) Persyaratan Umum Dan Metode Uji', 2012

——, 'SPLN D6.001 2012: Persyaratan Minimum Uji Komisioning Dan Inspeksi Pembangkit Listrik Tenaga Surya - PLTS', 566, 2012

Ramadhani, Bagus, 'Instalasi Pembangkit Listrik Tenaga Surya Dos & Don'ts', 2018, 277

Seaward Solar, *Photovoltaic System Commissioning and Testing : A Guide for PV System Technicians and Engineers*

TiSoft, 'STC and NOCT', 2016 <https://www.ti-soft.com/en/support/help/electrical/libraries/pvmodules/stc_and_noct> [accessed 12 April 2019]

U.S. Department of Energy, 'Microgrid Definitions', *Microgrids at Berkeley Lab*, 2019 <<https://building-microgrid.lbl.gov/microgrid-definitions>> [accessed 6 February 2020]

Webo Solar, 'Charge Controller Sizing and Selection' <<https://webosolar.com/charge-controller-sizing-selection-solar-panel/>>

Woodhouse, Michael, Rebecca Jones-Albertus, David Feldman, Ran Fu, Kelsey Horowitz, Donald Chung, and others, 'On the Path to SunShot: The Role of Advancements in Solar Photovoltaic Efficiency, Reliability, and Costs', May, 2016, 44 <<https://doi.org/NREL/TP-6A20-65872>>

Zia, Muhammad Fahad, Elhoussin Elbouchikhi, and Mohamed Benbouzid, 'Microgrids Energy Management Systems: A Critical Review on Methods, Solutions, and Prospects', *Applied Energy*, 222, June (2018), 1033–55 <<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.04.103>>

1,000 Islands – Renewable Energy for Electrification Programme (REEP)

De RITZ Building, 3A Floor
Jl. HOS. Cokroaminoto No. 91
Menteng, Jakarta Pusat 10310
Indonesia
Tel: +62 21 391 5885
Fax: +62 21 391 5859
Website: www.giz.de